



Kommunale Wärmplanung Altenkunstadt

Ersteller:

Kreuzer, M.; Ley, H.

Auftraggeber:

Gemeinde Altenkunstadt
Marktplatz 2
96264 Altenkunstadt

Auftragnehmer:

GI Smart Solutions GmbH
Albert-Einstein-Straße 1
95028 Hof

Erstellt:

12.03.2026



Finanziert aus Mitteln des Freistaats Bayern zur kommunalen Wärmeplanung. Zuständige oberste Landesbehörde: Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie.



Bayerisches Staatsministerium
für Wirtschaft, Landesentwicklung
und Energie

Vorwort

Die kommunale Wärmeplanung bildet den strategischen Rahmen für die künftige Wärmeversorgung in Altenkunstadt. Sie dient der systematischen Erfassung des aktuellen Wärmebedarfs, der bestehenden Versorgungsstrukturen sowie der lokal verfügbaren Potenziale für eine treibhausgasarme Wärmebereitstellung.

Ziel der Wärmeplanung ist es, belastbare Grundlagen für Entscheidungen in Verwaltung, Politik, Energieversorgung, Wohnungswirtschaft, Gewerbe und privaten Haushalten bereitzustellen. Dazu werden Eignungsgebiete für unterschiedliche Versorgungsoptionen identifiziert, Entwicklungspfade beschrieben und Prioritäten für die weitere Umsetzung benannt.

Die Wärmeplanung ist ein informelles Planungsinstrument. Sie begründet keine unmittelbaren Verpflichtungen für einzelne Eigentümerinnen und Eigentümer, schafft jedoch Orientierung und erhöht die Planungs- und Investitionssicherheit für alle Beteiligten.

Die vorliegenden Ergebnisse wurden auf Basis verfügbarer Daten, fachlicher Analysen und unter Einbindung relevanter Akteure erarbeitet. Die Umsetzung erfolgt schrittweise und wird im weiteren Prozess regelmäßig überprüft und fortgeschrieben.

Mit der kommunalen Wärmeplanung schafft Altenkunstadt eine strukturierte Grundlage, um die Wärmeversorgung langfristig zuverlässig, wirtschaftlich und klimaverträglich weiterzuentwickeln.

Software und Datengrundlage



- Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft Landesentwicklung und Energie
- Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung
- Bayerisches Landesamt für Umwelt

Mitwirkende

Gemeinde Altenkunstadt/Landratsamt/Wasserwirtschaftsamt

Robert Hümmer	1. Bürgermeister
Alexander Pfaff	G. Altenkunstadt Geschäftsleitung
Astrid Redinger	G. Altenkunstadt Bauverwaltung
Frank Söllner	G. Altenkunstadt Bauverwaltung
Anika Leimeister	Landratsamt Klimaschutz

Versorgungsunternehmen

Butz Burkhard Bayernwerk	Kommunalmanagement Franken
Markus Hausmann Regionalwerk Obermain gKU	Vorstand

Wohnungswirtschaft/soziale Einrichtungen

Uwe Döring Oberfränkische Baugenossenschaft Kronach	1. Vorstand
---	-------------

Industrie und Gewerbe/Landwirtschaft

Andreas Leikeim	Brauhaus Altenkunstadt Andreas Leikeim GmbH & Co. KG Geschäftsführung
Andreas Busse	Brauhaus Altenkunstadt Andreas Leikeim GmbH & Co. KG Technischer Leiter
Jochen Leikeim	Landwirtschaft
Patrick Mantel	BAUR-Gruppe Vice President Facilities and Support Services
Christian Stenglein	BAUR-Gruppe Projektleiter BAUR-Liegenschaftsverwaltung

Inhalt

1. Einleitung.....	7
1.1. Ziel der kommunalen Wärmeplanung.....	7
1.2. Ziele der Gemeinde	7
2. Bestandsanalyse	8
2.1. Übersicht Gemeindegebiet.....	8
2.2. Gewerbebetriebe und soziale Einrichtungen.....	9
2.3. Gemeindegliederung	10
2.4. Erfassung der Ortslage/Gemeindestruktur	11
2.5. Gebäudebestand – Baualtersklassen	12
2.6. Gebäudebestand – Typologie.....	15
2.7. Berechnungsgrundlagen des Energiebedarfs	21
2.7.1. Wärmebedarf	21
2.7.2. Strombedarf.....	28
2.8. Treibhausgas- und Energiebilanz.....	31
2.8.1. IST-Zustand	31
2.8.2. Endenergieverbräuche – Wärme	36
2.8.3. Endenergiebedarfe – Strom	39
2.8.4. Endenergieverbräuche – Strom (gemessen)	42
2.8.5. THG-Emissionen Wärme und Strom	45
2.8.6. Räumliche Verteilung von CO ₂ -Emissionen	47
2.8.7. Kennzahlen aus der Bilanzierung	52
2.9. (Wärme-)Erzeugungsanlagen/Erhebung der aktuellen Versorgungsstruktur...	61
2.9.1. Versorgungsanlagen und Versorgungsarten	61
2.9.2. Verteil- und Versorgungsnetze	69
2.9.3. Energiedichte (räumlich)	71
3. Potenzialanalyse	76
3.1. Einsparpotenziale durch Wärmebedarfsreduktion	76
3.2. Einsatz von Wärmenetzen	84
3.3. Erneuerbare Energien und Abwärme zur Wärme- und Stromversorgung.....	85
3.3.1. Biomasse	85
3.3.2. Geothermie (Erdwärme).....	93

3.3.3.	Umweltwärme (Luftwärmepumpen).....	99
3.3.4.	Solarpotenzial (Solarthermie).....	101
3.3.5.	PV-Potenzial.....	105
3.3.6.	Oberflächengewässer (Main).....	111
3.3.7.	Abwassernutzung (Kanalisation).....	115
3.3.8.	Industrielle Abwärme.....	117
3.4.	Zusammenfassung geeigneter Potenziale.....	119
3.4.1.	Einschränkungen beim Erschließen der Potenziale.....	124
4.	Zielszenario.....	133
4.1.	Bedarfsreduzierung.....	133
4.1.1.	Sanierungsmaßnahmen.....	134
4.1.2.	Sanierungskosten.....	134
4.1.3.	Wirtschaftlichkeitsbetrachtung.....	142
4.2.	Zukünftige Versorgungsstruktur.....	147
4.2.1.	Einteilung der Wärmeversorgungsgebiete.....	147
4.2.2.	Eignung nach Wärmedichte und Wärmelastgang.....	150
4.2.3.	Eignung nach Wirtschaftlichkeit (Netzkosten vs. dezentrale Kosten).....	155
4.3.	Möglichen Szenarien für 2035 und 2045.....	160
4.3.1.	Szenario 1 – Wärmenetz + Biomethan.....	161
4.3.2.	Szenario 2 – Biomethan.....	164
4.3.3.	Szenario 3 – Wärmenetz mit tiefer Geothermie + Biomethan.....	167
4.3.4.	Verlauf der prognostizierten Treibhausgasemissionen bis 2045.....	170
4.3.5.	Vier Säulen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität.....	170
4.4.	Festlegung der Wärmeversorgungsgebiete/Eignungsgebiete.....	171
4.5.	Welche Regeln gelten in den Versorgungsgebieten (GEG/WPG)?	Fehler!
	Textmarke nicht definiert.	
4.5.1.	Wärmenetzgebiet.....	176
4.5.2.	Gebiet für dezentrale Wärmeversorgung.....	Fehler! Textmarke nicht definiert.
4.5.3.	Prüfgebiet.....	177
4.5.4.	Gemeinsame technische Anforderungen in allen Gebieten.....	177
4.5.5.	Gasheizungen im Prüfgebiet.....	178

4.5.6. Biomethan	178
5. Umsetzungsstrategie und Maßnahmenkatalog.....	179
5.1. Steigerung der Energieeffizienz / allgemeine Maßnahmen.....	179
5.2. Dekarbonisierung / Defossilisierung der Wärmeversorgung	180
5.3. Konkrete Umsetzungsmaßnahmen / Umsetzungsoptionen.....	182
5.3.1. Option/Szenario 1 – Wärmenetz + Biomethan	182
5.3.2. Option/Szenario 2 – Biomethan.....	183
5.3.3. Option/Szenario 3 – Wärmenetz mit tiefer Geothermie + Biomethan.....	183
5.4. Konkrete Umsetzungsmaßnahmen/Anhang.....	184
6. Maßnahmen & Teilgebiets-Steckbriefe.....	188
Quellenverzeichnis und weiterführende Literatur (ENEKA).....	189
Quellenverzeichnis (GI Smart Solutions).....	190
Abbildungsverzeichnis.....	193
Tabellenverzeichnis	200

1. Einleitung

Die kommunale Wärmeplanung ist ein zentrales Instrument zur Gestaltung einer zukunftsfähigen und klimafreundlichen Wärmeversorgung. Sie ermöglicht Kommunen, auf Basis lokaler Gegebenheiten eine langfristige Strategie zur Reduktion von Treibhausgasemissionen im Wärmesektor zu entwickeln. Dabei werden Bürgerinnen und Bürger, Unternehmen sowie die kommunale Verwaltung aktiv in den Transformationsprozess eingebunden.

1.1. Ziel der kommunalen Wärmeplanung

Das Ziel der kommunalen Wärmeplanung ist es, eine nachhaltige, bezahlbare und klimaneutrale Wärmeversorgung auf lokaler Ebene zu gestalten. Sie dient als strategisches Steuerungsinstrument, um den Weg zu einer treibhausgasarmen Energieversorgung systematisch zu planen und umzusetzen.

Im Zentrum steht die Reduzierung der CO₂-Emissionen im Wärmesektor, der einen erheblichen Anteil am kommunalen Energieverbrauch hat. Die Wärmeplanung identifiziert Potenziale für erneuerbare Energien, Abwärmenutzung und Effizienzsteigerungen. Sie zeigt auf, welche Infrastrukturen – etwa Wärmenetze oder individuelle Heizlösungen – langfristig sinnvoll sind. Gleichzeitig bietet sie einen verlässlichen Rahmen für Investitionen von Energieversorgern, Wohnungswirtschaft und Industrie.

Durch die räumliche Analyse der Wärmebedarfe können passgenaue Lösungen für unterschiedliche Quartiere entwickelt werden. Die Einbindung von Bürgerinnen und Bürgern, Unternehmen und weiteren lokalen Akteuren stärkt die Akzeptanz und Mitwirkung vor Ort. Kommunale Wärmeplanung ist zudem ein wichtiger Baustein zur Erreichung der Klimaziele auf kommunaler, nationaler und europäischer Ebene. Insgesamt fördert sie die Resilienz, Versorgungssicherheit und Zukunftsfähigkeit kommunaler Energiesysteme.

1.2. Ziele der Gemeinde

Gebäudescharfe Geoinformationen spielen in der kommunalen Wärmeplanung (KWP) eine zentrale Rolle, um fundierte und standortgenaue Entscheidungen treffen zu können. Ziel der Gemeinde ist es, durch die Erfassung und Analyse dieser Daten den aktuellen Wärmebedarf, den Sanierungszustand und mögliche Versorgungslösungen für jedes einzelne Gebäude zu ermitteln. So können realistische Szenarien zur Dekarbonisierung entwickelt, effiziente Wärmenetze geplant und Fördermaßnahmen gezielt ausgerichtet werden. [1]

2. Bestandsanalyse

2.1. Übersicht Gemeindegebiet

In der folgenden Abbildung (Abbildung 1) ist das gesamte Gemeindegebiet im Maßstab 1:25000 dargestellt. Die Gesamtfläche beträgt 32,9 km².

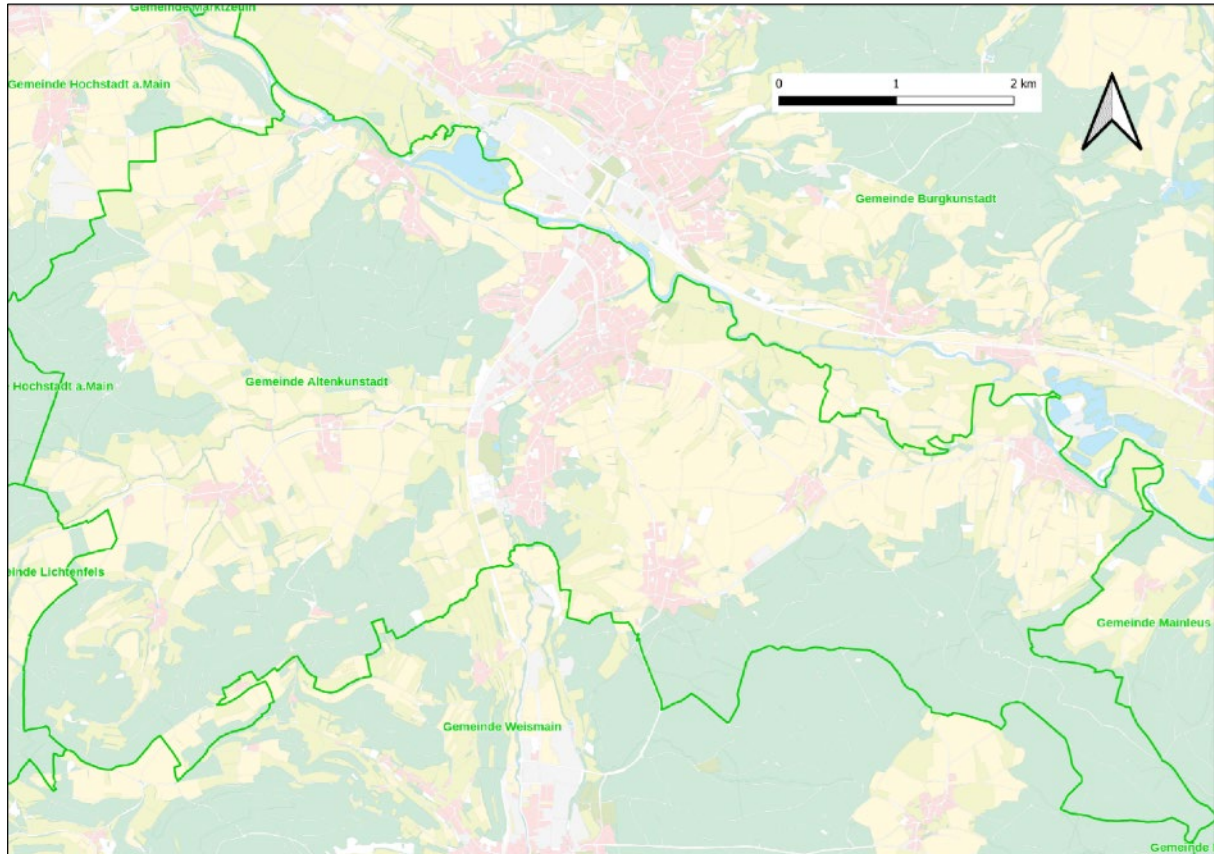


Abbildung 1: Geobasisdaten: Bayerische Vermessungsverwaltung | Webkarte | Gemeindegebiet Altenkunstadt | 2025

Die grüne Umrisslinie zeigt die Gemeindegrenzen von Altenkunstadt. Die in dunkleren Grüntönen dargestellten Flächen (Wälder) sind der forstwirtschaftlichen Nutzung vorbehalten, während die hellgrünen bis hellbraunen Bereiche (Acker- und Grünlandflächen) überwiegend landwirtschaftlich genutzt werden. Siedlungsflächen (Wohn-, Industrie- und Mischgebiete) sind durch hellrote bzw. graue Bereiche gekennzeichnet (vgl. Abbildung 1).

Wichtige Verkehrswege sind die im Bereich von Burgkunstadt von West nach Ost verlaufende Bundesstraße B 289 (Richtung Lichtenfels – Anschluss an die Bundesautobahn A 73 über die B 173 und Richtung Kulmbach – Anschluss an die Bundesautobahn A 9 und A 70 über die B 303 und B 85).

Der Main stellt ein bedeutendes Fließgewässer dar und bildet größtenteils die Gemeindegrenze zum Gemeindegebiet von Burgkunstadt.

2.2. Gewerbebetriebe und soziale Einrichtungen

Neben vielen kleinen Handwerks- und Gewerbebetrieben bzw. Einzelhandelsunternehmen sind noch folgende größere Betriebe in Altenkunstadt ansässig (Liste unvollständig):

Einzelhandel

- REWE-Markt (REWE Martin Kolbe oHG)
- Lidl (Lidl Vertriebs-GmbH & Co. KG Ostfranken)
- Hagebau kompakt (Hans Batzner GmbH)
- Jawoll (J. A. Woll-Handels GmbH)
- AWG Mode Center (AWG Allgemeine Warenvertriebs-GmbH)
- ROSSMANN Drogeriemarkt (Dirk Rossmann GmbH)
- (Ernsting's family (Ernsting's family GmbH & Co. KG)
- NKD (NKD Group GmbH)
- RENO (Kienast Schuhhandels GmbH & Co. KG)

Industriebetriebe

- BAUER-Gruppe (BAUR Versand GmbH & Co KG / Verwaltungsgesellschaft BAUR Versand mbH)
- Baur Hermes Fulfilment (Baur Hermes Fulfilment GmbH & Co. KG)
- Brauhaus Altenkunstadt – Brauhaus Altenkunstadt – Andreas Leikeim GmbH & Co. KG
- NICI GmbH
- BMF – Besteck- und Metallwaren GmbH
- Kälte-Klima-Technik Schramm GmbH
- Hommert Auto Zentrum GmbH
- Car Parts GmbH + Co. KG
- Schöne GmbH / Flechttechnik Schöne
- HAWE GmbH
- Limmer + Söllner GmbH
- SEL Erd- und Leitungsbau GmbH
- Wagner Schleifdienst Roland
- Porzellanfabrik Altenkunstadt Karl Nehmzow
- Volksbank Raiffeisenbank Obermain eG – Filiale Altenkunstadt

Öffentliche/soziale Einrichtungen

- Schul- & Sportzentrum Altenkunstadt (inkl. Mittelschule)
- Grundschule Altenkunstadt
- Caritas-Tagespflege Maria Stern
- Friedrich-Baur-Altenwohn- und Pflegezentrum St. Kunigund
- Kreuzberg-Kindertagesstätte
- Kathi-Baur Kindertagesstätte
- BRK-Haus des Kindes „Am Baumgarten“
- BRK-Jugendtreff „PINS“

Wohnungswirtschaft

- Oberfränkische Baugenossenschaft Kronach eG

2.3. Gemeindegliederung

Die aktuelle Einwohnerzahl beträgt 5.593 (Bayernportal: 30. Sept. 2025)

Neben dem Hauptort ist die Gemeinde Altenkunstadt in 16 Gemeindeteile untergliedert. In Klammern sind der Siedlungstyp und die Einwohnerzahlen angegeben (siehe Tabelle 1):

Tabelle 1: Übersicht der Gemeindeteile [2] [3] (Stand: Amtsblatt Nr. 1 – 27. Januar 2025)

Altenkunstadt (Pfarrdorf, 3360)	Prügel (Dorf, 127)
Baiersdorf (Dorf, 424)	Röhrig (Weiler, 32)
Burkheim (Dorf, 220)	Spiesberg (Dorf, 92)
Kapelle (Einöde)	Strössendorf (Pfarrdorf, 309)
Kienmühle (Weiler)	Tauschendorf (Weiler, 27)
Kordigast (Einöde, 4)	Trebitzmühle (Einöde, 5)
Maineck (Kirchdorf, 276)	Woffendorf (Dorf, 389)
Pfaffendorf (Dorf, 136)	Zeublitz (Dorf, 40)

2.4. Erfassung der Ortslage/Gemeindestruktur

In diesem Kapitel erfolgt die Kartierung der Ortslage(-n), also u. a. die Darstellung der zeitlichen Entwicklung der Siedlungsbereiche. Daraus können grobe Angaben zum Baualter und damit möglichen Sanierungsstand der Gebäude in den Quartieren bzw. Gebieten abgeleitet werden.

Tabelle 2: Rahmendaten des Projektgebietes

Parameter	Wert
Anzahl der Gebäude	4.800
Anzahl der Adressen	1.890
Einwohner	5.594
metrische Fläche	32.904.721,6 m ²

Die gesamte Gebäudenutzfläche beträgt 736.553,9 m². Diese teilt sich auf folgende BSKO-Sektoren auf:

Tabelle 3: Aufteilung der Nutzfläche in Altenkunstadt nach BSKO-Sektoren

BSKO Sektor	Gebäudenutzfläche
Private Haushalte	410.356,1 m ²
Industrie	39.111,2 m ²
Kommunale Einrichtungen	10.135,3 m ²
GHD/Sonstiges	273.573,3 m ²
Summe	733.175,9 m ²

Die Unterscheidung der Verbrauchssektoren erfolgt nach dem BSKO-Standard:

- Industrie (Betriebe des verarbeitenden Gewerbes)
- Private Haushalte (Ein- und Mehrpersonenhaushalte, einschließlich der Personen in Gemeinschaftsunterkünften)
- Kommunale Einrichtungen (darunter z. B. Verwaltungsgebäude, kommunale Schulen, Kindertagesstätten)

- GHD/Sonstiges (alle bisher nicht erfassten wirtschaftlichen Betriebe: Gewerbe, Handel und Dienstleistungen sowie Betriebe des Bergbaus, der Gewinnung von Steinen und Erden, des verarbeitenden Gewerbes mit weniger als 20 Mitarbeitenden sowie landwirtschaftliche Betriebe)

2.5. Gebäudebestand – Baualtersklassen

Tabelle 4: Verwendete Baualtersklassen für Wohngebäude (nach IWU 2014)

Zeitraum	zugeordnete Baualtersklasse
Baujahr $\leq$ 1919	1919 (BAK 1)
1920 < Baujahr $\leq$ 1949	1949 (BAK 2)
1950 < Baujahr $\leq$ 1959	1959 (BAK 3)
1960 < Baujahr $\leq$ 1969	1969 (BAK 4)
1970 < Baujahr $\leq$ 1979	1979 (BAK 5)
1980 < Baujahr $\leq$ 1989	1989 (BAK 6)
1990 < Baujahr $\leq$ 1999	1999 (BAK 7)
2000 < Baujahr $\leq$ 2009	2009 (BAK 8)
2010 < Baujahr	2010 (BAK 9)

Neben weiteren Parametern ermöglichen Baualtersklassen u. a. die Vergabe von U-Werten für die energetischen relevanten Bauteile eines Gebäudes. So kann ein höherer Detailgrad bei der Berechnung von Energiebedarfen erreicht werden. Die bei ENEKA verwendeten Baualtersklassen entsprechen den Baualtersklassen des IWU.

Die folgenden Abbildungen (Abbildung 2 bis Abbildung 6) zeigen die Kartierung der Baualtersklassen. In der dargestellten Baublockebene werden die gebäudescharfen Baualtersklassen zu einer in dem jeweiligen Baublock überwiegenden Baualtersklasse aggregiert. Aufgrund von Datenlücken, die durch den Algorithmus automatisch geschlossen werden, kann es zu kleineren Fehlzugeordnungen kommen. Dies betrifft vorwiegend die dörflichen Abschnitte mit dünner Besiedlungsdichte.

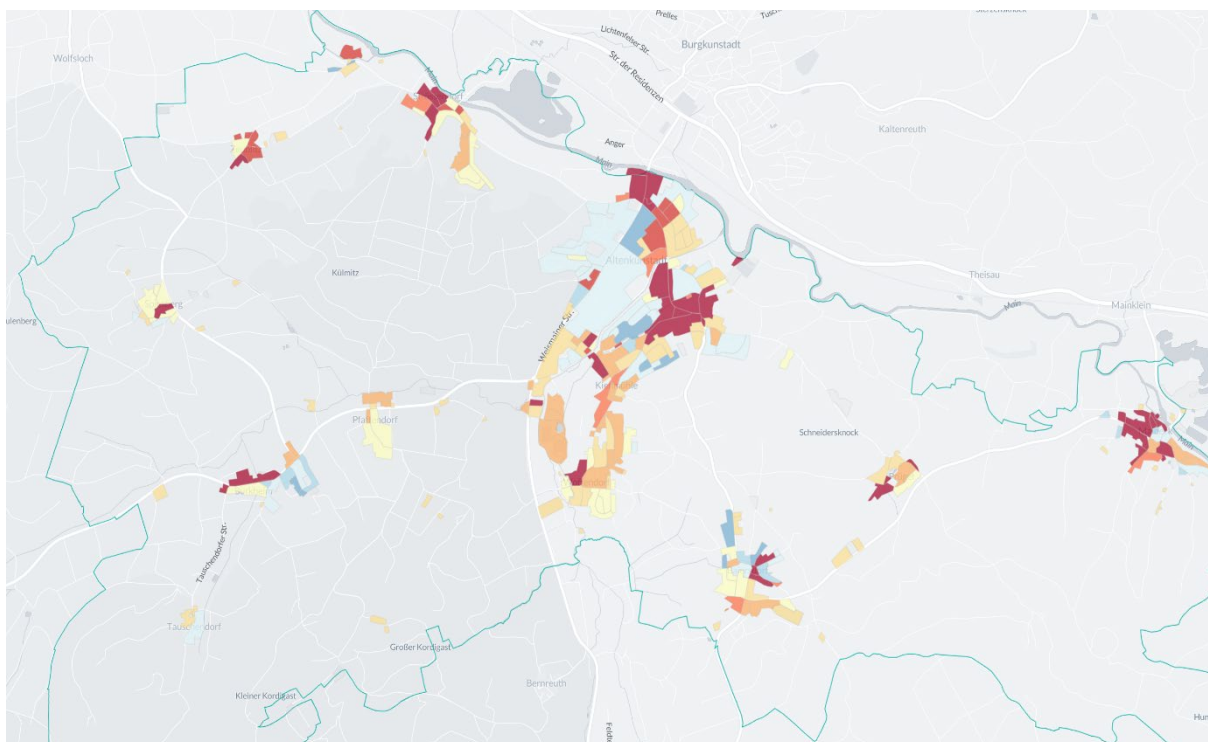


Abbildung 2: Gemeindegebiet | Darstellung der Baualtersklasse (Blockebene)

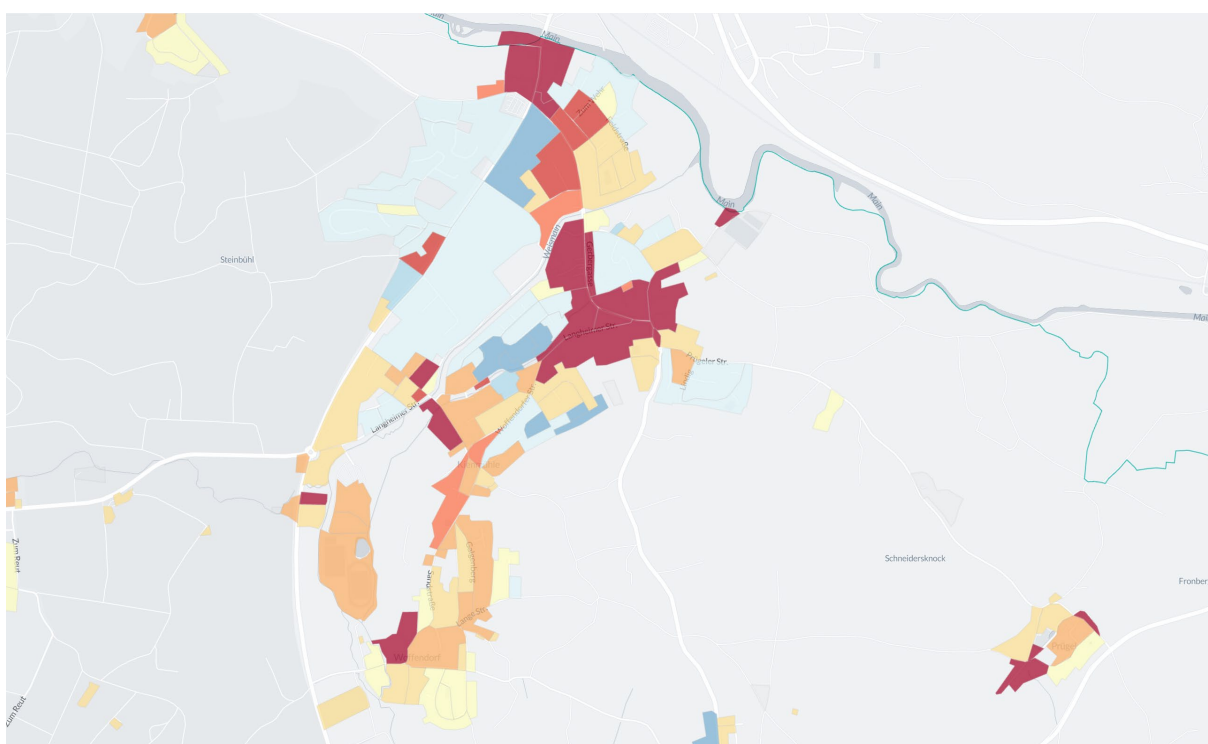


Abbildung 3: Hauptort | Darstellung der Baualtersklasse (Blockebene)

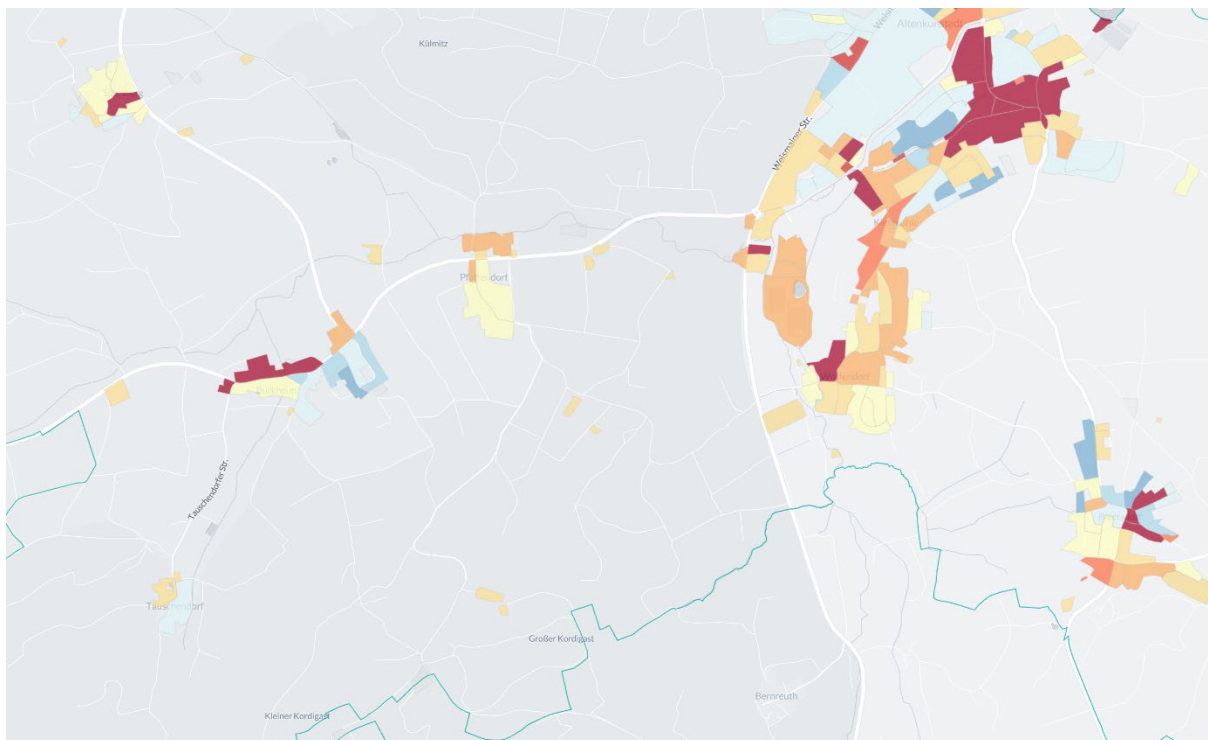


Abbildung 4: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | Darstellung der Baualtersklasse (Blockebene)



Abbildung 5: Baiersdorf (links), Prügel und Mainneck | Darstellung der Baualtersklasse (Blockebene)

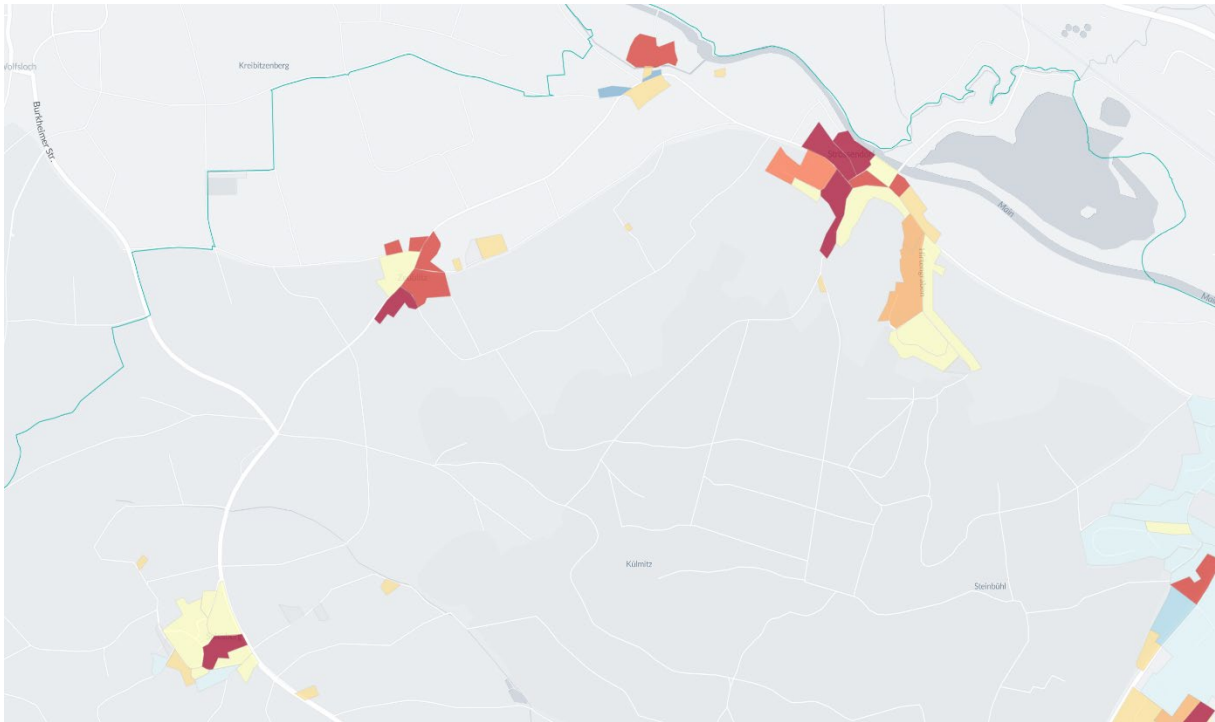


Abbildung 6: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | Darstellung der Baualtersklasse (Blockebene)

Der überwiegende Teil der alten Gebäudestrukturen befindet sich im nordöstlichen Teil des Hauptortes, in Maineck, in Strössendorf und in Burkheim.

Betrachtet man den südlichen Teil des Hauptortes (Kienmühle und Woffendorf) sowie Baiersdorf, Pfaffendorf, Prügel und Teile von Strössendorf, wird deutlich, dass ein großer Teil der Gebäude erst nach 1969 (BAK 5) oder später errichtet wurde. Ab den Jahren um 1995 (BAK 7) ist eine verstärkte Bautätigkeit insbesondere im Bereich des Gewerbegebiets Weismainer Straße sowie in den nordwestlich angrenzenden Wohngebieten und entlang der Prügeler Straße erkennbar. Dieser Trend zeigt sich auch in den Außenorten Burkheim und Baiersdorf. Vereinzelt sind zudem Abschnitte mit Baujahren ab 2007 vorhanden.

2.6. Gebäudebestand – Typologie

Der Begriff Gebäudetypologie steht für eine systematische Beschreibung der Kriterien für die Klassifizierung von Gebäuden.

Als Grundlage der Bestimmung der Gebäudetypologie dienen grundlegend die Gebäudenutzungen 1. und 2. Ordnung des amtlichen Liegenschaftskatasters bis hin zur Kombination der Parameter Gebäudefunktion und Bauweise für eine detaillierte Spezifizierung. Anschließend werden entsprechend der Typologien für Wohngebäude des IWU und für Nichtwohngebäude der Typologien des BMVBS bautechnische Charakteristika vergeben. Die folgenden Abbildungen dienen der Ermittlung und Darstellung des **überwiegenden Gebäudetyps**.

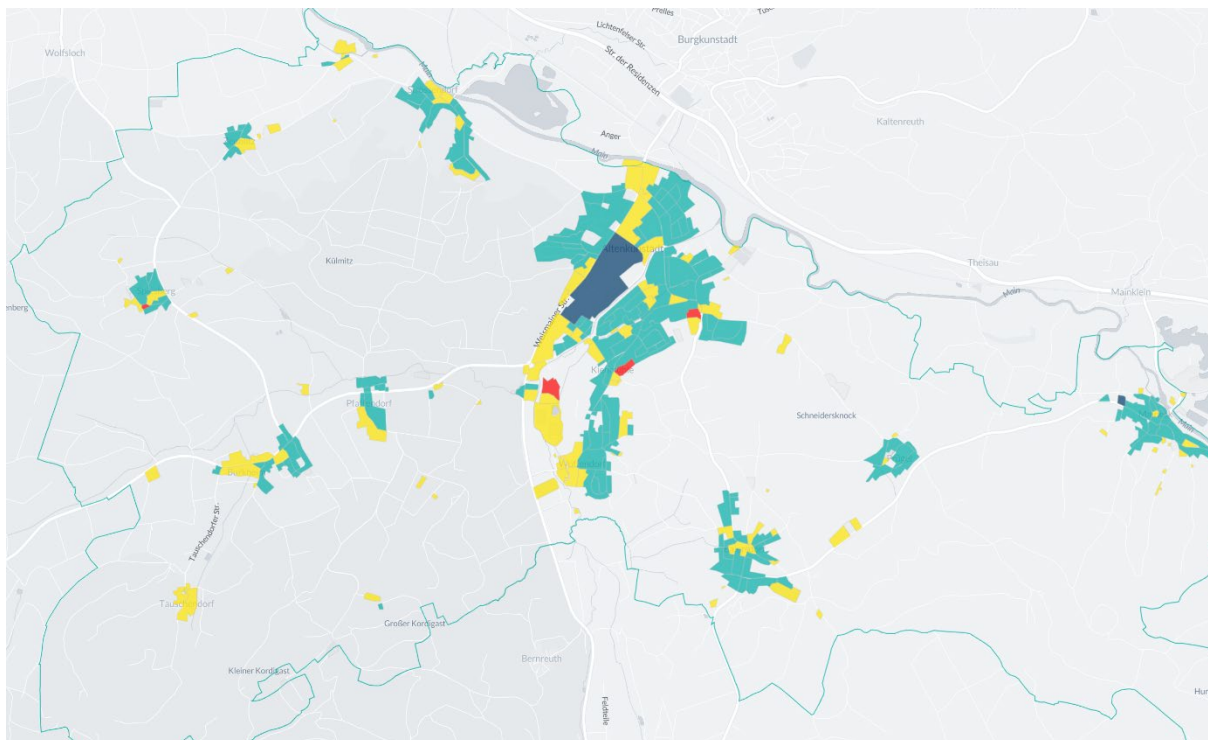


Abbildung 7: Gemeindegebiet | Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene)

Überwiegende BSKO Sektoren



Private Haushalte



Industrie



Kommunale Einrichtungen



GHD/Sonstiges

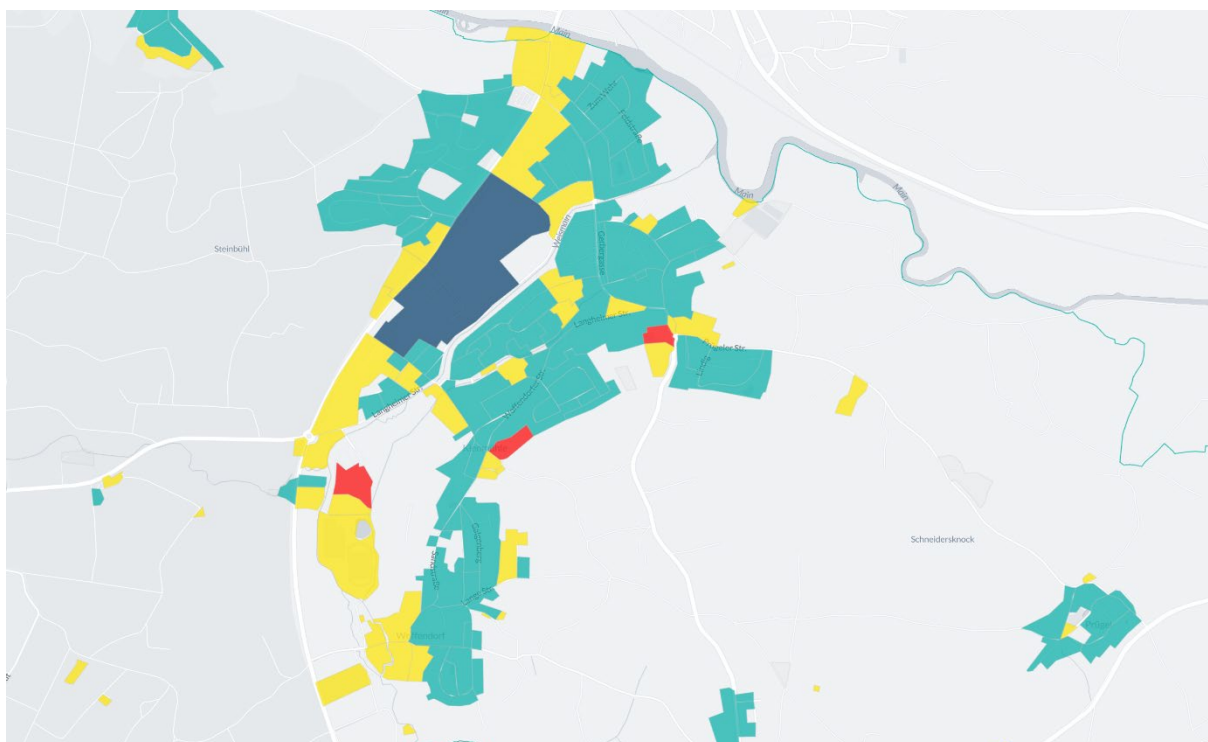


Abbildung 8: Hauptort | Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene)

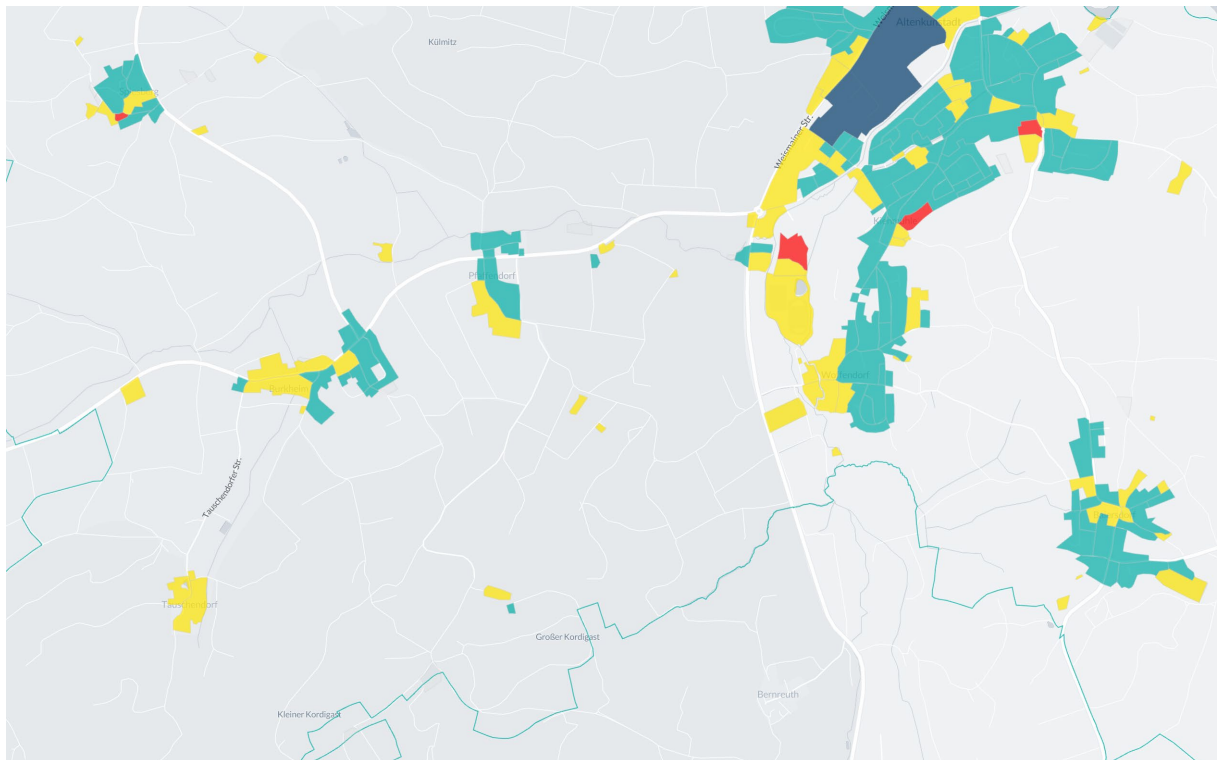


Abbildung 9: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baierndorf und Hauptort | Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene)

Überwiegende BSKO Sektoren



Abbildung 10: Baierndorf (links), Prügel und Mainneck | | Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene)

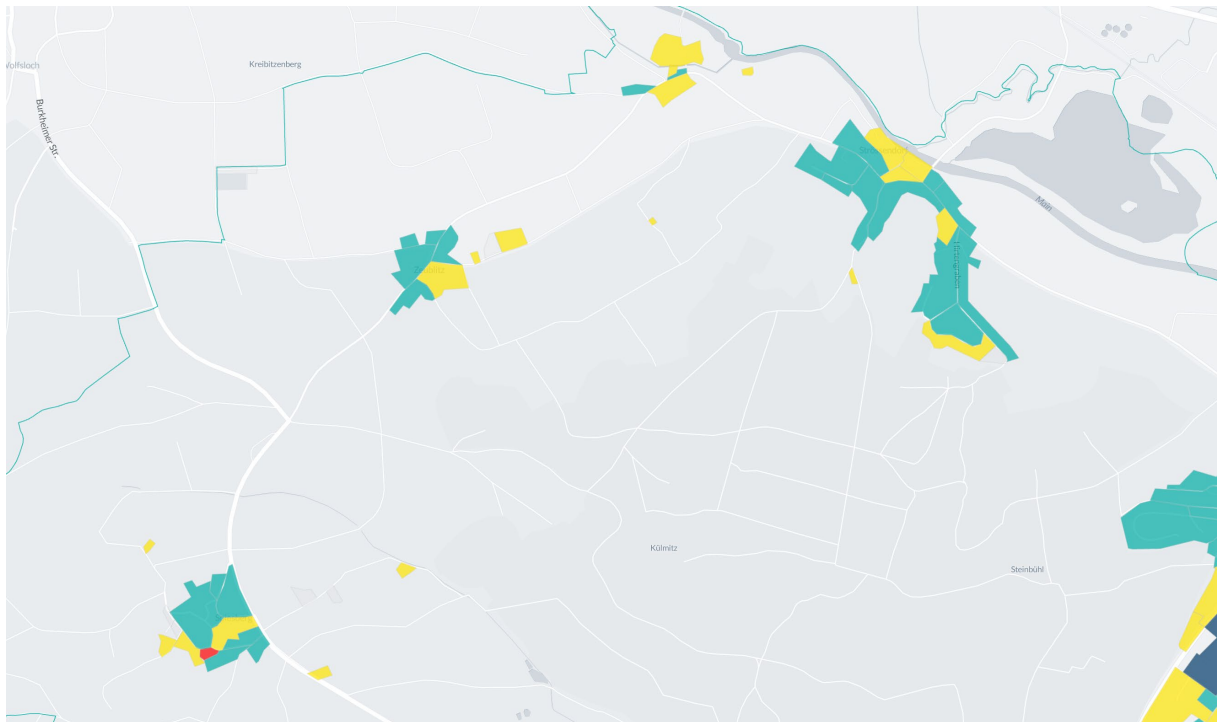


Abbildung 11: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | *Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene)*

Überwiegende BSKO Sektoren



Private Haushalte



Industrie



Kommunale Einrichtungen



GHD/Sonstiges

Die Darstellung der Gebäudenutzung außerhalb der o.g. BSKO-Vorschriften zeigt eine detaillierte Aufteilung des BSKO-Sektors "GHD/Sonstiges" in die Unterkategorien "Gewerbe", "gemischt genutzt" und "Sonstiges".

Folgende Gebäudetypen werden aus dem Amtlichen Liegenschaftskataster abgeleitet.

Tabelle 5: Mögliche Gebäudetypen abgeleitet aus dem Amtlichen Liegenschaftskataster

1. Ordnung		
Wohngebäude	Unbeheizte Nichtwohngebäude	nach Quellenlage nicht zu spezifizieren
Büro und Verwaltung	Unbeheizte Nichtwohngebäude	Unbeheizte Nichtwohngebäude
2. Ordnung		
<i>Wochenendhaus</i>	<i>Allgemeine Sportbauten</i>	Werkstattgebäude Werkstattgebäude
<i>Gaststätten und Restaurants</i>	<i>Wohnhaus</i>	Werkstattgebäude
Hotels und Pensionen	<i>Wohn- und Bürogebäude</i>	<i>Lagergebäude</i>

Gebäude für kulturelle Zwecke	Einkaufszentren	<i>Fabrikgebäude</i>
Oper, Theater und Veranstaltungshallen	Kaufhäuser	<i>Allgemeine Bürogebäude</i>
Museen, Bibliotheken und Ausstellungsgebäude	<i>Krankenhäuser, Kliniken</i>	<i>Verwaltungs-, Polizei- und Feuerwehrgebäude</i>
Regierungs- und Gerichtsgebäude	Kindertagesstätten	<i>Hochschulen und Forschung</i>
Allgemeinbildende Schulen	Schwimmbhallen	<i>Allgemeinbildende Schulen</i>
Wohngebäude (detailliert)		
Reihenhaus	Reihenhaus	Sonstige Wohngebäude
Großes Mehrfamilienhaus	Hochhaus	<i>Mehrfamilienhaus</i>

Der überwiegende Teil des Gemeindegebiets von Altenkunstadt ist durch Wohnbebauung geprägt (türkis dargestellt). Bei den gelben Flächen (Gewerbe) handelt es sich in den Außenorten meist um landwirtschaftlich oder kleingewerblich genutzte Flächen. Parallel zur Weismainer Straße befindet sich ein großes Industriegebiet. Daneben gibt es noch kleine Teilgebiete, die kommunale Einrichtungen beherbergen.

Statistik nach Baualtersklasse

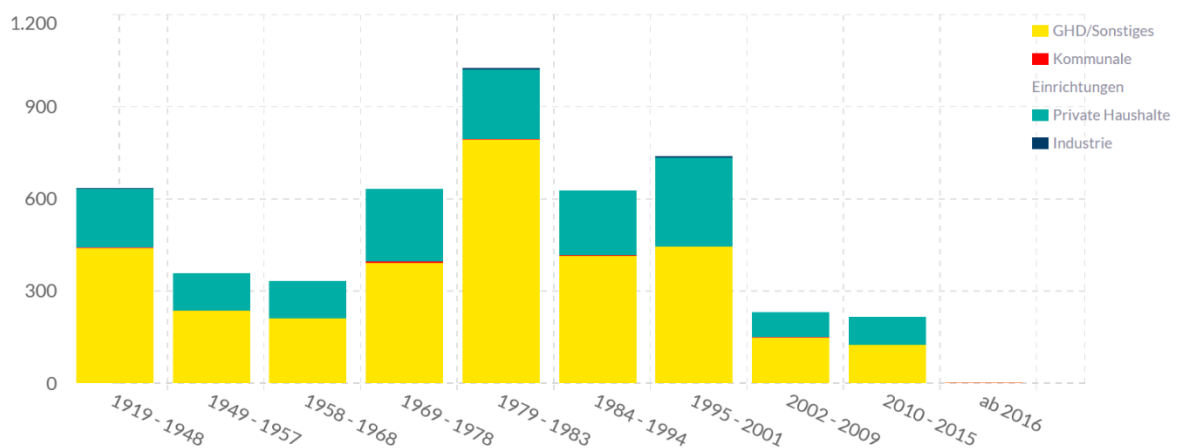


Abbildung 12: Anzahl Gebäude | Absolute Werte nach Baualtersklasse und BSKO-Sektor (in Gebäude)

Die obige Darstellung zeigt die absolute Anzahl der Gebäude, die der jeweiligen Baualtersklasse zugeordnet worden sind.

Abbildung 13 zeigt die Zuordnung aller Gebäude zu den jeweiligen Verbrauchssektoren gemäß dem BSKO-Standard.

Anzahl Gebäude – absolute Werte nach Biskosektor (in Gebäude)

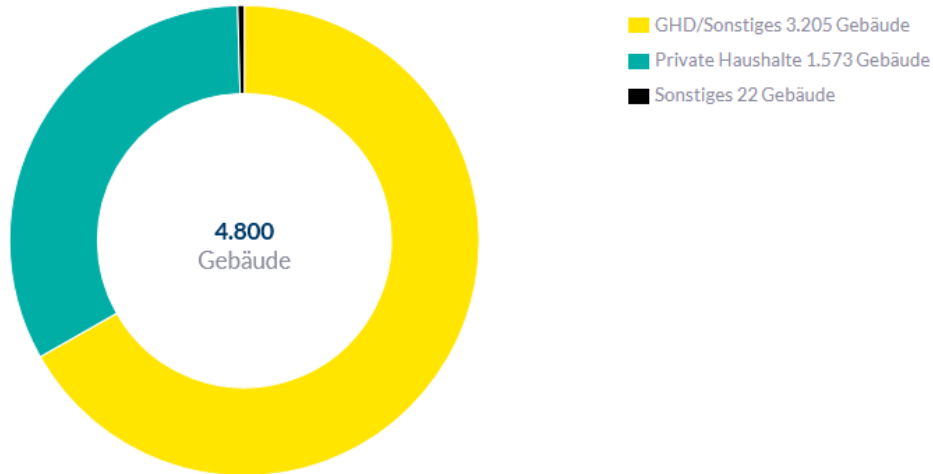


Abbildung 13: Aufteilung der Gebäudeanzahl auf die BSKO-Sektoren

In der folgenden Abbildung (Abbildung 14) wird der Gebäudebestand in die Sanierungsklassen „vollsaniert“, „teilsaniert“ und „unsaniert“ eingeteilt. Datengrundlage bildet das Amtliche Liegenschaftskataster.

Anzahl Gebäude – Absolute Werte nach Sanierungsstand (in Gebäude)

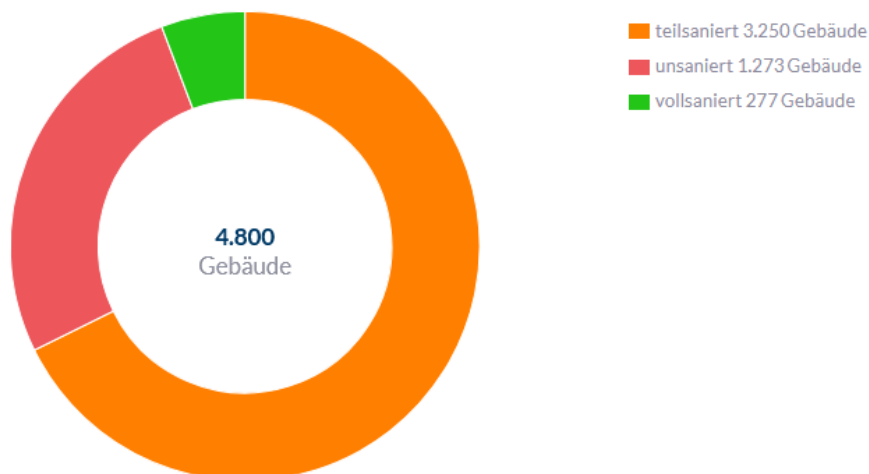


Abbildung 14: Aufteilung der Gebäudeanzahl auf die Sanierungsstände

In Abbildung 15 wird der Sanierungszustand der Gebäude nochmals detailliert dargestellt. Die Abbildung zeigt die Anzahl der Gebäude in absoluten Werten, gegliedert nach Baualtersklasse und Sanierungsstand. In der letzten Abbildung (Abbildung 16) ist die absolute Verteilung der Gebäude auf die Baualtersklassen dargestellt.

Anzahl Gebäude – absolute Werte nach Baualtersklasse und Sanierungsstand (in Gebäude)

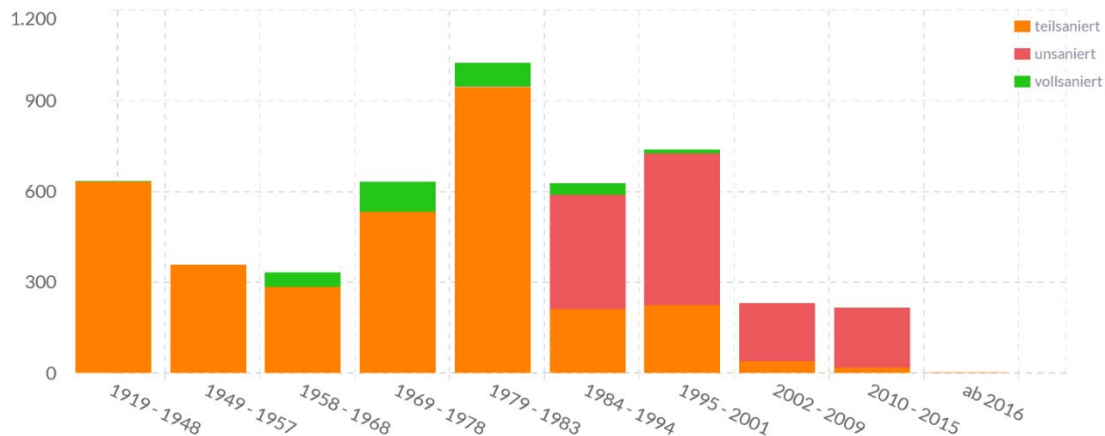


Abbildung 15: Anzahl Gebäude | Absolute Werte nach Baualtersklasse und Sanierungsstand (in Gebäude)

Anzahl Gebäude – Absolute Werte nach Baualtersklasse (in Gebäude)

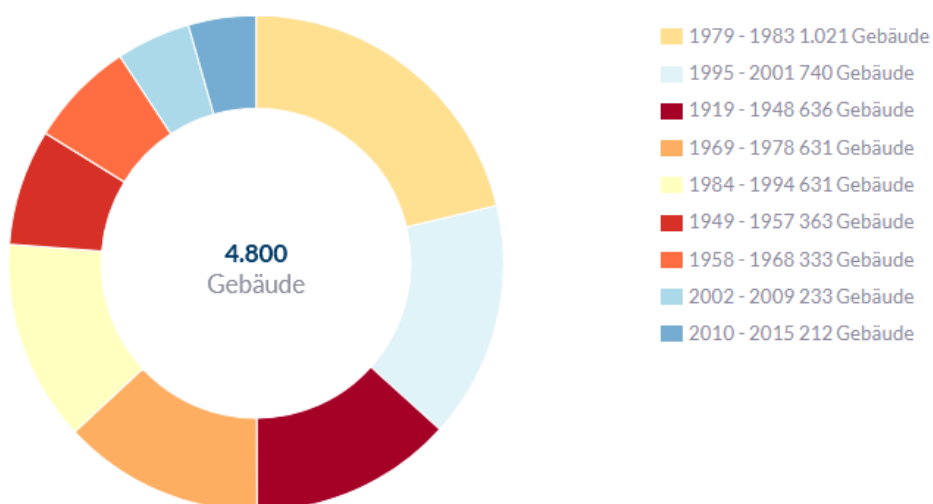


Abbildung 16: Aufteilung der Gebäudeanzahl auf die Baualtersklassen

2.7. Berechnungsgrundlagen des Energiebedarfs

2.7.1. Wärmebedarf

Das wichtigste Ziel der Bedarfsanalyse ist die Ermittlung des räumlich aufgelösten Wärmebedarfs in Form einer Karte der Wärmebedarfsdichten für das gesamte Gebiet einer Kommune. Die Wärmedichte ist ein wichtiger Indikator für die Eignung von Gebieten für eine zentrale (leitungsgebundene) Wärmeversorgung mit Wärmenetzen oder dezentrale Einzelheizungen.

Wärmesenken oder auch der Bedarf an Wärme können in unterschiedlicher Form in Erscheinung treten: entweder als Wärmeenergie für die Durchführung meist industrieller Prozesse (sog. Prozesswärme) oder als Heizenergie für die Erwärmung von Wohn-/Arbeitsräumen oder Brauch-/Trinkwarmwasser. Standorte, die einen nennenswerten Bedarf an Prozesswärme (Dampferzeuger, Trocknungsanlagen etc.) haben, kommen meist nur vereinzelt vor und sind in ihrer räumlichen Verteilung eher wenig komplex. Die weiteren Betrachtungen konzentrieren sich daher speziell auf den Bedarf an Raumwärme und Warmwasser auf Gebäudeebene.

Die folgenden Abbildungen zeigen die kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Nutzwärmebedarfs (pro m² Gebäudenutzfläche; Heizwärme- und Trinkwarmwasserbedarf) im Gemeindegebiet.

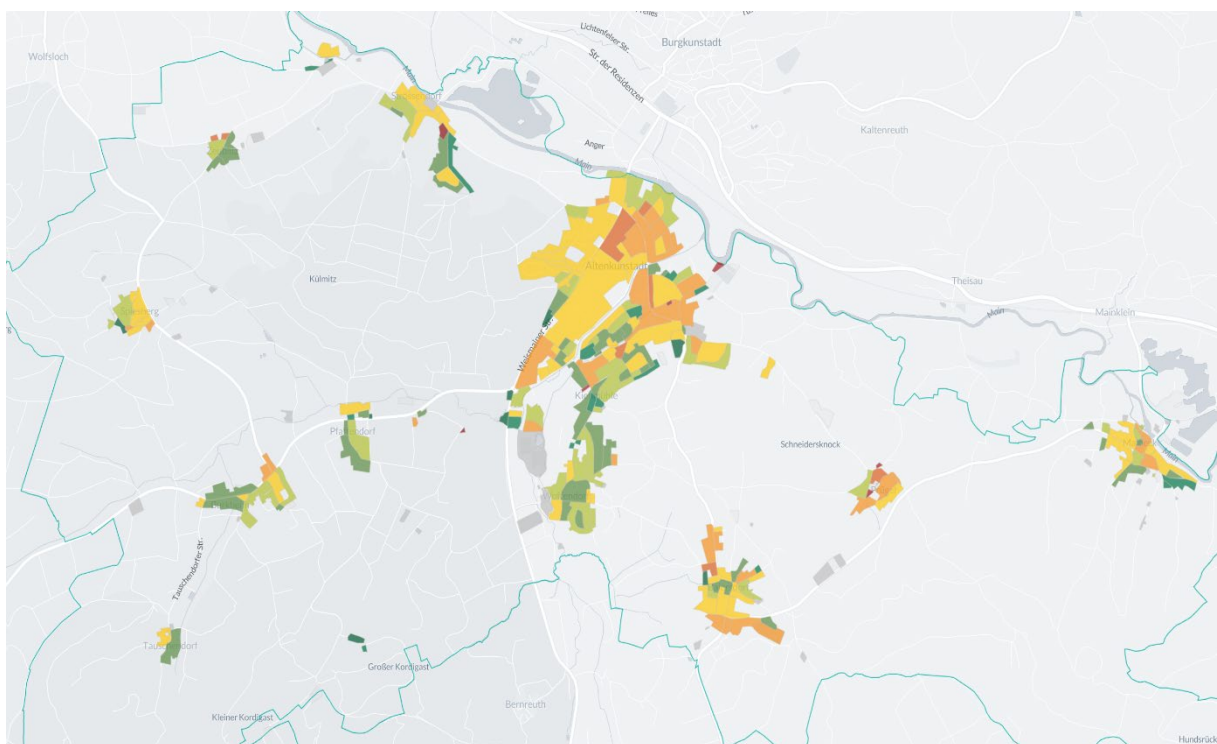


Abbildung 17: Gemeindegebiet | Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Wärmebedarfs (Baublockebene)



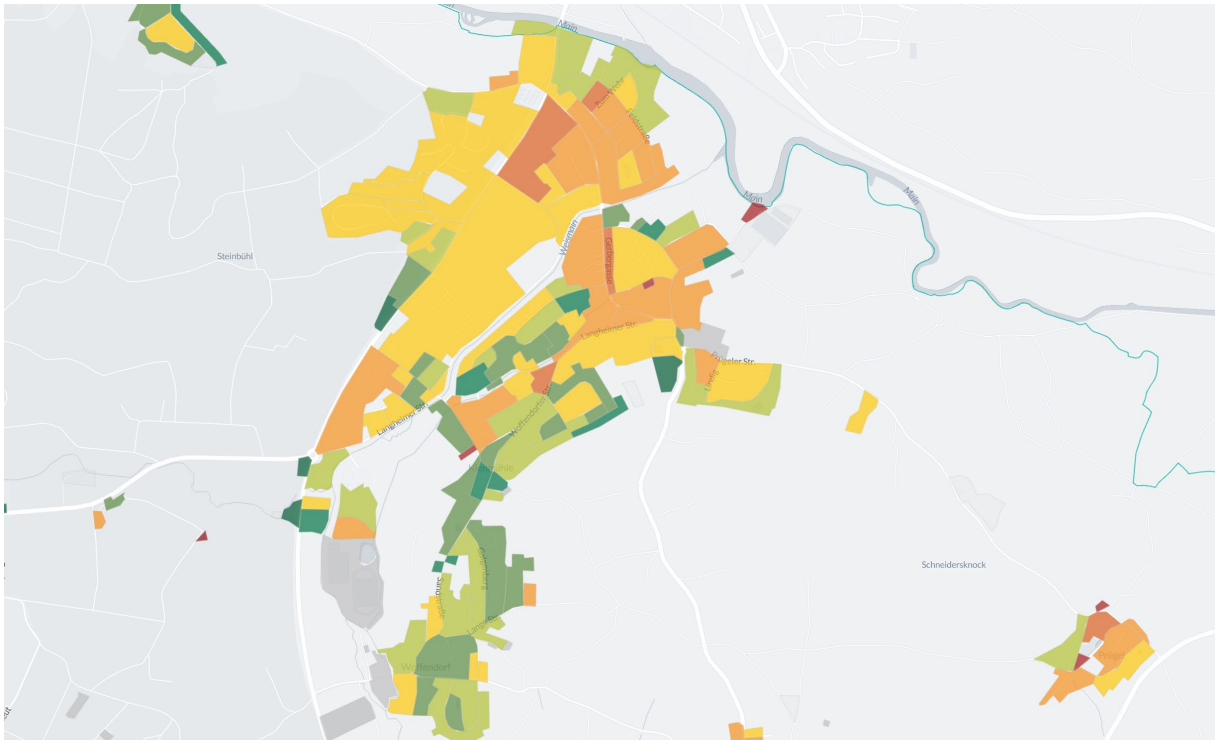


Abbildung 18: Hauptort | Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Wärmebedarfs (Baublockebene)

Wärmebedarf - Nutzenergie pro m²
Gebäudenutzfläche

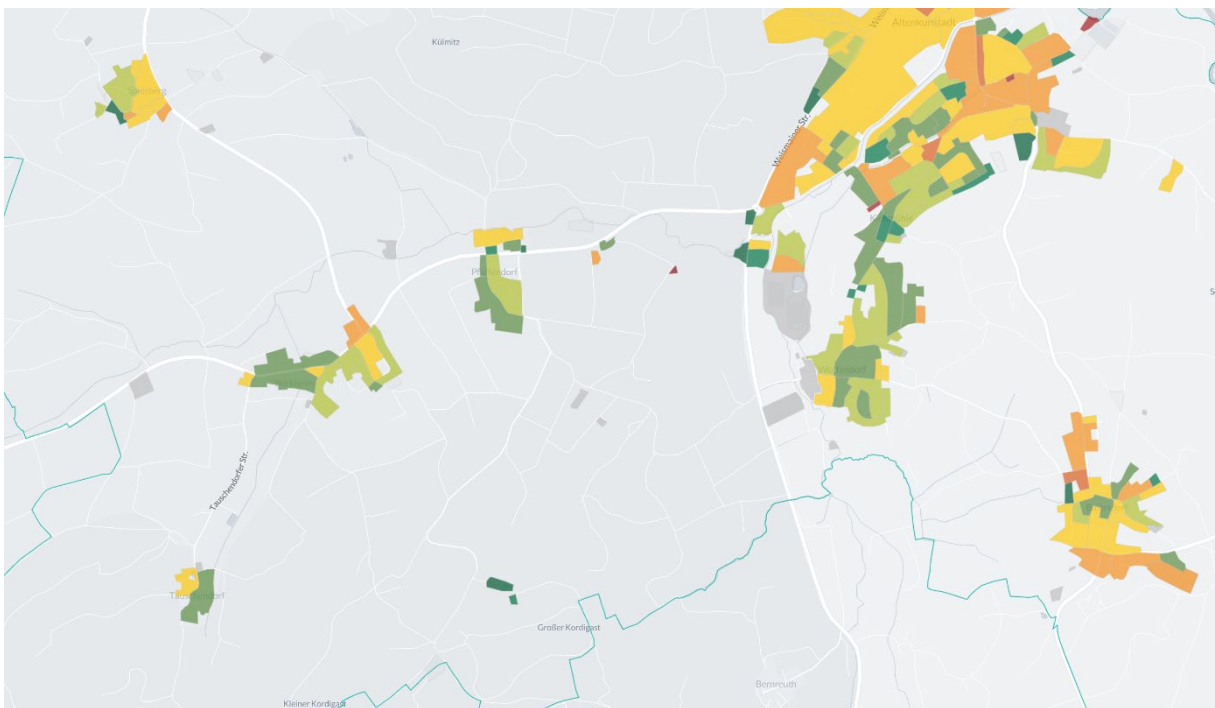


Abbildung 19: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Wärmebedarfs (Baublockebene)



Abbildung 20: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck | Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Wärmebedarfs (Baublockebene)

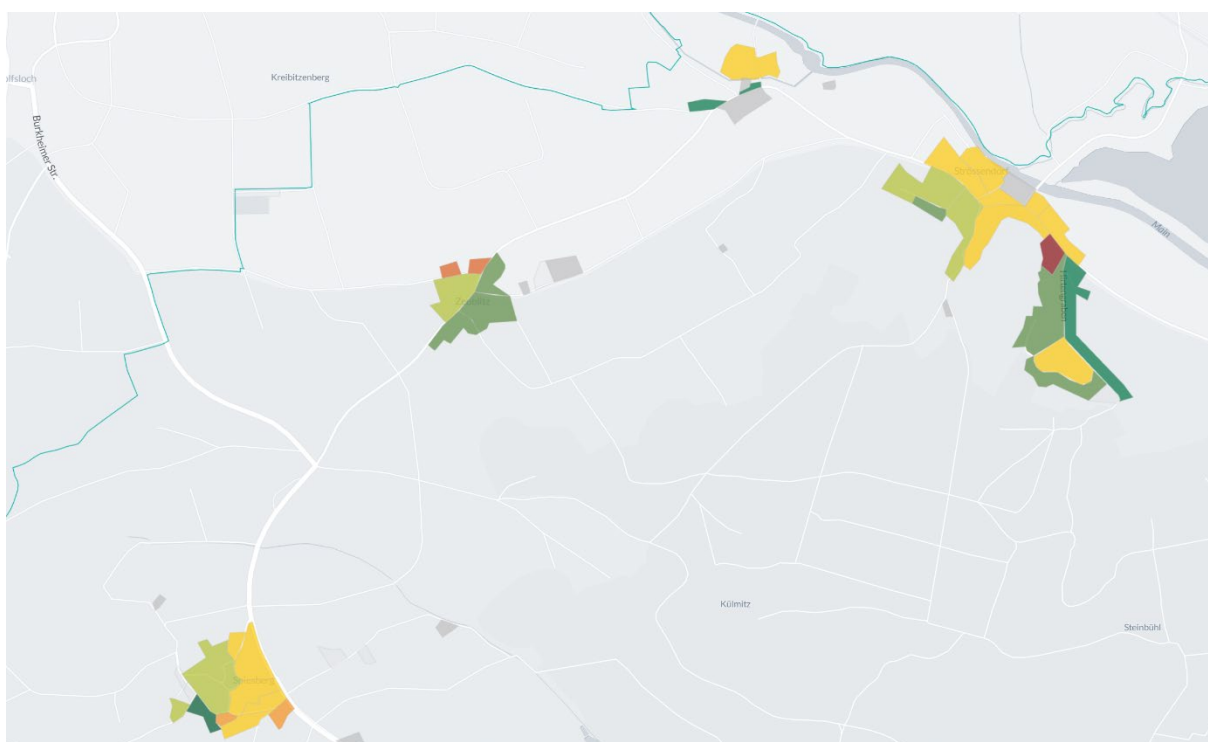
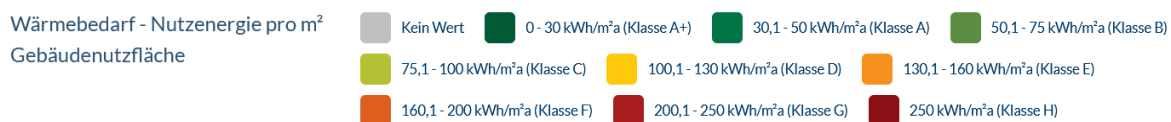


Abbildung 21: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Wärmebedarfs in Altenkunstadt (Baublockebene)

Der Gebäudebestand von Altenkunstadt inkl. des bilanzierten Endenergiebedarfs zur Wärmebedarfsdeckung stellt sich, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren, wie folgt dar:

Tabelle 6: Gebäudebestand und bilanzierter Wärmebedarf (Endenergie), aufgeteilt nach Wohngebäudetypen

BSKO-Sektor	Anzahl der Gebäude	Absoluter bilanzierter Endenergiebedarf zur Wärmebedarfsdeckung
Private Haushalte	1.570 Gebäude	63,2 GWh/a
Industrie	14 Gebäude	5,6 GWh/a
Kommunale Einrichtungen	15 Gebäude	1,3 GWh/a
GHD/Sonstiges	3.201 Gebäude	15,5 GWh/a
Summe	4.800 Gebäude	85,7 GWh/a

Die Gebäudetypen werden nur für den Wohngebäudebereich dargestellt. Eine Ausweisung der Gebäudetypen (Gebäudefunktionen) auch für die anderen BSKO-Sektoren würde die Übersichtlichkeit in diesem Bericht stark beeinträchtigen, da über 30 Unterkategorien aufzuführen wären.

Wärmebedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Biskosektor (in GWh)

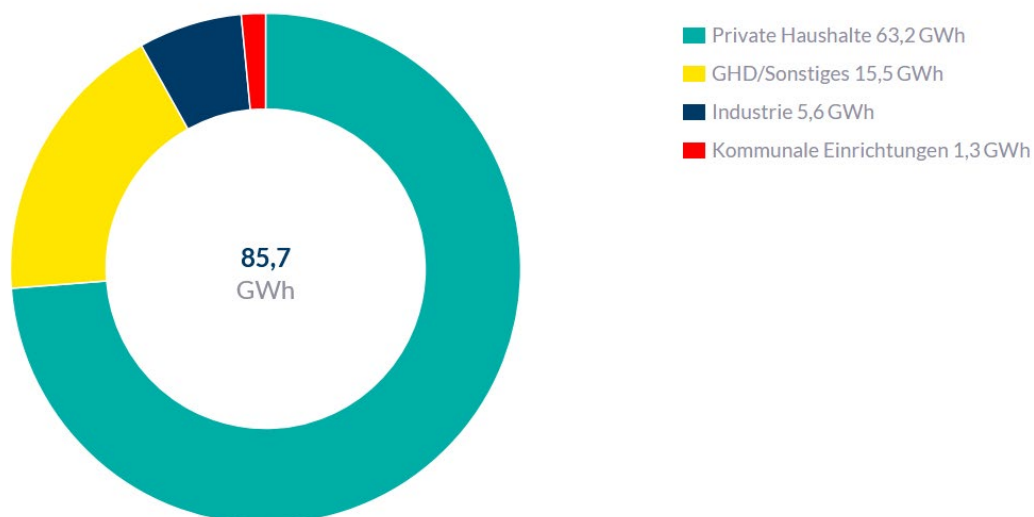


Abbildung 22: Wärmebedarf (Endenergie) | Absolute Werte nach BSKO-Sektor (in GWh)

Wärmebedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Energietyp (in GWh)

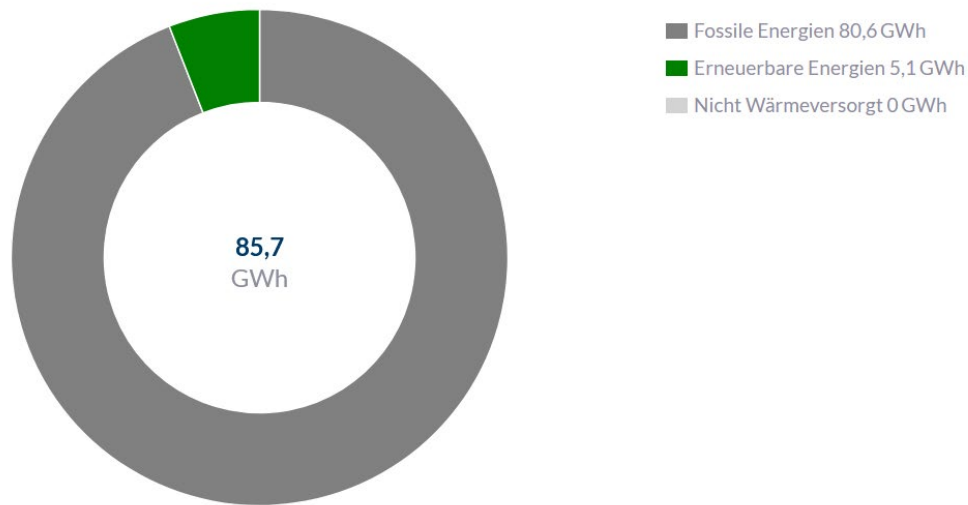


Abbildung 23: Wärmebedarf (Endenergie) | Absolute Werte nach Energietyp (in GWh)

In *Abbildung 22* wird der Wärmebedarf (Endenergie) nochmals zusammenfassend nach BSKO-Sektoren dargestellt. *Abbildung 23* zeigt zudem deutlich, dass im Wärmesektor derzeit nur ein vergleichsweise geringer Anteil durch erneuerbare Energien gedeckt wird.

In *Abbildung 24* ist der zur Wärmeversorgung erforderliche Endenergieverbrauch detailliert nach Baualtersklassen dargestellt. *Abbildung 25* zeigt dieselbe Auswertung nicht als absolute Verbräuche, sondern flächenbezogen in Relation zur Nutzfläche (kWh/m^2). In *Abbildung 26* werden die absoluten Verbräuche der Baualtersklassen zusätzlich nach Energieträgern differenziert.

Wärmebedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Baualtersklasse und Biskosektor (in GWh)

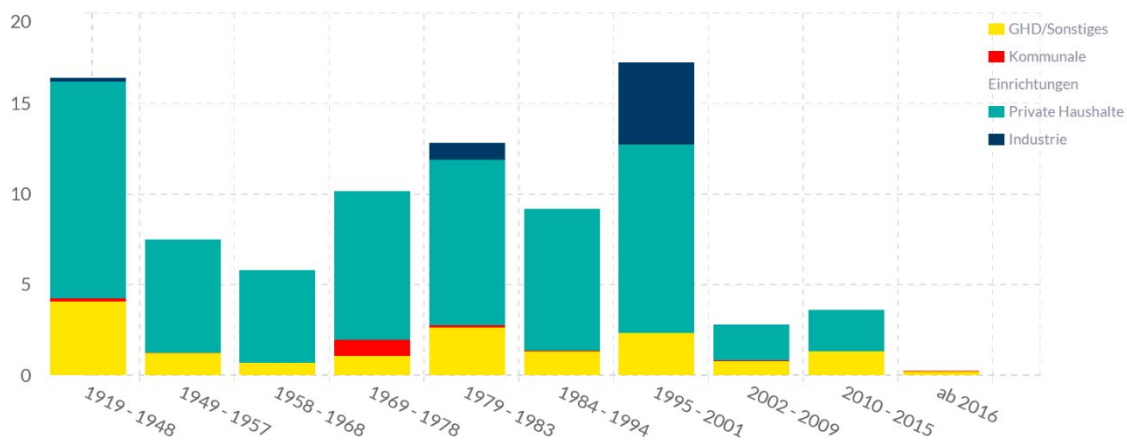


Abbildung 24: Wärmebedarf (Endenergie) | Absolute Werte nach Baualtersklasse und BSKO-Sektor (in GWh)

Wärmebedarf (Endenergie) – spezifische Werte pro m² (Nutzfläche) nach Baualtersklasse und Biskosektor (in kWh/m²)

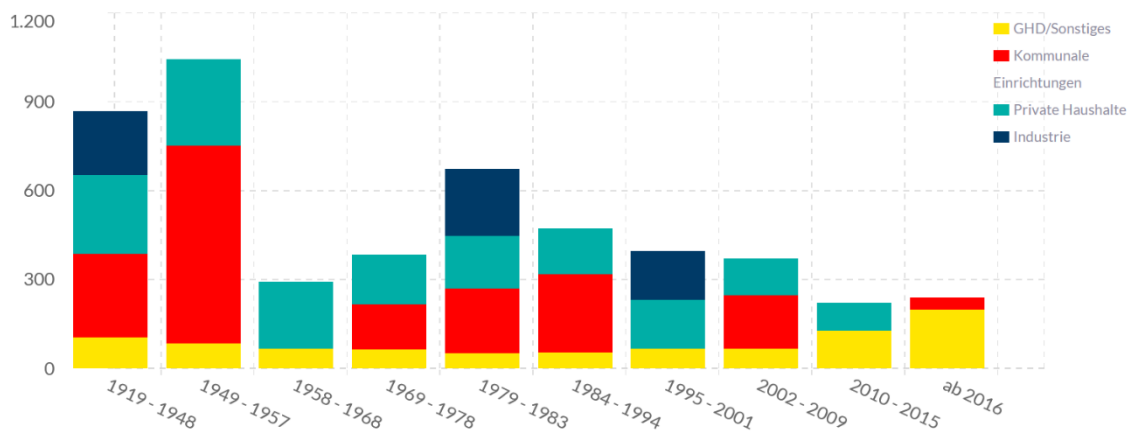


Abbildung 25: Wärmebedarf (Endenergie) | spezifische Werte pro m² (Nutzfläche) nach Baualtersklasse und BSKO-Sektor (in kWh/m²)

Wärmebedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Baualtersklasse und Versorgungsart Wärme (in GWh)

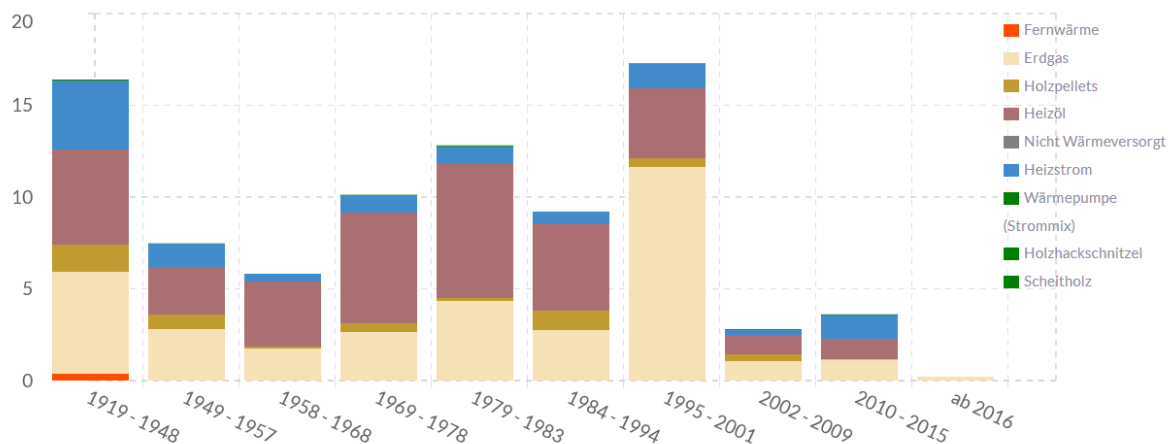


Abbildung 26: Wärmebedarf (Endenergie – absolute Werte nach Baualtersklasse und Versorgungsart – Wärme (in GWh)

2.7.2. Strombedarf

Der Strombedarf von Gebäuden zeigt sich meist unabhängig von der Gebäudekonstruktion. Bei Wohngebäuden kann er durch die Anzahl der Bewohner bestimmt werden, bei gewerblichen Bauten durch die Art und Größe des Betriebs (ENP Bayern und Bekanntmachung der Regeln für Energieverbrauchswerte und der Vergleichswerte im Nichtwohngebäudebestand).

Die Versorgung erfolgt über eine flächendeckende Netzstruktur. Dezentral erzeugter Strom wird meist ins Netz eingespeist. Leitungsverluste sind wenig entscheidend. Es gibt keinen zwingenden Bezug zwischen dem Ort der Erzeugung und dem Ort des Verbrauchs. Für die Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- oder Mobilitätssektor gewinnt dieser Umstand jedoch wieder stark an Bedeutung.

Strom macht im Allgemeinen etwa 15 % des Energieverbrauchs im Wohnbereich aus. Durch die zunehmende Technisierung der Haushalte (PC, Multimedia) bleibt der Strombedarf etwa gleich, obwohl viele Geräte inzwischen mit deutlich weniger Strom betrieben werden können (Kühlschrank, Waschmaschine). Da Strom teilweise mit dem nahezu dreifachen Aufwand aus größtenteils fossiler Primärenergie hergestellt wird, ist der CO₂-Ausstoß je Kilowattstunde deutlich höher als bei Heizenergie aus Fernwärme oder auch Gas. Eine Einsparung im Strombereich wirkt sich daher stärker auf die CO₂-Minderung aus.

Prozessenergie ist nicht, oder nur bedingt in den Gebäudebilanzierungen enthalten. Diese ist im Kapitel „Versorgungsanlagen und Versorgungsarten“ thematisiert.

Das Gemeindegebiet stellt sich insgesamt relativ homogen dar. Der mittlere spezifische, bilanzierte Strombedarf in Altenkunstadt liegt überwiegend bei rund 20 kWh/m²·a.

Bereiche mit einem Strombedarf von unter $20 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ finden sich vorwiegend in Wohn- und Mischgebieten. Industrie- und Gewerbeflächen weisen dagegen höhere Werte auf und liegen typischerweise im Bereich von 20 bis $50 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ (Abbildung 27 und Abbildung 28).

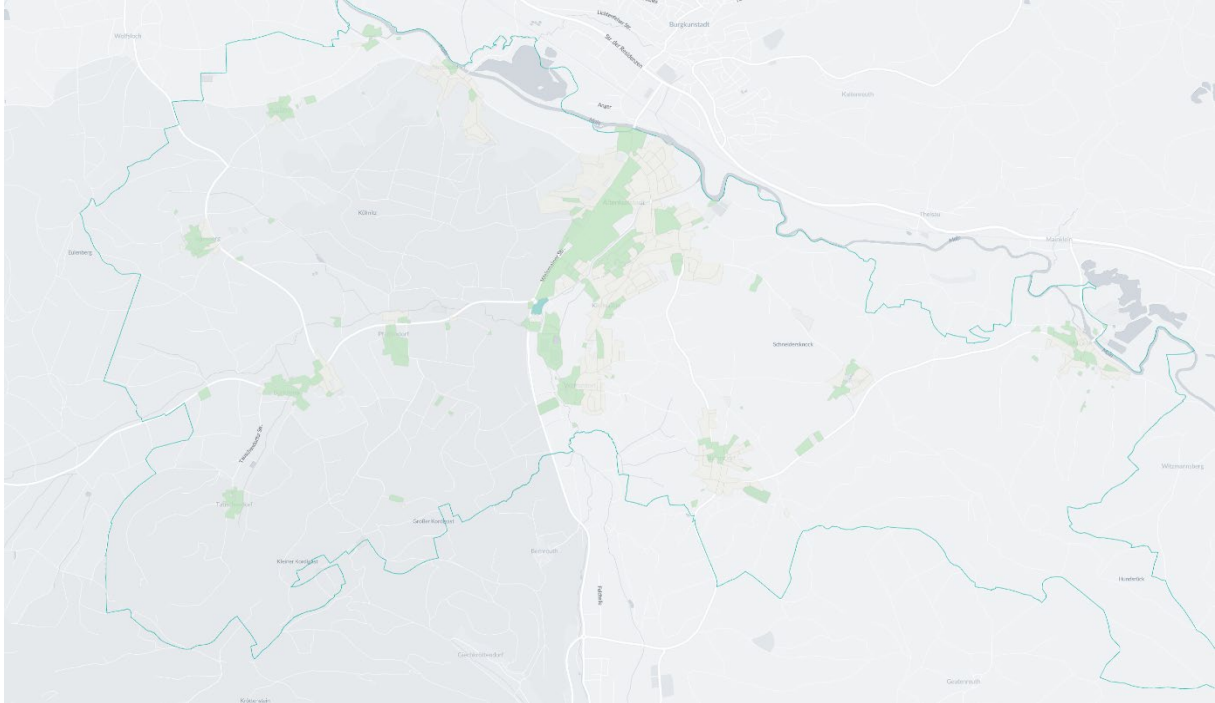


Abbildung 27: Gemeindeggebiet | Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Strombedarfs in Altenkunstadt (Baublockebene)

Strombedarf - Nutzenergie pro m^2
Gebäudenutzfläche

Kein Wert $\leq 20 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ $\leq 50 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ $\leq 100 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$ $100 \text{ kWh/m}^2 \cdot \text{a}$

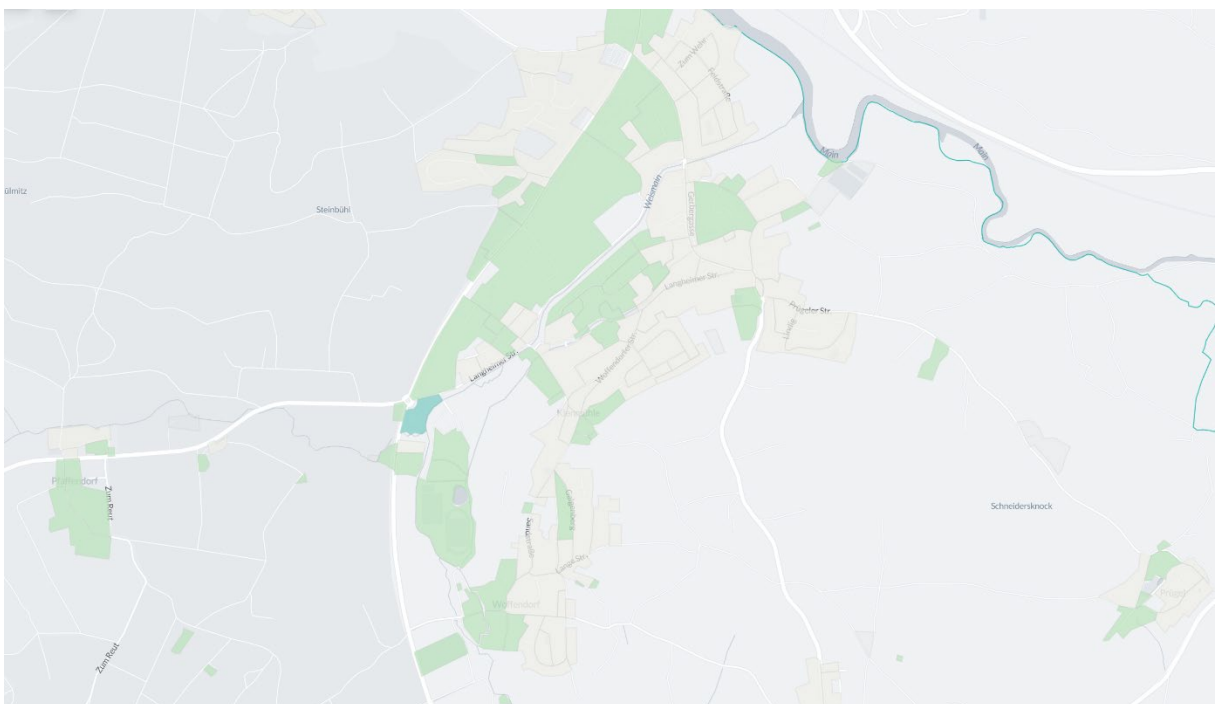


Abbildung 28: Hauptort | Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Strombedarfs in Altenkunstadt (Baublockebene)

Strombedarf (Endenergie) – Aufteilung des Strombedarfs (Endenergie) auf die BSKO-Sektoren

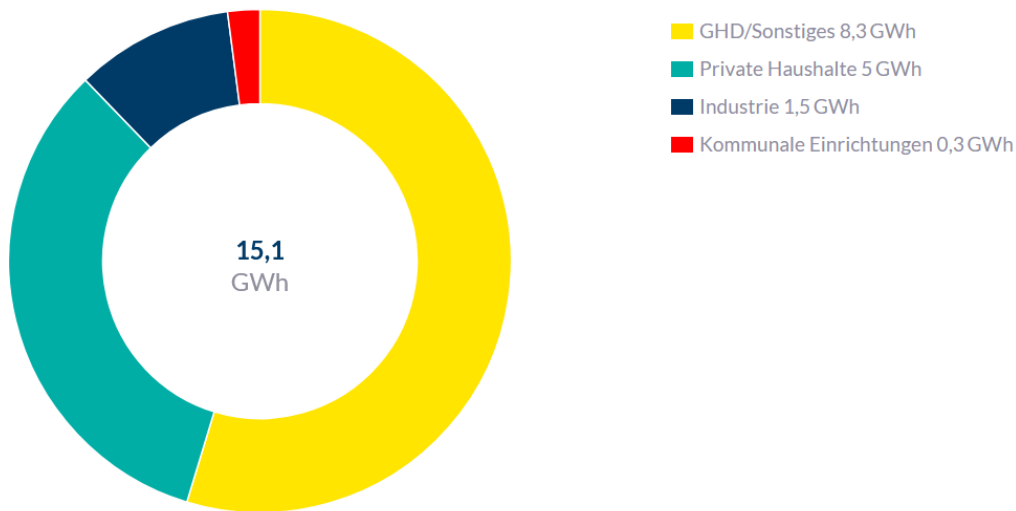


Abbildung 29: Strombedarf (Endenergie) | Absolute Werte nach BSKO-Sektor (in GWh)

Strombedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Energietyp (in GWh)

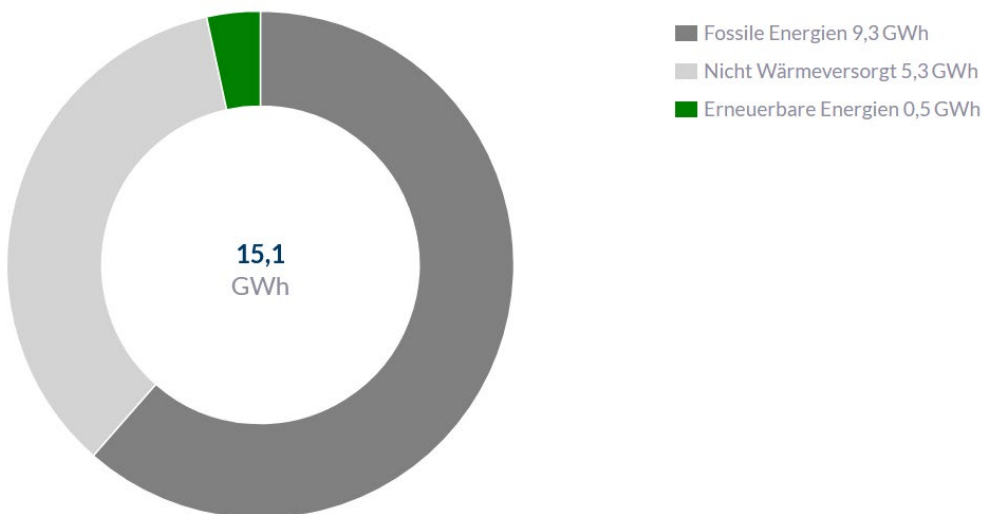


Abbildung 30: Strombedarf (Endenergie) | Absolute Werte nach Versorgungsart – Strom (in GWh)

Der Gebäudebestand von Altenkunstadt inkl. des bilanzierten Endenergiebedarfs zur Strombedarfsdeckung stellt sich, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren, wie folgt dar:

Tabelle 7: Gebäudebestand und bilanzierter Strombedarf (Endenergie) in Altenkunstadt, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren

BSKO-Sektor	Anzahl der Gebäude	Absoluter bilanzierter Endenergiebedarf zur Strombedarfsdeckung
Private Haushalte	1.573 Gebäude	5 GWh/a
Industrie	7 Gebäude	1,5 GWh/a
Kommunale Einrichtungen	15 Gebäude	0,3 GWh/a
GHD/Sonstiges	3.205 Gebäude	8,3 GWh/a
Summe	4.800 Gebäude	15 GWh/a

2.8. Treibhausgas- und Energiebilanz

Für die Beurteilung der Ist-Situation und die Entwicklung von Klimaschutzziele muss der Ist-Stand bei Wärmeverbrauch und Treibhausgas-Emissionen ermittelt werden. Der Vollständigkeit halber und weil eine strikte Trennung der Energiesektoren nicht immer möglich und ratsam ist, wird der Stromsektor mitbetrachtet.

2.8.1. IST-Zustand

Für eine bessere Aussagekraft der Energie- und Treibhausgasbilanz werden die Werte für verschiedene Bereiche ermittelt. Möglichkeiten der Aufschlüsselung ergeben sich nach Wirtschaftssektoren, Gebäudefunktionen oder Energieträgern.

Gebäudefunktionen lassen sich z. B. in Wohnen (private Haushalte), Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD), Industrie und kommunale Einrichtungen unterteilen. Um die Energie- und Treibhausgasbilanz bei der Energieversorgung zu bestimmen, ist die Versorgungslage durch verschiedene Energieträger zu berücksichtigen.

Tabelle 8: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Wärme (Trinkwarmwasser + Heizwärme) aufgeteilt nach Energieträgern (absolut und spezifisch pro m² Nutzfläche und pro Einwohner)

Bilanzierter Jahresendenergiebedarf für Wärme				
Energieträger	IST absolut	IST pro m ²	IST pro Einwohner	Einwohner
Keine Wärmeversorgung	unbekannt	unbekannt	unbekannt	24 Einwohner
Heizstrom	10,8 GWh	158,3 kWh/m ² Nutzfläche	15.818,4 kWh/Einwohner	681 Einwohner
Erdgas	33,8 GWh	140,5 kWh/m ² Nutzfläche	16.152 kWh/Einwohner	2.095 Einwohner
Fernwärme Bestand	0,4 GWh	150,3 kWh/m ² Nutzfläche	42.725,6 kWh/Einwohner	9 Einwohner
Heizöl	35,6 GWh	162,1 kWh/m ² Nutzfläche	14.465,4 kWh/Einwohner	2.460 Einwohner
Holzpellets	4,9 GWh	159,1 kWh/m ² Nutzfläche	17.297,3 kWh/Einwohner	285 Einwohner
Wärmepumpe – Strommix	0,1 GWh	32,6 kWh/m ² Nutzfläche	3.545,8 kWh/Einwohner	35 Einwohner
Holzhackschnitzel	< 0,1 GWh	-	-	-
Scheitholz	0,1 GWh	129,2 kWh/m ² Nutzfläche	23.368,5 kWh/Einwohner	5 Einwohner
Summe	85,7 GWh	151,6 kWh/m ² Nutzfläche	15.319,9 kWh/Einwohner	5.594 Einwohner

*gewichteter Mittelwert

In der folgenden Tabelle ist der Mittelwert des Jahresendenergiebedarfs in Altenkunstadt für Wärme (Trinkwarmwasser + Heizwärme – Mittelwerte spezifisch pro m² Nutzfläche und pro Einwohner) dargestellt.

Tabelle 9: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Wärme (Trinkwarmwasser + Heizwärme) (Mittelwerte spezifisch pro m² Nutzfläche und pro Einwohner)

Bilanzierter Jahresendenergiebedarf für Wärme	
Mittelwert pro m ² Nutzfläche*	Mittelwert pro Einwohner*
151,6 kWh/m ² Nutzfläche	15,3 MWh/Einwohner

*gewichteter Mittelwert

Wärmebedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Versorgungsart – Wärme (in GWh)

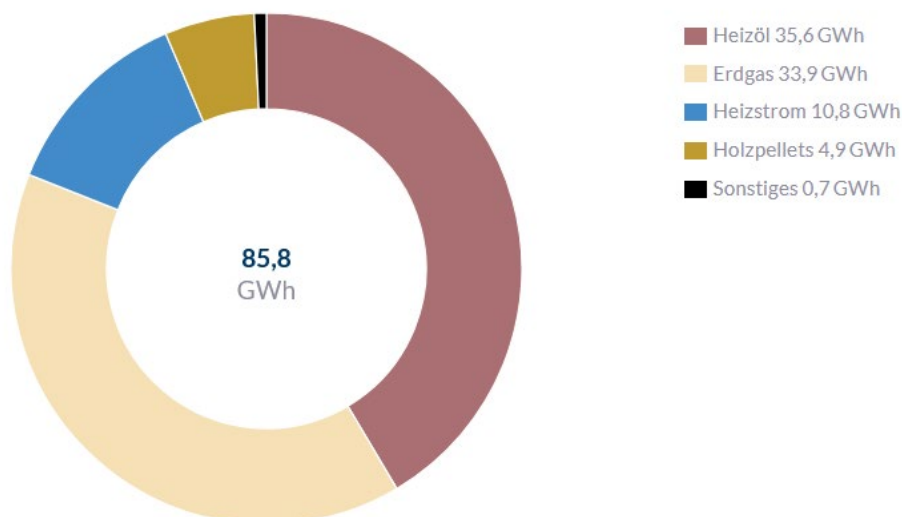


Abbildung 31: Wärmebedarf (Endenergie) | Aufteilung des bilanzierten Wärmebedarfes (Endenergie) auf die Energieträger zur Wärmeversorgung

In den folgenden Darstellungen (Abbildung 31 bis Abbildung 33) wird der bilanzierte Endenergiebedarf für Wärme dargestellt. Endenergie ist hierbei als die vom Gebäude bezogene Energie (z. B. Erdgas oder Heizöl) zu verstehen. Die Werte sind nach Energieträgern aufgeschlüsselt und werden je nach Abbildung entweder absolut, flächenbezogen (pro m² Nutzfläche) oder einwohnerbezogen (pro Einwohner) ausgewiesen.

Wärmebedarf (Endenergie) – spezifische Werte pro m² (Nutzfläche) nach Versorgungsart – Wärme (in kWh/m²)

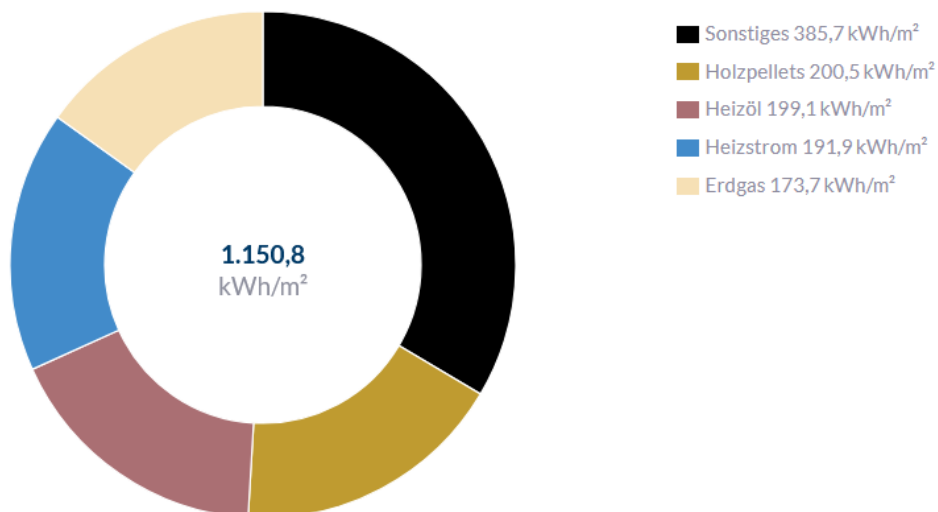


Abbildung 32: Wärmebedarf (Endenergie) | Spezifische Werte pro m² (Nutzfläche) nach Versorgungsart – Wärme (in kWh/m²)

Wärmebedarf (Endenergie) – spezifische Werte pro Einwohner nach Versorgungsart – Wärme (in kWh/EW)

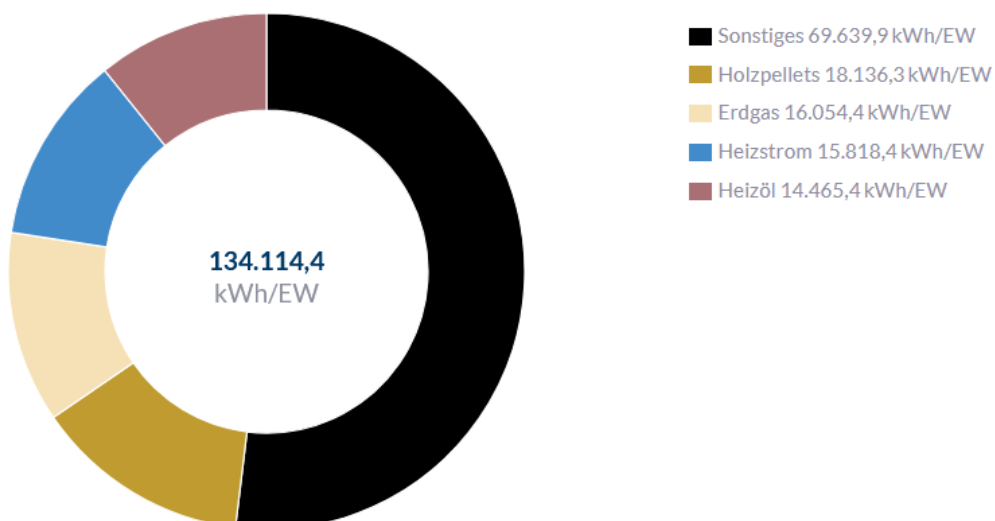


Abbildung 33: Wärmebedarf (Endenergie) | Spezifische Werte pro Einwohner nach Versorgungsart – Wärme (in kWh/EW)

Tabelle 10: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für die Wärmeversorgung (Trinkwarmwasser + Heizwärme) aufgeteilt nach BSKO-Sektoren – absolut und spezifisch pro m² Nutzfläche und pro Einwohner

Bilanzierter Jahresendenergiebedarf für Wärme			
BSKO-Sektor	IST absolut	IST pro m ²	IST pro Einwohner
Private Haushalte	63,2 GWh	154,1 kWh/m ² Nutzfläche	12,6 MWh/Einwohner
Industrie	5,6 GWh	143,8 kWh/m ² Nutzfläche	703,1 MWh/Einwohner
Kommunale Einrichtungen	1,3 GWh	129,6 kWh/m ² Nutzfläche	-
GHD/Sonstiges	15,5 GWh	56,8 kWh/m ² Nutzfläche	26,8 MWh/Einwohner
Summe	85,8 GWh	*116,9 kWh/m ² Nutzfläche	*15,1 MWh/Einwohner

*gewichteter Mittelwert

Tabelle 11: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für die Wärmeversorgung (Trinkwarmwasser + Heizwärme) aufgeteilt nach BSKO-Sektoren (Mittelwerte spezifisch pro m² Nutzfläche und pro Einwohner)

Mittelwert pro m ² Nutzfläche*	Mittelwert pro Einwohner*
116,9 kWh/m ² ·a	15,1 MWh/EW

*gewichteter Mittelwert

Vergleicht man den flächenbezogenen Energieverbrauch der privaten Haushalte in Altenkunstadt von 154,1 kWh/m² (Tabelle 8), bezogen auf die Nutzfläche) mit dem durchschnittlichen Verbrauch in Deutschland von 158,4 kWh/m² (bezogen auf die Wohnfläche), sind keine signifikanten Abweichungen erkennbar. [4]

Bei reinen Wohngebäuden liegen die Anteile für Wohn- und Nutzfläche nah beieinander, aber die Nutzfläche ist immer geringfügig größer, da z. B. Keller oder Nebenräume mitgerechnet werden können. Diese werden aber nicht oder nur teilweise geheizt.

Gemittelt über alle 5.594 Gebäude wird rechnerisch die Energieeffizienzklasse D [100 bis 130 kWh/(m·a)] erreicht. [5]

2.8.2. Endenergieverbräuche – Wärme

Tabelle 12: Realer gemessener Endenergieverbrauch in Altenkunstadt zur Wärmebedarfsdeckung (Trinkwarmwasser + Heizwärme) aufgeteilt nach Energieträgern – absolut der letzten 3 Jahre

	Gemessener Endenergieverbrauch Wärme		
Energieträger	2023	2024	2025
Keine Wärmeversorgung	-	-	-
Heizstrom	-	-	-
Erdgas	13.987.206 kWh	11.828.216 kWh	-
Fernwärme Heizwerk fossil 120 °C	-	-	-
Heizöl	-	-	-
Flüssiggas	-	-	-
Braunkohle	-	-	-
Solarthermie	-	-	-
Holzpellets	-	-	-
Wärmepumpe – Strommix	-	-	-
Biogas	-	-	-
Abwärme konventionell	-	-	-
Abwärme EE	-	-	-
Steinkohle	-	-	-
Fernwärme Heizwerk fossil 90 °C	-	-	-
Fernwärme KWK Niedertemperatur tlw. aus EE	-	-	-

Fernwärme KWK LowEX aus 100% EE	-	-	-
Kalte Fernwärme (Geothermie + dezentrale Wärmepumpen)	-	-	-
Wärmepumpe - Ökostrom	-	-	-
Holzhackschnitzel	-	-	-
Scheitholz	-	-	-
Wasserstoff	-	-	-
Sonstige Biomasse	-	-	-

Tabelle 12 zeigt die gemessenen Endenergieverbräuche aufgeteilt nach Energieträgern. In den folgenden drei Abbildungen werden die gemessenen Energieverbräuche auf die BSKO-Sektoren aufgeteilt. Außerdem erfolgt eine Aufschlüsselung nach Energieträger, bezogen auf den absoluten Verbrauch und bezogen auf den Quadratmeter Wohnfläche.

Gemessener Endenergieverbrauch – aufgeteilt nach BSKO-Sektoren – Wärme (in GWh)

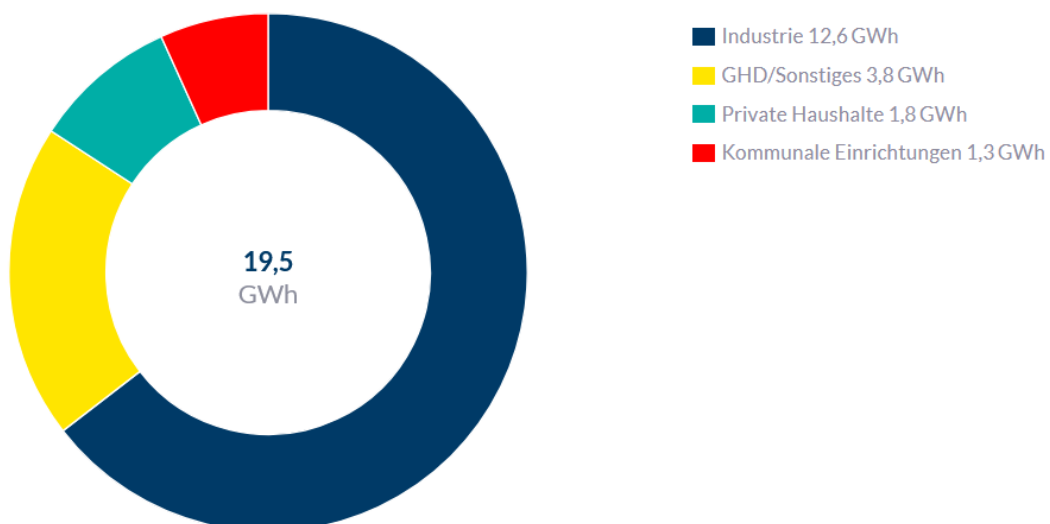


Abbildung 34: Gemessener Endenergieverbrauch zur Wärmebedarfsdeckung (gilt für das Jahr mit dem zuletzt gemessenen Verbrauch) – aufgeteilt auf die BSKO-Sektoren)

Gemessener Endenergieverbrauch – aufgeteilt nach Energieträger – Wärme (in GWh)

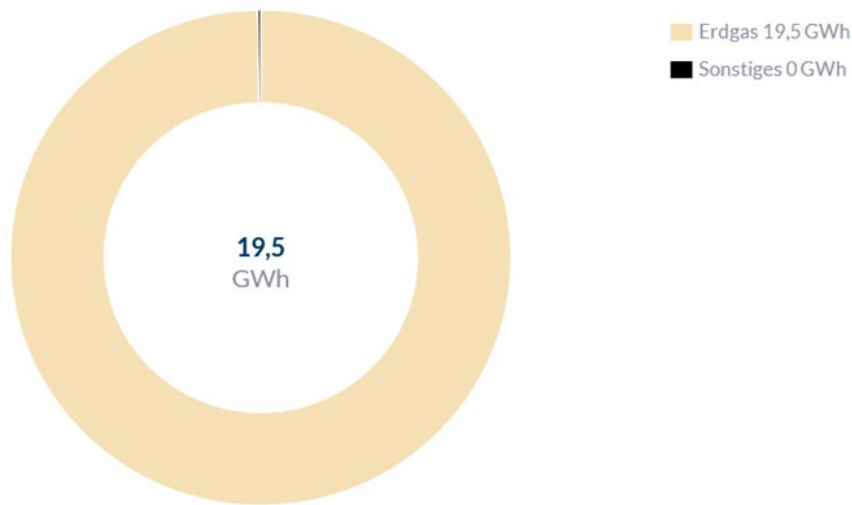


Abbildung 35: Gemessener Endenergieverbrauch zur Wärmebedarfsdeckung (gilt für das Jahr mit dem zuletzt gemessenen Verbrauch) – aufgeteilt auf die Energieträger zur Wärmeversorgung

Gemessener Endenergieverbrauch – spezifische Werte pro m² Nutzfläche nach Versorgungsart – Wärme (kWh/m²)

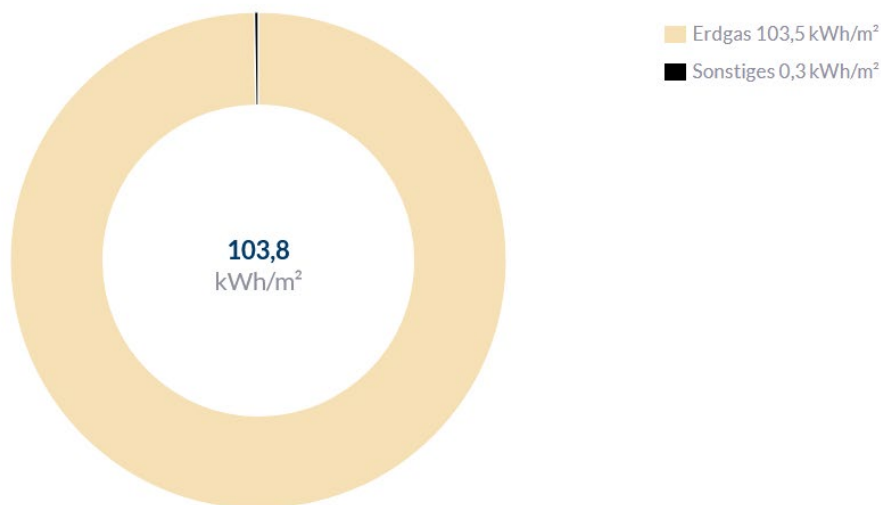


Abbildung 36: Gemessener Endenergieverbrauch zur Wärmebedarfsdeckung (gilt für das Jahr mit dem zuletzt gemessenen Verbrauch) – spezifisch pro m² Gebäudenutzfläche und aufgeteilt auf die Energieträger zur Wärmeversorgung

2.8.3. Endenergiebedarfe – Strom

Tabelle 13: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Strom, aufgeteilt nach Energieträgern, absolut und spezifisch pro m² Nutzfläche und pro Einwohner

Bilanzierter Jahresendenergiebedarf für Strom			
Energieträger	IST absolut	IST pro m ²	IST pro Einwohner
Strommix	15,1 GWh	20,6 kWh/m ² Nutzfläche	2,7 MWh/EW
Ökostrom	-	-	-
Summe	15,1 GWh	*20,6 kWh/m ² Nutzfläche	*2,7 MWh/EW

*gewachter Mittelwert

Tabelle 14: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Strom, aufgeteilt nach Energieträgern – Mittelwerte spezifisch pro m² Nutzfläche und pro Einwohner

Bilanzierter Jahresendenergiebedarf für Strom	
Mittelwert pro m ² Nutzfläche*	Mittelwert pro m ² Einwohner*
20,6 kWh/m ²	2,7 MWh/EW

*gewichteter Mittelwert

Die aktuelle Datengrundlage ermöglicht keine getrennte Erfassung von Ökostrom- und Strommix-Abnehmern. In Tabelle 15 und Tabelle 16 wird der bilanzierte Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Strom (aufgeteilt nach BSKO-Sektoren – Mittelwerte spezifisch pro m² Nutzfläche und pro Einwohner) dargestellt.

Tabelle 15: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Strom, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren: absolut und spezifisch pro m² Nutzfläche und pro Einwohner

Bilanzierter Jahresendenergiebedarf für Strom			
BSKO-Sektor	IST absolut	IST pro m ²	IST pro Einwohner
Private Haushalte	5 GWh	12,2 kWh/m ²	1,0 MWh/EW
Industrie	1,5 GWh	39,3 kWh/m ²	192,2 MWh/EW
Kommunale Einrichtungen	0,3 GWh	30,8 kWh/m ²	-
GHD/Sonstiges	8,3 GWh	30,2 kWh/m ²	14,2 MWh/EW
Summe	15,1 GWh	*20,6 kWh/m ²	*2,5 MWh/EW

*gewichteter Mittelwert

Tabelle 16: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Strom, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren: Mittelwerte spezifisch pro m² Nutzfläche und pro Einwohner

Bilanzierter Jahresendenergiebedarf für Strom	
Mittelwert pro m ² Nutzfläche*	Mittelwert pro m ² Einwohner*
20,6 kWh/m ²	2,5 MWh/EW

*gewichteter Mittelwert

Strombedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Versorgungsart – Strom (in GWh)

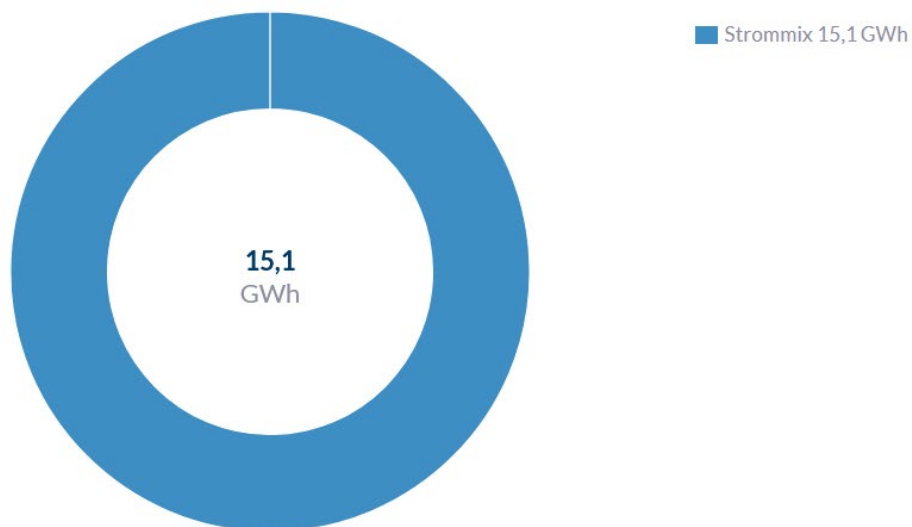


Abbildung 37: Bilanzierter absoluter Strombedarf – aufgeteilt auf die Energieträger zur Strombedarfsdeckung

Strombedarf (Endenergie) – spezifischer Strombedarf pro m² Nutzfläche nach Energieträger – Strom (in kWh/m²)

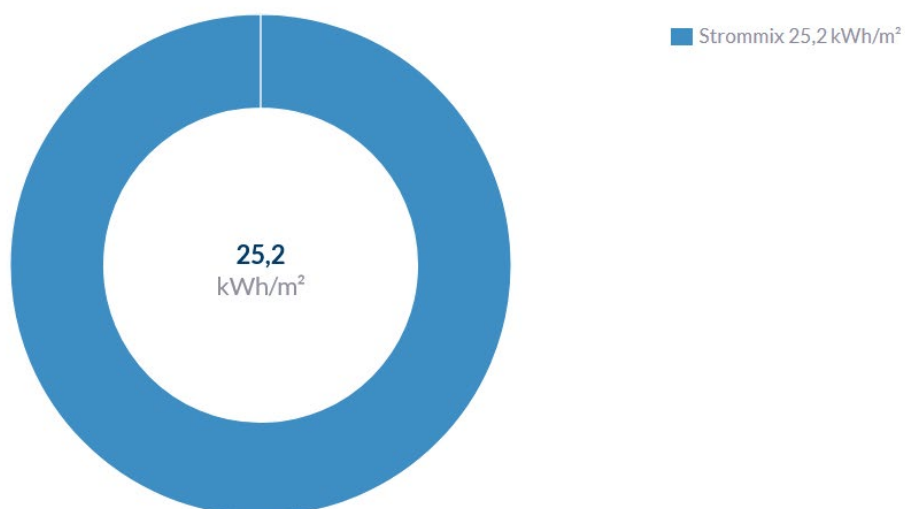


Abbildung 38: Bilanzierter spezifischer Strombedarf pro m² Nutzfläche – aufgeteilt auf die Energieträger zur Strombedarfsdeckung

Strombedarf (Endenergie) – spezifischer Strombedarf pro Einwohner nach Energieträger – Strom (kWh/EW)

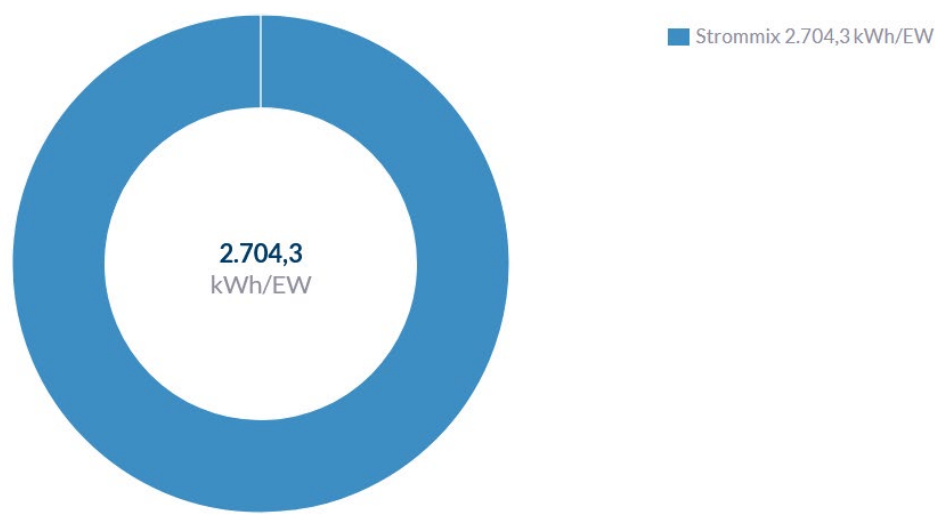


Abbildung 39: Bilanzierter spezifischer Strombedarf pro Einwohner – aufgeteilt auf die Energieträger zur Strombedarfsdeckung

2.8.4. Endenergieverbräuche – Strom (gemessen)

Tabelle 17: Realer gemessener Endenergieverbrauch in Altenkunstadt zur Strombedarfsdeckung aufgeteilt nach Energieträgern - absolut der letzten 3 Jahre

	Gemessener Endenergieverbrauch Strom		
Energieträger	2023	2024	2025
Strommix	-	12.329.792 kWh	-
Ökostrom	-	-	-

Stromverbräuche gemessen (Endenergie) – absolute Werte nach Biskosektor – Strom
(in GWh)

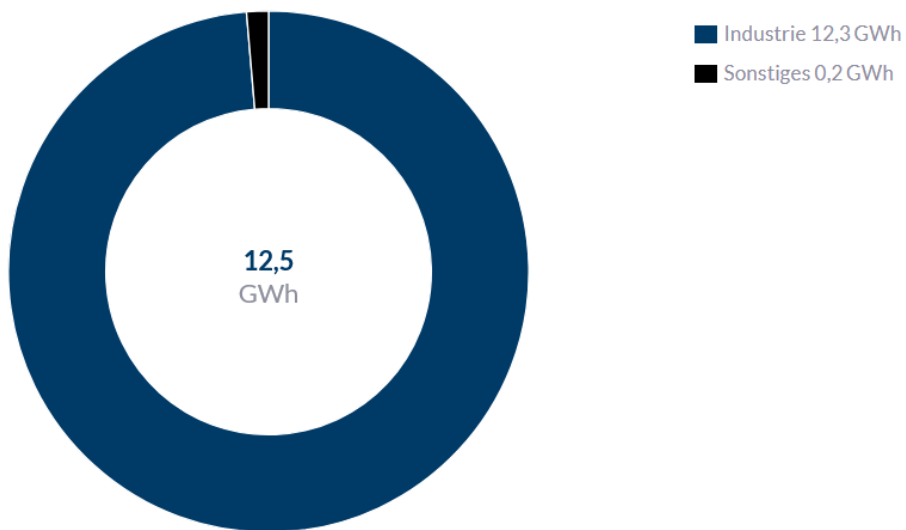


Abbildung 40: Gemessener Endenergieverbrauch zur Strombedarfsdeckung (gilt für das Jahr mit dem zuletzt gemessenen Verbrauch) – aufgeteilt auf die BSKO-Sektoren

Stromverbräuche gemessen (Endenergie) – absolute Werte nach Energieträger – Strom
(in GWh)

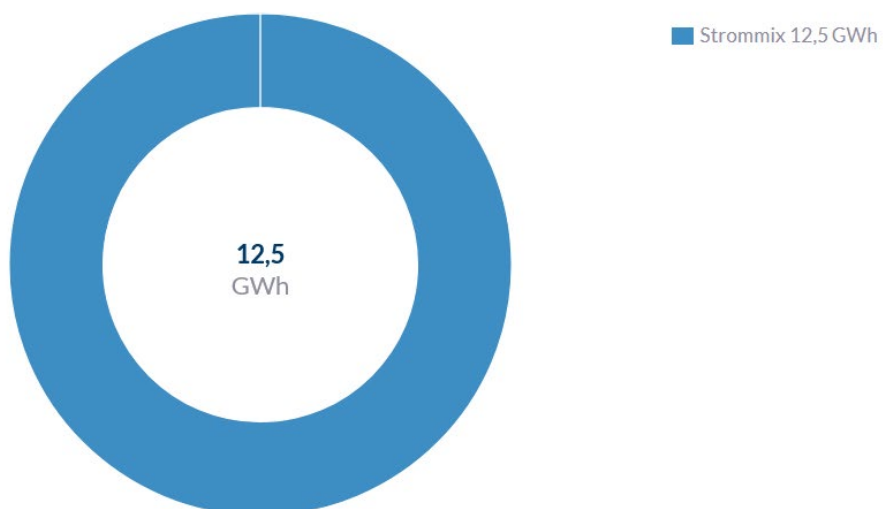


Abbildung 41: Gemessener Endenergieverbrauch zur Strombedarfsdeckung (gilt für das Jahr mit dem zuletzt gemessenen Verbrauch) – aufgeteilt auf die Energieträger zur Stromversorgung

Stromverbräuche gemessen (Endenergie) – spezifische Werte pro m² Nutzfläche –
Strom (in kWh/m²)

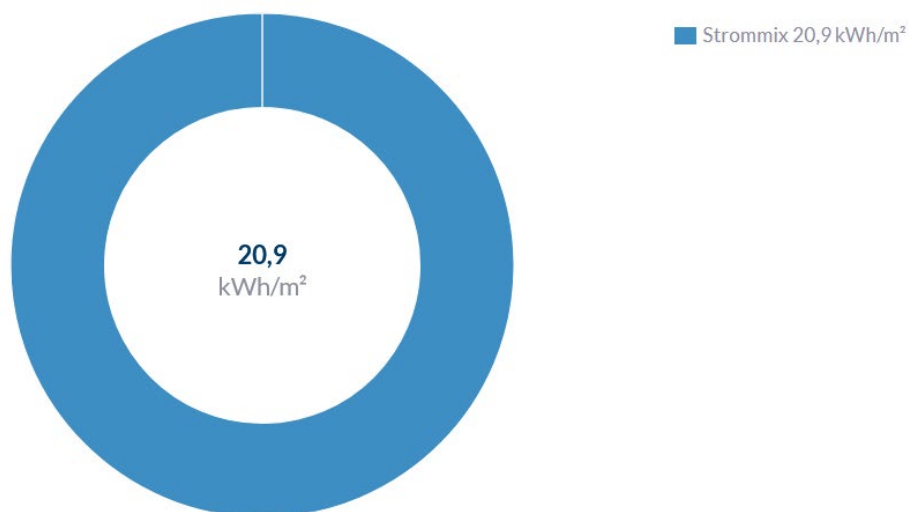


Abbildung 42: Gemessener Endenergieverbrauch zur Strombedarfsdeckung (gilt für das Jahr mit dem zuletzt gemessenen Verbrauch) – spezifisch pro m² Gebäudenutzfläche und aufgeteilt auf die Energieträger zur Wärmeversorgung

2.8.5. THG-Emissionen Wärme und Strom

Tabelle 18: Auflistung aller Parameter zur Ermittlung der THG-Bilanz

Parameter	Parameter	Parameter
Gebäudenutzfläche	733.175,9 m ²	Gebäudenutzfläche AN nach DIN V 18599
Gebäudegrundfläche	561.808,2 m ²	Fläche des kompletten unteren Gebäudeabschlusses
Nutzenergiebedarf	88,2 GWh/a	Summe der bilanzierten Nutzenergiebedarfe (Wärme- und Strombedarf)
Nutzenergiebedarf pro Einwohner	15.759,3 kWh/EW	Summe der bilanzierten Nutzenergiebedarfe (Wärme- und Strombedarf) / Einwohnerzahl
Endenergieverbrauch	100,8 GWh	Summe der bilanzierten Endenergiebedarfe und / oder gemessenen Endenergieverbräuche (Wärme + Strom)
Endenergieverbrauch pro Einwohner	18,0 MWh/EW	Summe der bilanzierten Endenergiebedarfe und / oder gemessenen Endenergieverbräuche (Wärme + Strom) / Einwohnerzahl
THG-Emissionen (gesamt) – absolut	34.921,6 t/a	Summe der THG-Emissionen (auf Basis bilanzierter Endenergiebedarfe und/oder gemessener Endenergieverbräuche (Wärme + Strom)) (CO ₂ -Äquivalente)
THG-Emissionen (gesamt) – pro Kopf	34.921,6 t/EW	Summe der THG-Emissionen (auf Basis bilanzierter Endenergiebedarfe und/oder gemessener Endenergieverbräuche (Wärme + Strom)) (CO ₂ -Äquivalente) / Einwohnerzahl
THG-Emissionen (nur Wärmesektor) – absolut	25.388,2 t/a	Summe der THG-Emissionen (auf Basis bilanzierter Endenergiebedarfe und/oder gemessener Endenergieverbräuche (nur Wärmesektor) (CO ₂ -Äquivalente)
THG-Emissionen (nur Stromsektor) – absolut	9.533,4 t/a	Summe der THG-Emissionen (auf Basis bilanzierter Endenergiebedarfe und/oder gemessener Endenergieverbräuche (nur Stromsektor) (CO ₂ -Äquivalente)

Erläuterungen zur Tabelle: Energiebedarfe sind ausschließlich bilanzierte Nutzenergiebedarfe. Energieverbräuche stellen Endenergiebedarfe bzw. -verbräuche dar und beinhalten vom Nutzer eingetragene/importierte Energieverbräuche und/oder bilanzierte Endenergiebedarfe für die Gebäude, welchen kein Endenergieverbrauch zugeordnet wurde. Die THG-Emissionen basieren auf den Endenergieverbräuchen jeweils für Wärme und Strom, summiert über alle Gebäude im Untersuchungsgebiet.

Tabelle 19: Emissionsbilanz (Emissionen basierend auf Endenergie für Wärme und Strom) in Altenkunstadt

THG-Emissionen (CO ₂ -Äquivalente)			
ISKO-Sektor	IST – absolut	IST – pro m ²	IST – pro Einwohner
Private Haushalte	19.061,7 t/a	0 t/m ² Nutzfläche	3,8 t/EW
Industrie	8.186,4 t/a	0,2 t/m ² Nutzfläche	1.023,3 t/EW
Kommunale Einrichtungen	545,9 t/a	0,1 t/m ² Nutzfläche	-
GHD/Sonstiges	7.127,7 t/a	0 t/m ² Nutzfläche	12,3 t/EW
Summe	34.921,6 t/a	* Nutzfläche	* t/EW

*gewichteter Mittelwert

Tabelle 20: Emissionsbilanz (Emissionen basierend auf Endenergie für Wärme und Strom) in Altenkunstadt (Mittelwerte spezifisch pro m² und pro Einwohner)

THG-Emissionen (CO ₂ -Äquivalente)	
Mittelwert pro Quadratmeter Nutzfläche*	Mittelwert pro Einwohner*
47,6 kg/m ² Nutzfläche	5,8 t/EW

*gewichteter Mittelwert

CO₂-Emissionen Wärme + Strom – absolute Werte nach Biskosektor – CO₂ (in kt/a)

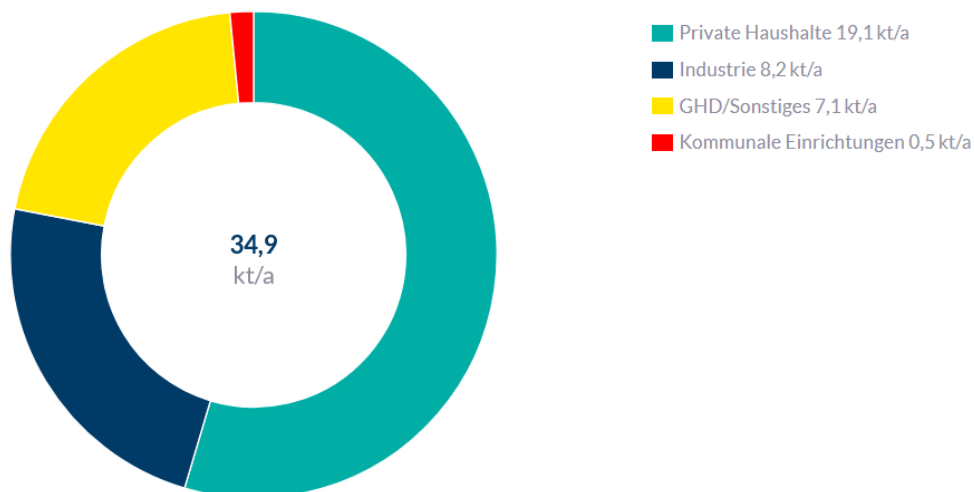


Abbildung 43: Absolute THG-Emissionen (Wärme + Strom) nach BISCO-Sektoren

CO₂-Emissionen Wärme + Strom – spezifische Werte pro m² (Nutzfläche) nach Biskosektor – CO₂ (in t/a/m²)

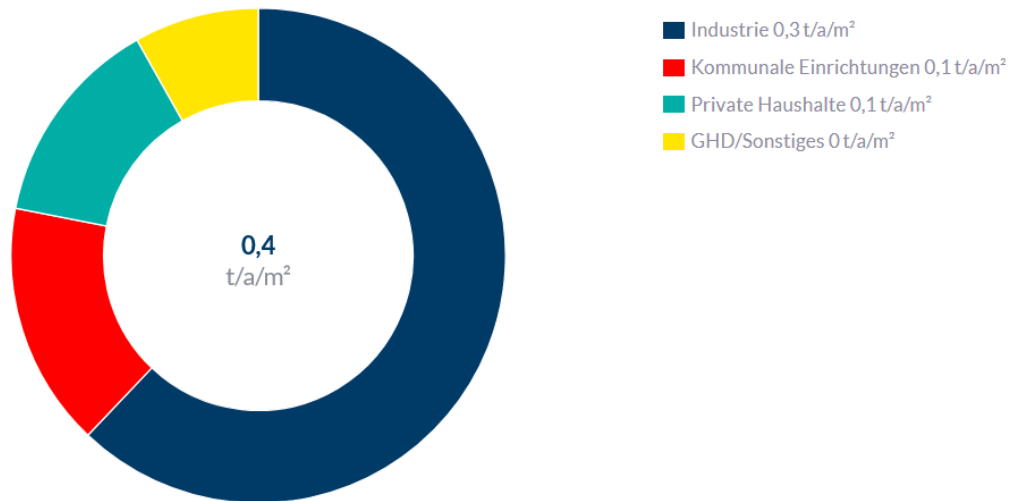


Abbildung 44: Spezifische THG-Emissionen pro m² Nutzfläche (Wärme + Strom) nach BSKO-Sektoren

CO₂-Emissionen Wärme + Strom – spezifische Werte pro Einwohner nach Biskosektor – CO₂ (in t/a/EW)

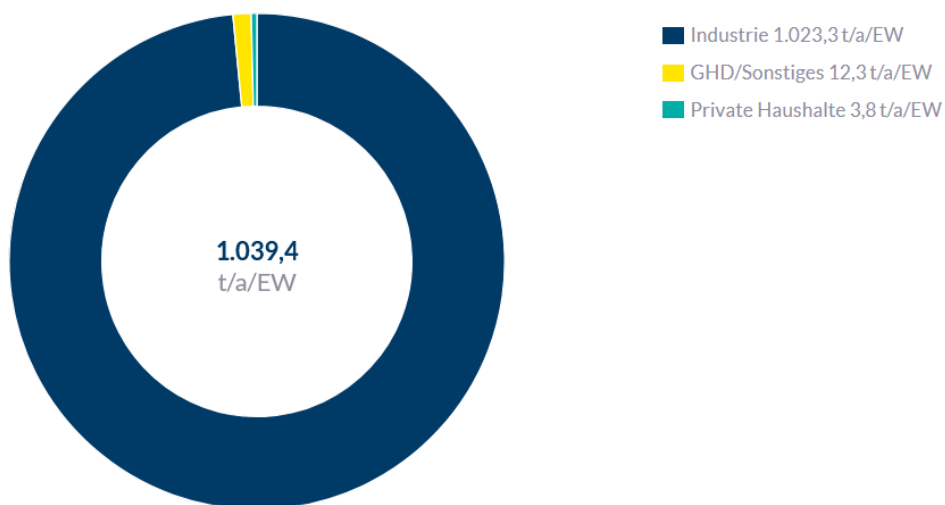


Abbildung 45: Spezifische THG-Emissionen pro Einwohner (Wärme + Strom) nach BSKO-Sektoren

2.8.6. Räumliche Verteilung von CO₂-Emissionen

In diesem Kapitel werden noch einmal alle relevanten Informationen und Abbildungen, die die räumliche Verteilung von CO₂-Emissionen betreffen, zusammengetragen.

Wärme- und Strombedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Biskosektor – Wärme (in GWh)

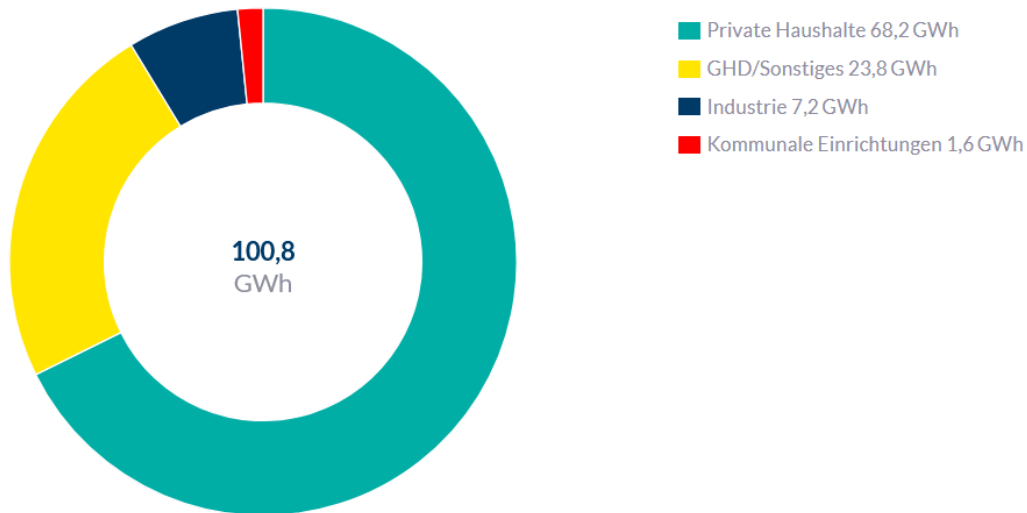


Abbildung 46: Bilanzierter Endenergiebedarf (Strom und Wärme) aufgeteilt über die BSKO-Sektoren

Wärmebedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Versorgungsart – Wärme (in GWh)

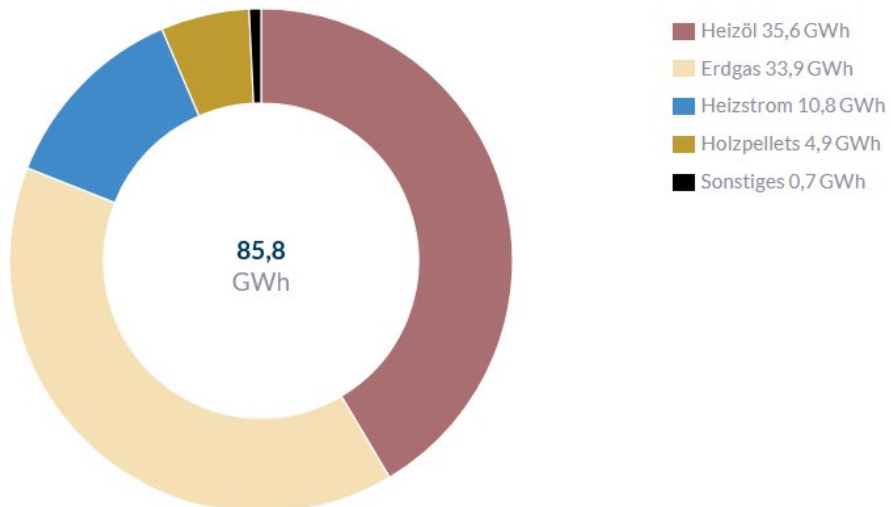


Abbildung 47: Bilanzierter Wärmebedarf (Endenergie) aufgeteilt nach Energieträger der Wärmeversorgung

Strombedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Versorgungsart – Strom (in GWh)

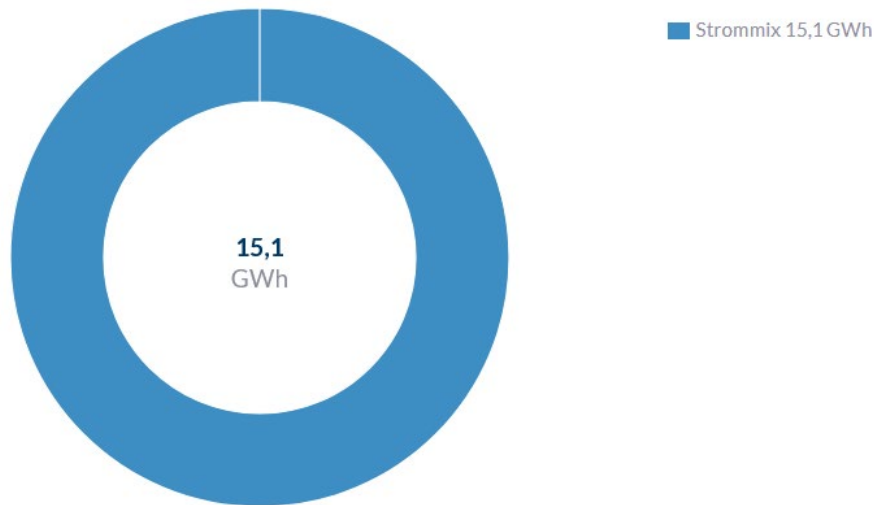


Abbildung 48: Aufschlüsselung des bilanzierten Strombedarfes (Endenergie) auf die Energieträger der Stromversorgung

In den folgenden Abbildungen wird die räumliche Verteilung der Verursacher von Emissionen dargestellt.

Verursacher können etwa Betriebe oder – allgemeiner – die im Gemeindegebiet vorhandenen Gebäude sein. Die tatsächlichen Emissionsquellen liegen bei einer zentral organisierten Energieversorgung jedoch häufig außerhalb des Betrachtungsraums, etwa in Kraftwerken. Während eine Gasetagenheizung die Emissionen unmittelbar vor Ort bei der Wärmeerzeugung verursacht, entstehen bei einer Wärmepumpe im Gebäude selbst keine direkten Emissionen. Werden Wärmepumpen jedoch mit dem deutschen Strommix betrieben, fallen die Emissionen bei der Stromerzeugung im Kraftwerk an. Wie oben beschrieben, werden die Emissionen in dieser Betrachtung nach dem Verursacherprinzip bilanziert; folglich fließen auch die indirekten Emissionen des Strombezugs (z. B. für Wärmepumpen) in die Darstellung ein.

In den folgenden Abbildungen werden deutliche Parallelen zur Verteilung des Wärmeenergiebedarfs sichtbar. Da die Wärmeversorgung derzeit überwiegend auf konventionellen Energieträgern (insbesondere Erdgas und Heizöl) basiert, ist dieser Zusammenhang erwartbar: Ein hoher Wärmebedarf, etwa in gasbeheizten Bestandsgebäuden, geht in der Regel mit entsprechend hohen THG-Emissionen einher.

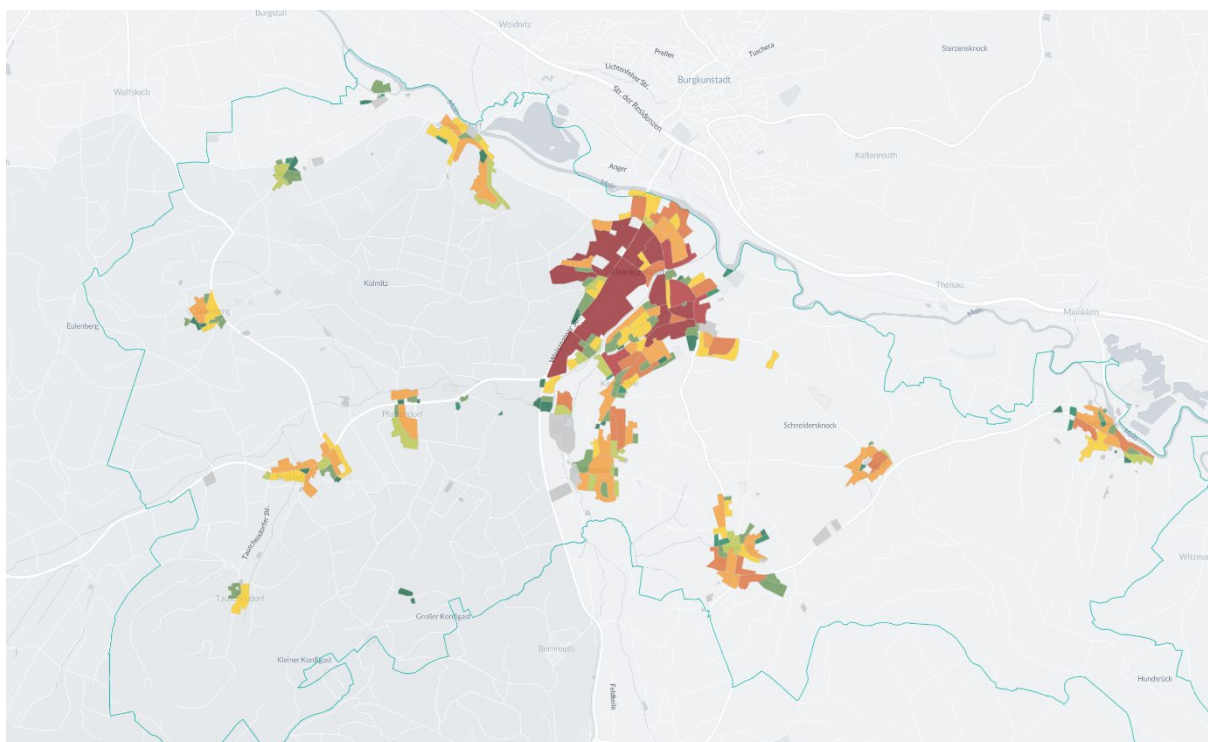


Abbildung 49: Gemeindegebiet | Räumliche Verteilung der THG-Emissionen (Wärme und Strom)

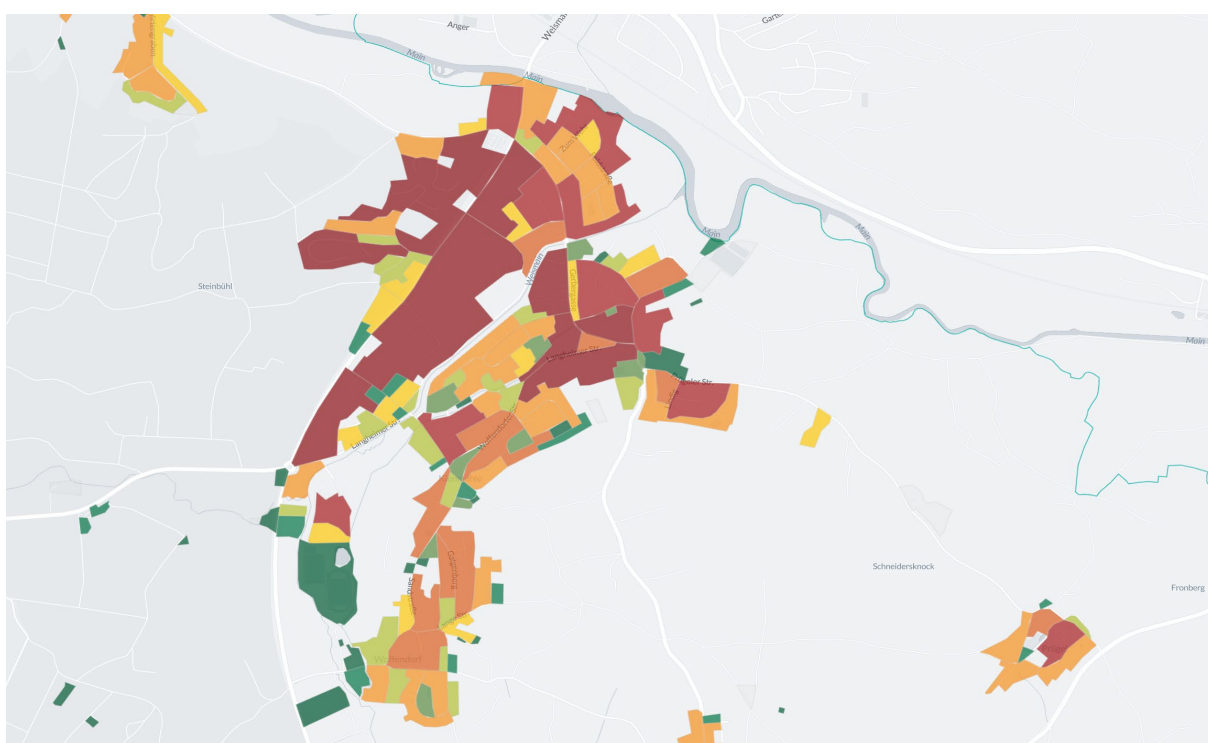


Abbildung 50: Hauptort | Räumliche Verteilung der THG-Emissionen (Wärme und Strom)

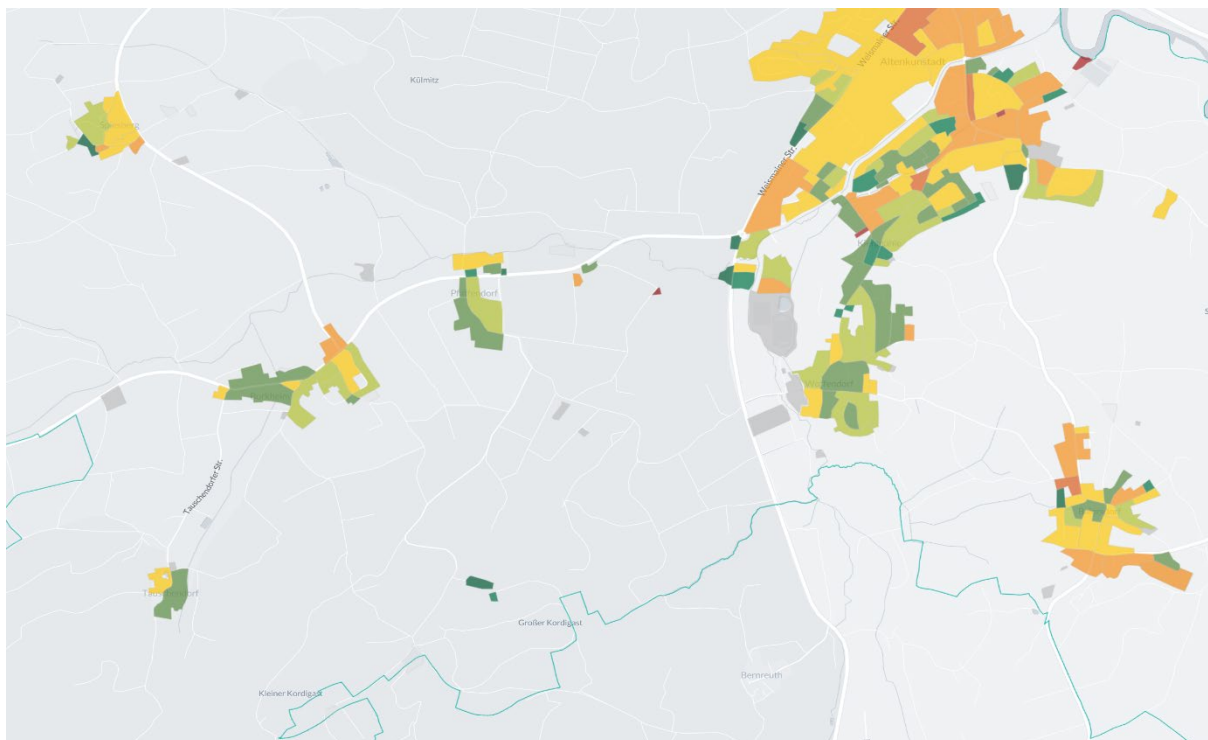


Abbildung 51: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | Räumliche Verteilung der THG-Emissionen (Wärme und Strom)



Abbildung 52: Baiersdorf (links), Prügel und Mainneck | Räumliche Verteilung der THG-Emissionen (Wärme und Strom)

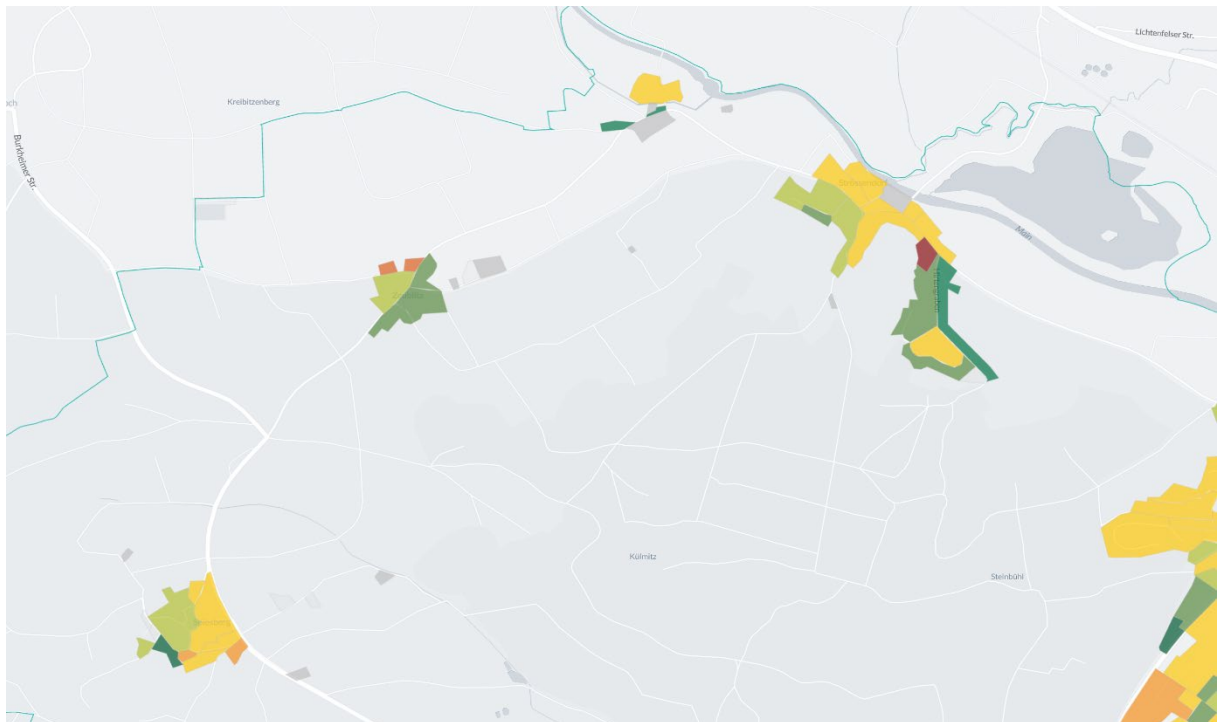


Abbildung 53: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | Räumliche Verteilung der THG-Emissionen (Wärme und Strom)

Wärme - Emissionen

Kein Wert	0,1 - 10 t	10,1 - 20 t	20,1 - 40 t	40,1 - 60 t	60,1 - 100 t	100,1 - 200 t
200,1 - 300 t	300,1 - 400 t	400 t				

2.8.7. Kennzahlen aus der Bilanzierung

Das folgende Kapitel listet noch einmal alle wichtigen Kennzahlen zur Bestandsanalyse auf.

Endenergiebedarf pro Einwohner nach BSKO-Sektoren:

Tabelle 21: Bilanzierter Endenergiebedarf absolut, pro Einwohner und pro m² Nutzfläche aufgeteilt nach BSKO-Sektoren

Bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme und Strom)			
BSKO-Sektor	IST-absolut	IST-pro m ²	IST-pro Einwohner
Private Haushalte	68,2 GWh	166,3 kWh/m ²	13,6 MWh/EW
Industrie	7,2 GWh	183,1 kWh/m ²	895,2 MWh/EW
Kommunale Einrichtungen	1,6 GWh	160,4 kWh/m ²	-
GHD/Sonstiges	23,8 GWh	87,1 kWh/m ²	41,0 MWh/EW
Summe	100,8 GWh	*137,5 kWh/m ²	*17,7 MWh/EW

*gewichteter Mittelwert

Tabelle 22: Bilanzierter Endenergiebedarf pro Einwohner und pro m² Nutzfläche aufgeteilt nach BSKO-Sektoren (Mittelwerte der spezifischen Werte pro Nutzfläche und pro Einwohner)

Bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme und Strom)	
Mittelwert pro m ² Nutzfläche*	Mittelwert pro Einwohner*
137,5 kWh/m ² Nutzfläche	17,7 MWh/EW

*gewichteter Mittelwert

Wärme- und Strombedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Biskosektor – Wärme + Strom (in GWh)

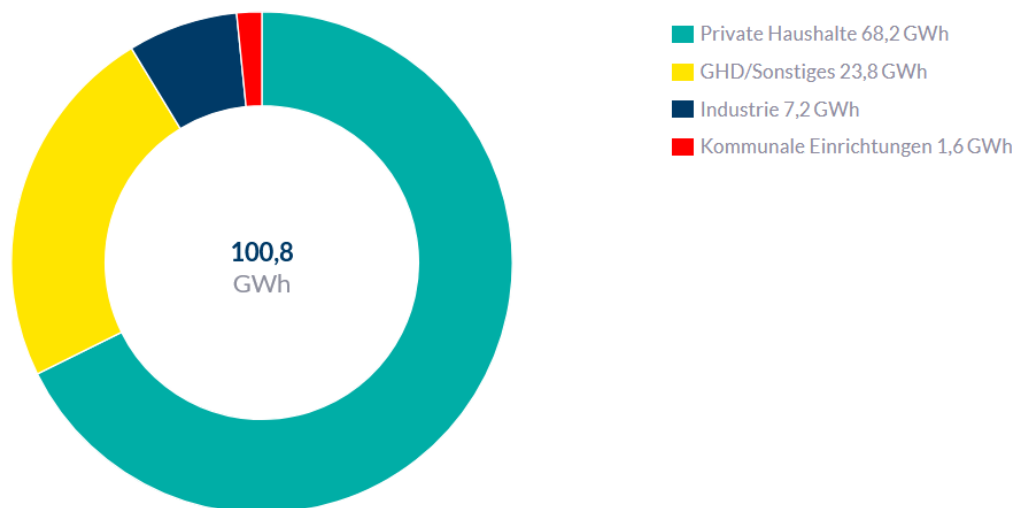


Abbildung 54: Wärme- und Strombedarf (Endenergie) | Absolute Werte nach BSKO-Sektor (in GWh)

Wärme- und Strombedarf (Endenergie) – spezifische Werte pro m² (Nutzfläche) nach Biskosektor – Wärme + Strom (in kWh/m²)

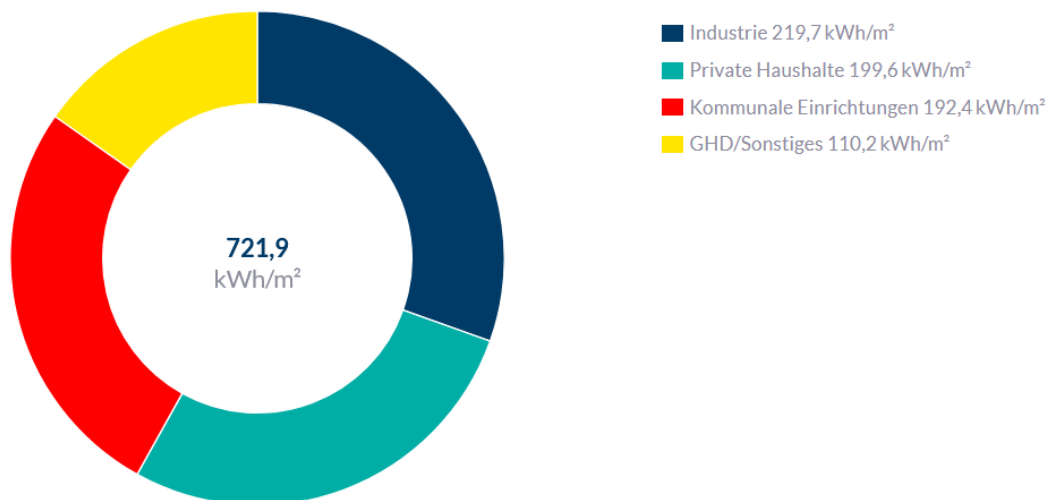


Abbildung 55: Wärme- und Strombedarf (Endenergie) | Spezifische Werte pro m² (Nutzfläche) nach BISCO-Sektor (in kWh/m²)

Wärme- und Strombedarf (Endenergie) – spezifische Werte pro Einwohner nach Biskosektor – Wärme + Strom (in kWh/EW)

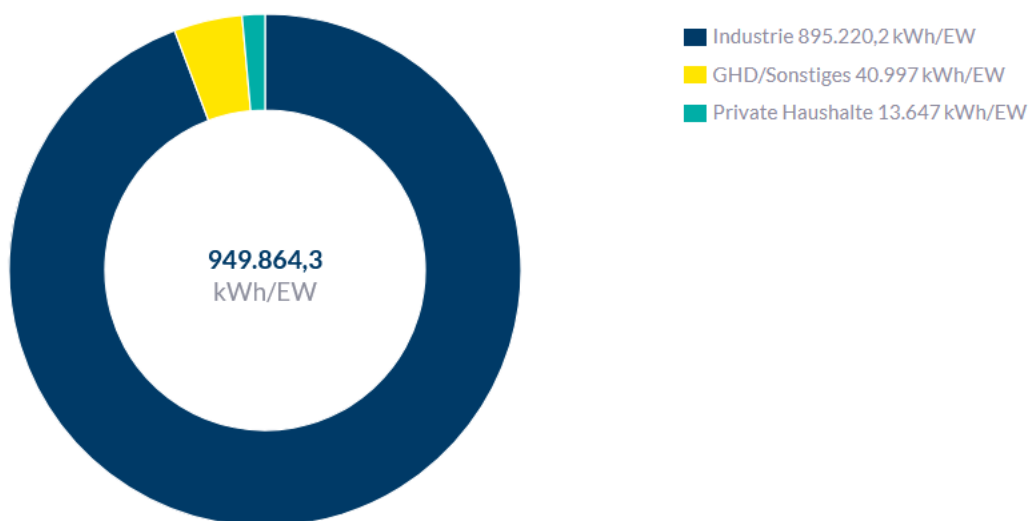


Abbildung 56: Wärme- und Strombedarf (Endenergie) | Spezifische Werte pro Einwohner nach BISCO-Sektor (in kWh/EW)

Treibhausgas-Emissionen pro Einwohner

Tabelle 23: Treibhausgasemissionen auf Basis der bilanzierten Endenergiebedarfe und/oder eingetragenen Verbräuche pro Kopf, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren

BSKO-Sektor	THG-Emissionen (bilanziert oder auf Basis eingetragener Verbräuche, wenn vorhanden)
Private Haushalte	3,8 t/Kopf
Industrie	1.023,3 t/Kopf
Kommunale Einrichtungen	-
GHD/Sonstiges	12,3 t/Kopf

Erläuterungen zur Tabelle: Durchschnittliche jährliche Treibhausgasemissionen pro Einwohner aufgeteilt nach BSKO-Sektoren. Auch BSKO-Sektoren weisen Pro-Kopf-Emissionen auf, wenngleich diesen keine Einwohner zugeordnet werden können. In diesem Fall sind die absoluten THG-Emissionen durch die Gesamt-Einwohnerzahl dividiert worden, um den in der Tabelle dargestellten Wert zu ermitteln.

Bilanzierter Strombedarf und gemessener Stromverbrauch zur Wärmeversorgung der Haushalte pro Einwohner

Tabelle 24: Bilanzierter Strombedarf und gemessener Stromverbrauch zur Wärmeversorgung der Haushalte pro Einwohner

Versorgungsart Wärme	Absoluter bilanzierter oder gemessener Stromverbrauch	Absoluter bilanzierter oder gemessener Stromverbrauch pro Einwohner
Heizstrom	10,8 GWh	15.818,4 kWh/EW
Wärmepumpe - Strommix	0,1 GWh	3.545,8 kWh/EW
Kalte Fernwärme (Geothermie + dezentrale Wärmepumpen)	-	-
Wärmepumpe - Ökostrom	-	-
Summe	10,9 GWh	*15.331,6 kWh/EW

*gewichteter Mittelwert

Endenergieverbrauch und Treibhausgas-Emissionen in GHD und Industrie pro Beschäftigten

Tabelle 25: Endenergieverbrauch und Treibhausgas-Emissionen in GHD und Industrie pro Beschäftigten

BISKO-Sektor	Absoluter bilanzierter Endenergiebedarf (Strom + Wärme)	Absolute THG-Emissionen
Industrie	7,2 GWh	8.164,4 t/a
GHD/Sonstiges	23,8 GWh	7.127,7 t/a
Summe	31 GWh	15.292,1 t/a

Tabelle 26: Spezifischer bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme + Strom) pro Beschäftigten

BISKO-Sektor	Zahl der Beschäftigten [6]	Spezifischer bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme + Strom) pro Beschäftigten
Gewerbe, Handel, Dienstleistung	505	47.128 kWh/Besch.
Industrie	352	15.982 kWh/Besch.
Summe	857	*44.557 kWh/Besch.

*gewichteter Mittelwert

Einsatz erneuerbarer Energien (nach Energieträgern)

Tabelle 27: Einsatz erneuerbarer Energien (inkl. EE-Abwärme) und konventioneller Abwärme nach Energieträgern in Altenkunstadt

Energieträger	Absoluter bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme)	Absoluter bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme) pro Einwohner
Holzpellets	4,9 GWh	17,3 MWh/EW
Wärmepumpe – Strommix	0,1 GWh	3,5 MWh/EW
Biogas	-	-
Abwärme konventionell	-	-
Abwärme EE	-	-

Kalte Fernwärme (Geothermie + dezentrale Wärmepumpen)	-	-
Wärmepumpe – Ökostrom	-	-
Holzhackschnitzel	< 0,1 GWh	-
Scheitholz	0,1 GWh	23,4 MWh/EW
Sonstige Biomasse	-	-
Summe	5,2 GWh	*16,1 MWh/EW

**gewichteter Mittelwert*

Wärme- und Strombedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Energietyp (in GWh)

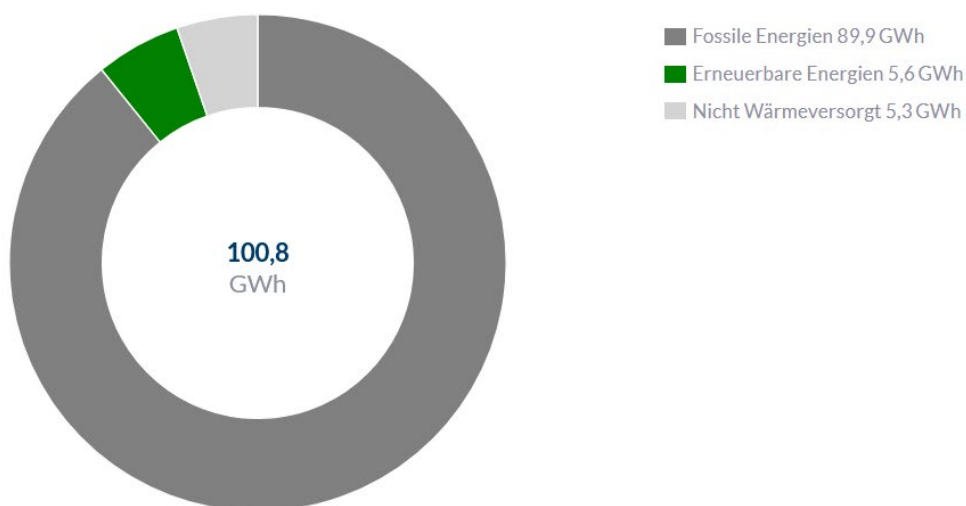


Abbildung 57: Bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme + Strom) aufgeteilt nach Energietyp inkl. Anteil erneuerbarer Energien

Wärme- und Strombedarf (Endenergie) – spezifische Werte pro m² (Nutzfläche) nach Energietyp (in kWh/m²)

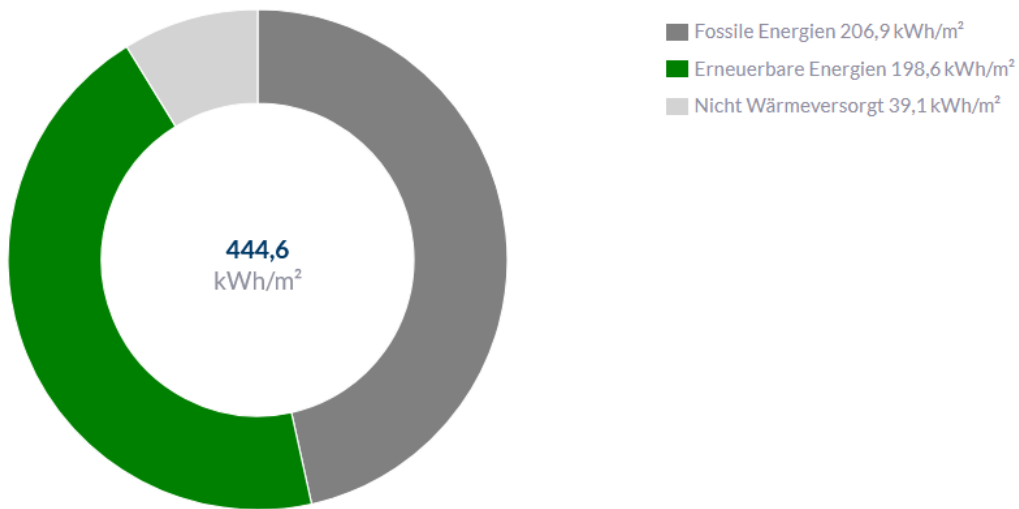


Abbildung 58: Bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme + Strom) aufgeteilt nach Energietyp inkl. Anteil erneuerbarer Energien – spezifisch pro m² Gebäudenutzfläche

Wärme- und Strombedarf (Endenergie) – spezifische Werte pro Einwohner nach Energietyp (in kWh/EW)

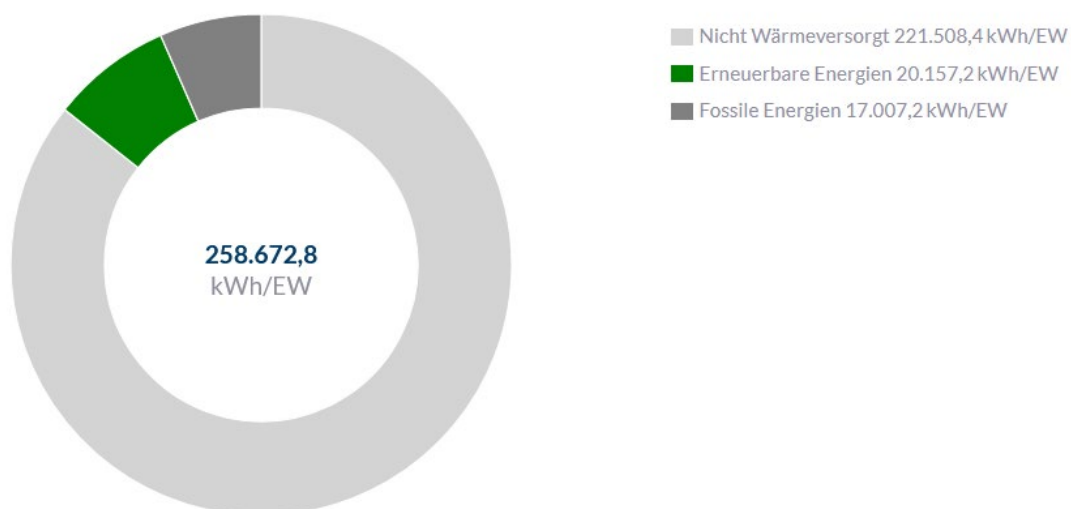


Abbildung 59: Bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme + Strom) aufgeteilt nach Energietyp inkl. Anteil erneuerbarer Energien – spezifisch pro Einwohner

Anteil erneuerbarer Energien an lokaler Strom- und Wärmeerzeugung und am Strom- und Wärmebedarf

Tabelle 28: Anteil erneuerbarer Energieträger am bilanzierten Wärme- und Strombedarf in Altenkunstadt

bilanzierter Endenergiebedarf	Endenergiebedarf aus erneuerbaren Quellen	jeweiliger Bedarfsanteil erneuerbarer Energien
Wärme: 85,7 GWh	5,1 GWh	5,9 %
Strom: 15,1 GWh	0,5 GWh	3,4 %

Tabelle 29: Anteil erneuerbarer Energien an der vor Ort erzeugten Wärme- und Strommenge in Altenkunstadt

erzeugte Energiemengen aus den zentralen Versorgungsanlagen	in den zentralen Versorgungsanlagen eingesetzte Endenergiemenge aus Erneuerbaren Energien	jeweiliger Verbrauchsanteil Erneuerbarer Energien
Wärme: 0 GWh	0 GWh	38,1 %
Strom: 0 GWh	0 GWh	18,2 %

Hinweis zur Tabelle: Es werden KWK-Anlagen zur Wärmeerzeugung und EEG-Anlagen zur Stromerzeugung sowie weitere Anlagen ungeachtet ihres verwendeten Energieträgers betrachtet. Der Verbrauchsanteil der erneuerbaren Energien an den zentral erzeugten Wärme- und Strommengen wird an dieser Stelle aus den jeweils eingesetzten erneuerbaren Endenergiemengen in den Versorgungsanlagen berechnet.

Stromverbrauch für die Wärmebereitstellung

Tabelle 30: Bilanzierter Endenergiebedarf (Strom) zur Wärmebedarfsdeckung

Energieträger	Bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme)
Heizstrom	10,8 GWh
Wärmepumpe – Strommix	0,4 GWh
Kalte Fernwärme (Geothermie + dezentrale Wärmepumpen)	-
Wärmepumpe – Ökostrom	-
Summe	11,1 GWh

Tabelle 31: Anzahl der Gebäude, deren Versorgung auf leitungsgebundenen Energieträgern beruht, in Altenkunstadt

Energieträger	Anzahl der angeschlossenen/versorgten Gebäude
Erdgas	597 Gebäude
Fernwärme Heizwerk 120 °C	-
Fernwärme Heizwerk 90 °C	36 Gebäude
Fernwärme KWK 90 °C	-
Fernwärme KWK Niedertemperatur tlw. aus EE	-
Fernwärme KWK LowEX aus 100 % EE	-
Kalte Fernwärme (Geothermie + dezentrale Wärmepumpen)	-
Summe	633 Gebäude

2.9. (Wärme-)Erzeugungsanlagen/Erhebung der aktuellen Versorgungsstruktur

In diesem Kapitel wird die Energieversorgungsstruktur analysiert. Dabei ist zwischen der Betrachtung der Gebäudeebene nach Energieträgern (Versorgungsarten), welche die Heizungsanlagen der Einzelgebäude widerspiegeln, und der Betrachtung der Versorgungsanlagen (großen Energieerzeugungsanlagen) zu unterscheiden. Die Erzeugungsanlagen werden nach dem jeweiligen Anlagentyp unterschieden.

2.9.1. Versorgungsanlagen und Versorgungsarten

Die folgende Abbildung dient der Analyse der Energieinfrastruktur (Struktur der Wärmebereitstellung auf dezentraler Ebene). Die Klassifizierung richtet sich immer nach der Technologie, die im Baublock anteilig am häufigsten vertreten ist.

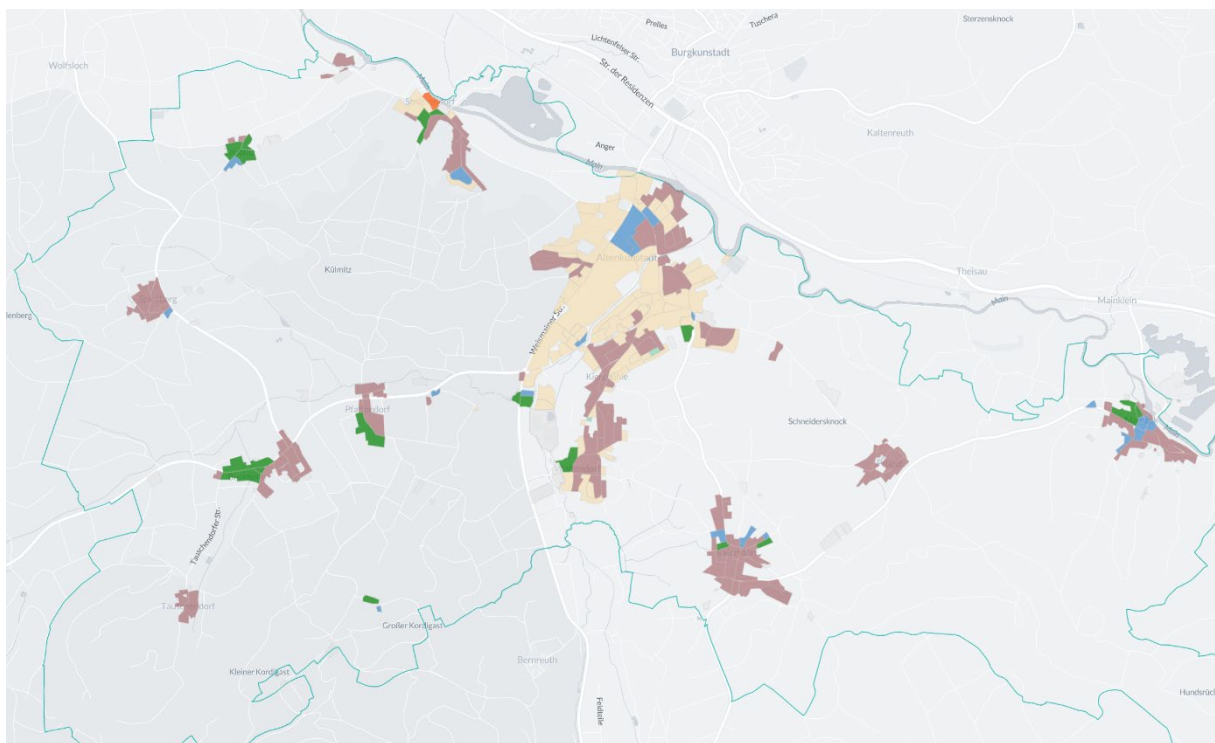


Abbildung 60: Gemeindegebiet | Kartierung der Wärmeversorgungsarten (Energieträger zur Wärmebedarfsdeckung auf Baublockebene)

Überwiegender Energieträger	Nicht Wärmeversorgt	Heizöl	Fossile feste Energieträger	Erdgas	Flüssiggas	Fernwärme
	Abwärme konventionell	Abwärme EE	Biogas	Umweltwärme	Solarthermie	Heizstrom
	Biogene feste Energieträger	Wasserstoff				

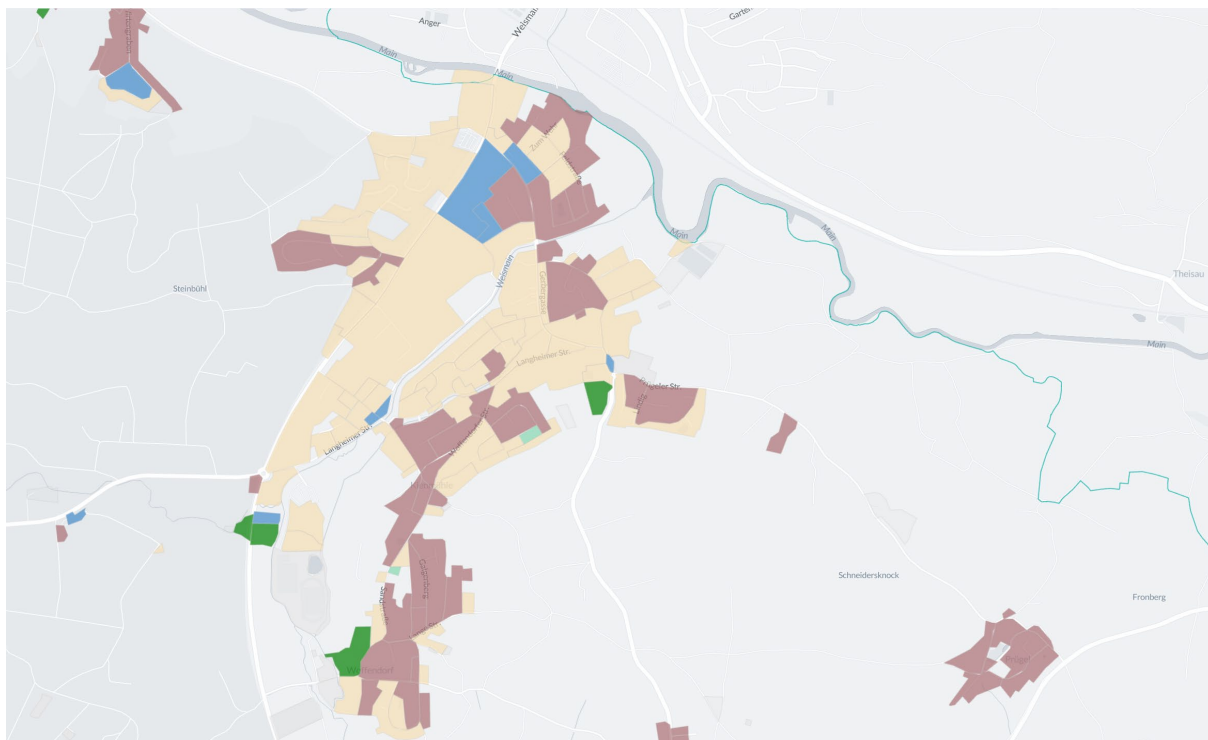


Abbildung 61: Hauptort | Kartierung der Wärmeversorgungsarten (Energieträger zur Wärmebedarfsdeckung auf Baublockebene)

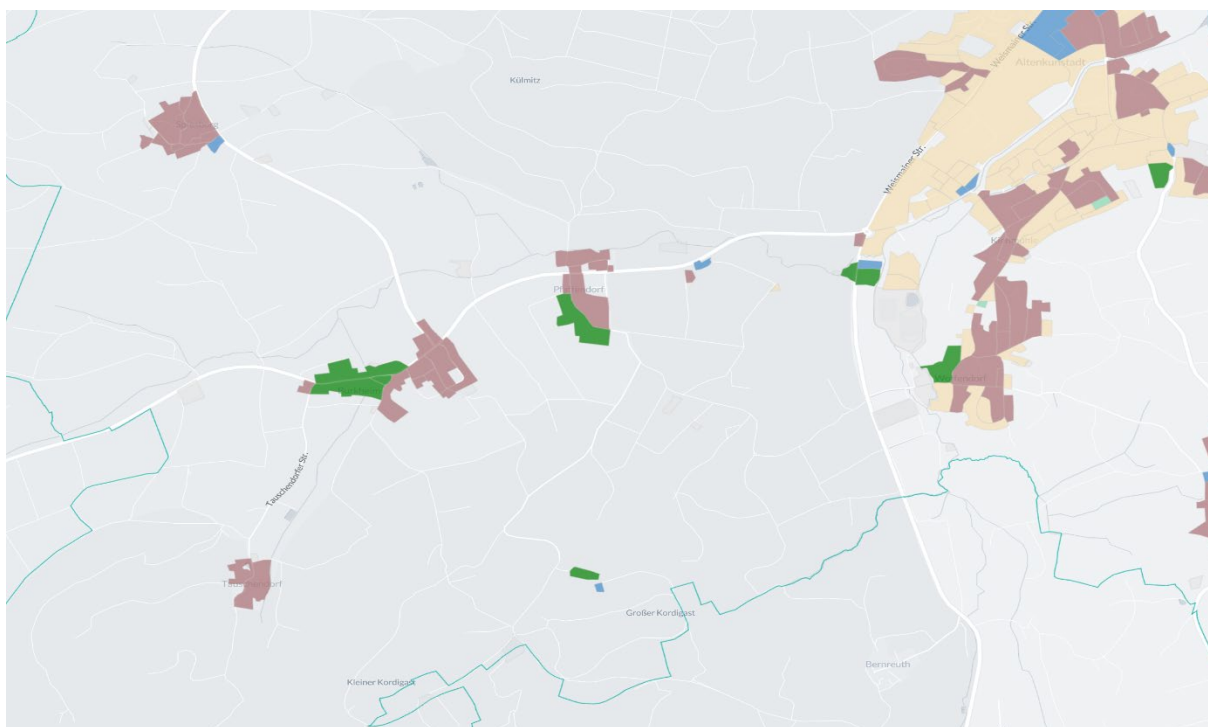


Abbildung 62: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | Kartierung der Wärmeversorgungsarten (Energieträger zur Wärmebedarfsdeckung auf Baublockebene)



Abbildung 63: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck | Kartierung der Wärmeversorgungsarten (Energieträger zur Wärmebedarfsdeckung auf Baublockebene)

Überwiegender Energieträger

Nicht Wärmeversorgt	Heizöl	Fossile feste Energieträger	Erdgas	Flüssiggas	Fernwärme
Abwärme konventionell	Abwärme EE	Biogas	Umweltwärme	Solarthermie	Heizstrom
Biogene feste Energieträger	Wasserstoff				

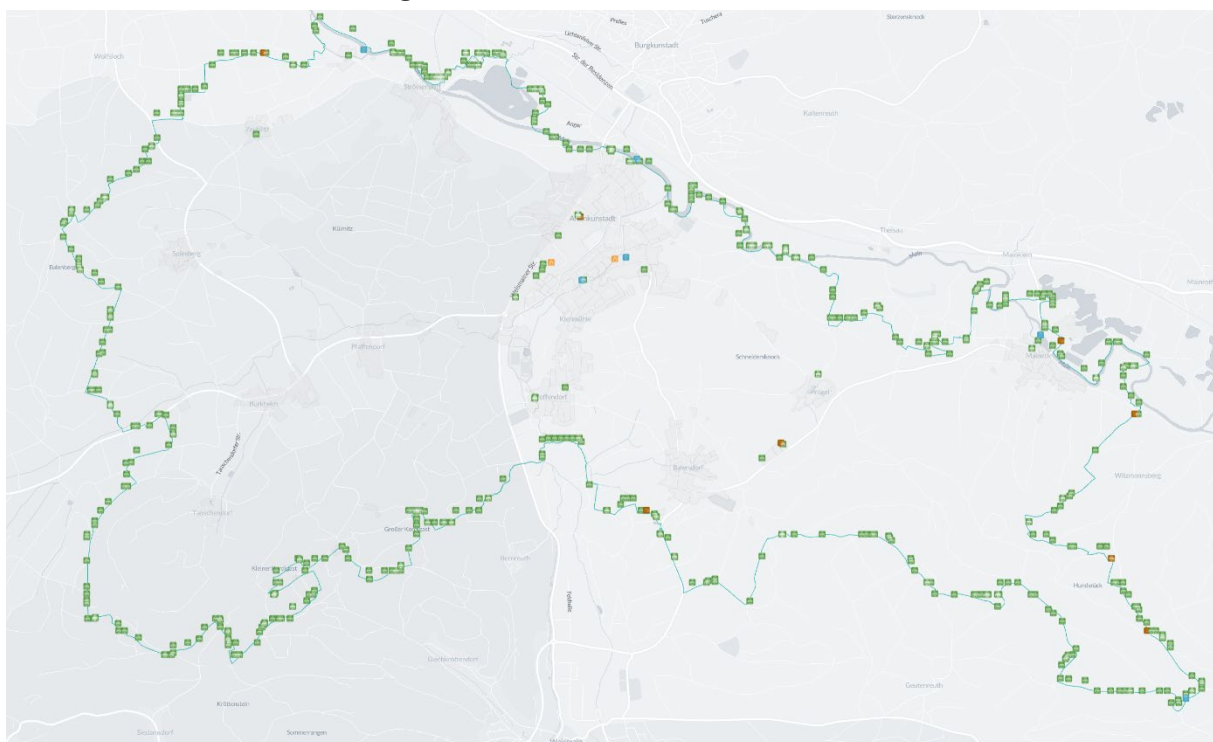


Abbildung 64: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | Kartierung der Wärmeversorgungsarten (Energieträger zur Wärmebedarfsdeckung auf Baublockebene)

Nach der Analyse des Gemeindegebiets zeigt sich, dass die Wärmeversorgung insgesamt überwiegend auf Erdgas und Heizöl basiert. Der Hauptort wird dabei größtenteils mit Erdgas beheizt. In den dörflichen Ortsteilen hingegen dominiert Heizöl, da dort keine Erdgasleitungen vorhanden sind. Vereinzelt gibt es auch schon Sektoren, die mehrheitlich über Biomasse versorgt werden. Die folgenden Abbildungen dienen der Analyse der Energieinfrastruktur (Struktur der Wärmebereitstellung auf zentraler Ebene sowie Analyse der Wärmeerzeugungsanlagen/KWK-Anlagen).

Die folgende Abbildung bietet einen Überblick über die Energieerzeugungsanlagen im Gemeindegebiet. Ein erheblicher Teil der Erzeugungsanlagen, insbesondere kleinere Photovoltaikanlagen (< 30 kWp), liegen im Marktstammdatenregister nicht in georeferenzierter Form vor. Deswegen werden diese Anlagen in der Darstellung durch stellvertretende Symbole an der Grenze des Gemeindegebiets verortet.

In der nachfolgenden Tabelle sind die relevanten Energieerzeugungsanlagen mit den wesentlichen Kenndaten aufgeführt.



Versorgungsanlagen Kraftwerk Heizwerk EEG-Anlage KWK-Anlage Stromerzeugung Wärmeerzeugung

Abbildung 65: Gemeindegebiet | Kartierung der zentralen Energieversorgungsanlagen (Energieerzeugung und -wandlung)

Tabelle 32: Übersicht wichtiger Erzeugungsanlagen

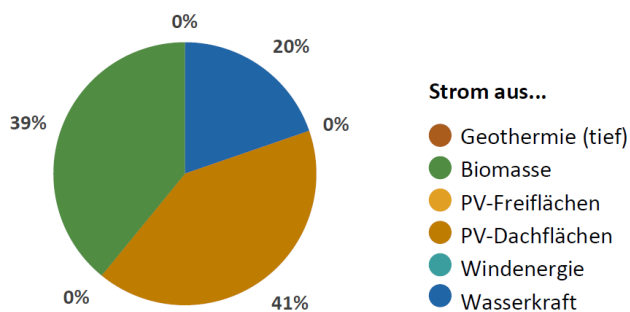
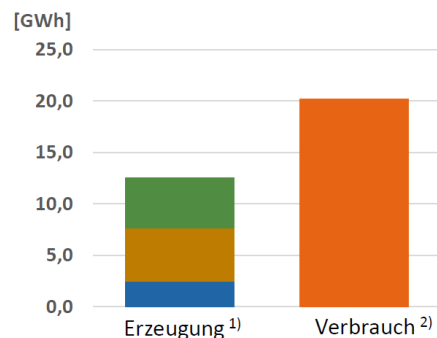
Bezeichnung/Lage	El. Anlagen-Leistung größer 30 kW
Biogas KWK-Anlage/Prügel	1.600 kW (ca. 1.550 kW _{th})
PV-Anlage/Prügel (BG-Anlage)	212 kWp
PV-Anlage/Prügel	190 kWp
PV-Anlagen/Maineck (Summe)	104 kWp
Laufwasserkraftwerk/Maineck	145 kW
PV-Anlage/Zeublitz	42 kWp
Laufwasserkraftwerk (Strössendorf)	257 kWp
PV-Anlage/Strössendorf	147 kWp
PV-Anlage/Woffendorf (Summe)	267 kWp
PV-Anlage/Hauptort (Summe)	2.364 kWp
Abwärme/Leikeim (Summe)	302 kW
Laufwasserkraftwerke/Hauptort (3-Anlagen)	356 kW
PV-Anlage (BAUER/Hermes)	(1.300 kWp) geplant +2.200 kWp
KWK-Anlage konventionell/Baur	937 kW (916 kW _{th})

Tabelle 33: Energiebereitstellung durch erneuerbare Versorgungsanlagen nach Anlagentyp in Altenkunstadt.

Gemeinde Altenkunstadt Steckbrief Stromdaten 2026

Einwohner: 5.502
 Fläche: 3.290 ha
 Stromverbrauch: 20.215 MWh/a
 (berechneter Wert)

Datenstand: 31.12.2024

Anteile der Energieträger an der Stromerzeugung ¹⁾ aus allen EEStromerzeugung und -verbrauch ²⁾

Energieträger	Anzahl Anlagen	Installierte Leistung [MW]	Stromerzeugung ¹⁾		Potenzial Strom [MWh] ³⁾	Anteil am Stromverbrauch [%] ²⁾
			[MWh]	[%]		
Wasserkraft	5	0,5	2.471	19,7	2.471	12,2
Windenergie	0	0,0	0	0,0	14.004	0
PV-Dachflächen	458	8,2	5.165	41,2	38.115	25,5
PV-Freiflächen	0	0,0	0	0,0	133.856	0
Biomasse	1	1,6	4.899	39,1	6.118	24,2
Tiefe Geothermie	0	0,0	0	0,0	... ⁴⁾	0
gesamt (erneuerbar)	464	10	12.535	100	194.564	62

1) Stromerzeugung: nur Netzeinspeisung

2) Stromverbrauch berechnet. Informationen zur Berechnung: Mischpult Strom – Informationen zu den Rahmendaten (PDF)

3) Informationen zur Berechnung des Stromerzeugungspotenzials: Energie-Atlas Bayern – Mischpult Strom (PDF)

4) Das Potenzial wird derzeit neu berechnet.

Entwicklung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern ⁵⁾

Tabelle 34: Energiemenge zur Wärmebedarfsdeckung nach Versorgungsarten der Gebäude in Altenkunstadt

Versorgungsart zur Wärmebedarfsdeckung	Bilanzierte Endenergiemenge
Heizstrom	10,8 GWh
Erdgas	33,9 GWh
Fernwärme Heizwerk (Bestand)	0,4 GWh
Heizöl	35,6 GWh
Holzpellets	4,9 GWh
Wärmepumpe – Strommix	0,1 GWh
Wärmepumpe – Ökostrom	< 0,1 0 GWh
Holzackschnitzel	< 0,1 GWh
Scheitholz	0,1 GWh
Summe	85,8 GWh

In der folgenden Abbildung erfolgt die Aufschlüsselung der Energiemengen nach Versorgungsart.

Wärmebedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Versorgungsart – Wärme (in GWh)

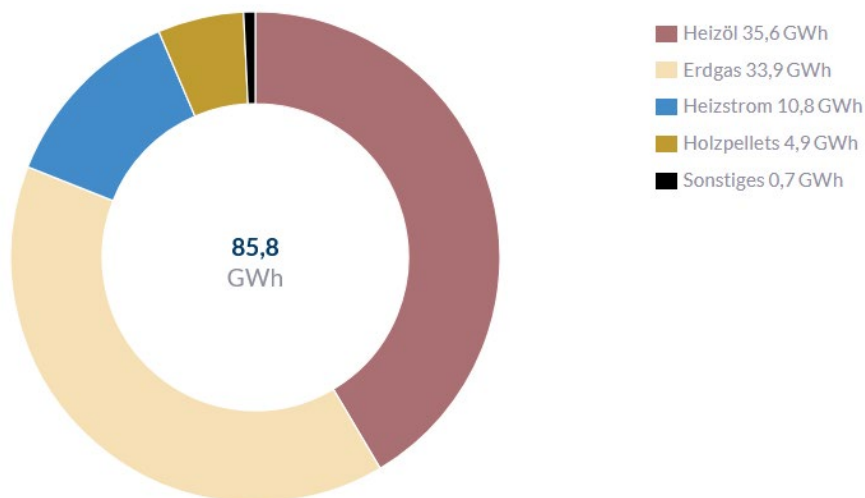


Abbildung 66: Bilanzierter Endenergiebedarf Wärme, aufgeteilt nach Energieträger der Wärmeversorgung

Aufschlüsselung der Gebäudeanzahl nach Versorgungsart

Die folgenden Abbildungen dienen der Darstellung der Anzahl der Wärmeerzeuger und deren Art in grober Näherung aus der jeweils zugeordneten Gebäudeanzahl (und Baualtersklasse).

Wärmebedarf (Endenergie) – absolute Werte nach Baualtersklasse und Versorgungsart – Wärme (in GWh)

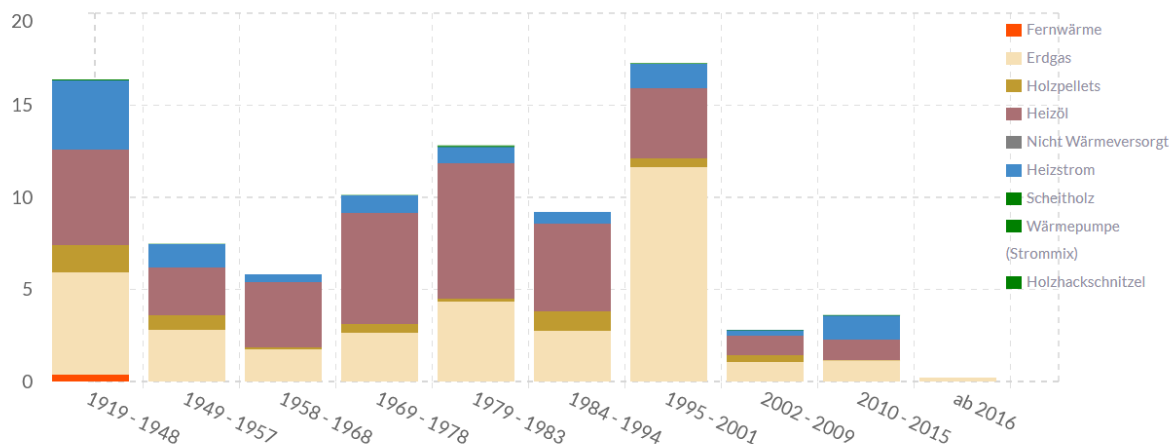


Abbildung 67: Anzahl Gebäude | Absolute Werte nach Baualtersklasse und Versorgungsart – Wärme

Anzahl Gebäude – absolute Werte nach Baualtersklasse und Sanierungsstand

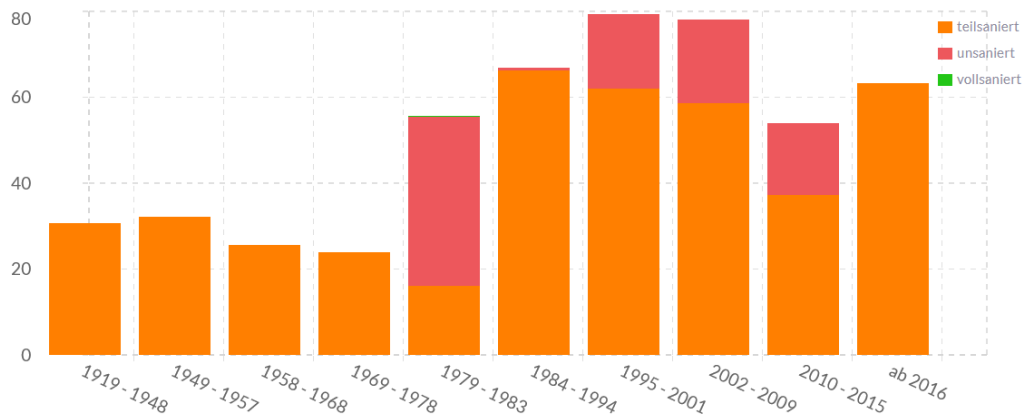


Abbildung 68: Anzahl Gebäude | Absolute Werte nach Baualtersklasse und Sanierungsstand

2.9.2. Verteil- und Versorgungsnetze

Das folgende Kapitel gibt einen Überblick über die Verteil- und Versorgungsnetze im Planungsgebiet. Darin eingeschlossen sind die Strom- und Gasversorgungsinfrastrukturen. Diese Infrastrukturen müssen bei der Ausarbeitung des Zielszenarios mitberücksichtigt werden.

Erdgasnetz

Die orangefarbenen Linien kennzeichnen die Fernleitungen des Hochdruck-Gasnetzes. Die gelben Linien stellen das Gasverteilstnetz dar, das im Gemeindegebiet als Mitteldrucknetz (MD) betrieben wird. Netzbetreiber ist die *Bayernwerk Netz GmbH*.

An das Verteilnetz angeschlossen sind überwiegend der Hauptort sowie die Ortsteile Woffendorf und Strössendorf.

Im Bereich Weismainer Straße/Pommernstraße befindet sich zudem eine Gasübergabestation (GÜSt). Diese Infrastruktur stellt grundsätzlich einen geeigneten Netzverknüpfungspunkt dar und könnte – vorbehaltlich netztechnischer Prüfung (u. a. Druckniveau, verfügbare Anschlusskapazität, Gasbeschaffenheit und Einspeisemanagement) – für die Einspeisung von Biomethan genutzt werden.

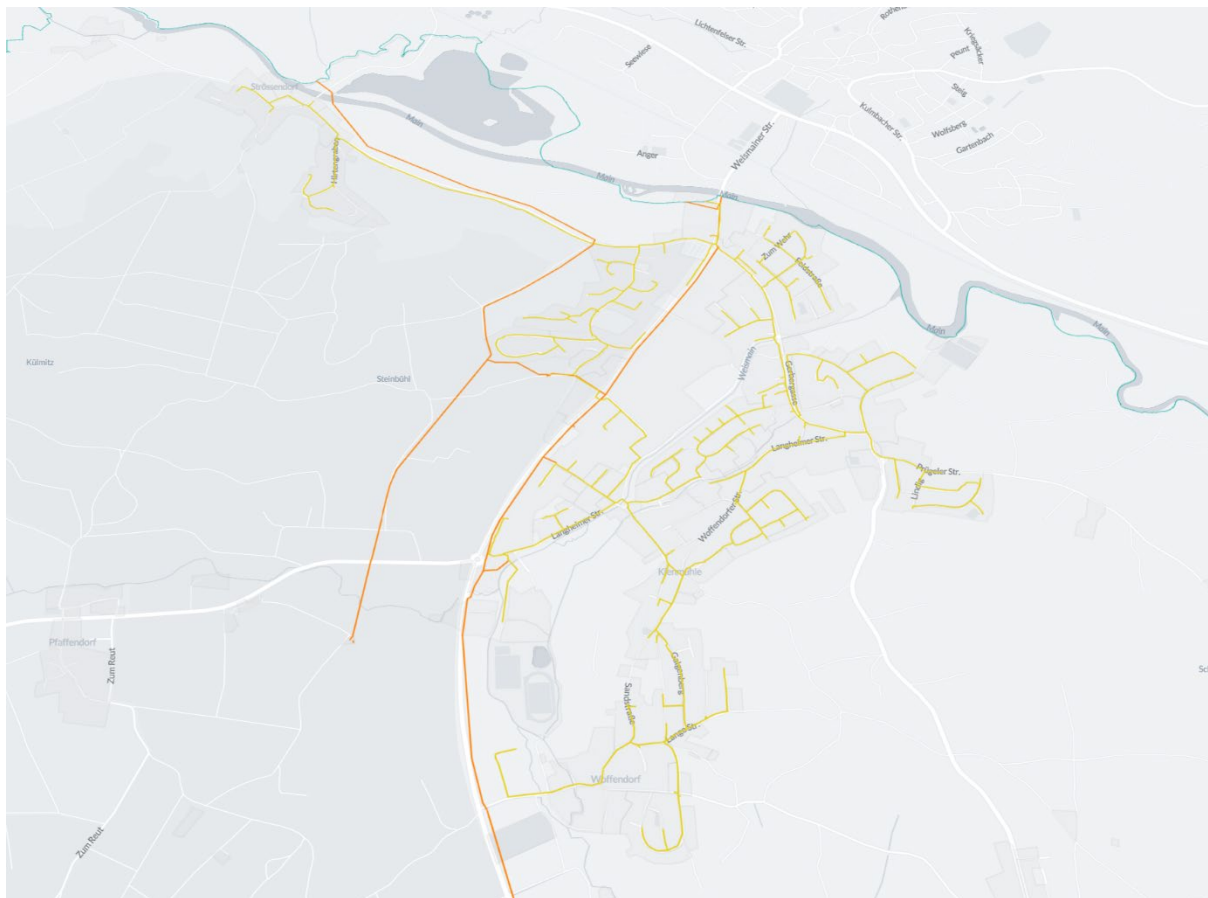


Abbildung 69: Erdgasnetze im Gemeindegebiet von Altenkunstadt | Quelle: Bayernwerk Netz GmbH

Stromnetze

Die Stromnetze sind jeweils in die Übertragungsebene (Höchstspannung) und in die Verteilnetzebene (Hoch-/Mittel-/Niederspannung) gegliedert.

Die roten Linien kennzeichnen das Mittelspannungs-Verteilnetz (MS) der Bayernwerk Netz GmbH. Die Anlagen sind im 20-kV-System (Nennspannung) ausgeführt. Niederspannungsnetze (NS) sind in der Darstellung nicht enthalten.

Auf der gegenüberliegenden Mainseite befindet sich ein Umspannwerk 110/20 kV zur Einspeisung bzw. Transformation aus dem Hochspannungsnetz in das 20-kV-Verteilnetz.

Die 110-kV-Hochspannungsleitung des Übertragungs-/Hochspannungsnetzes verläuft parallel zum Main auf der Burkunstadter Seite und berührt das Gemeindegebiet lediglich auf einem kurzen Abschnitt. In der Abbildung ist sie durch die parallel geführten Doppellinien erkennbar.

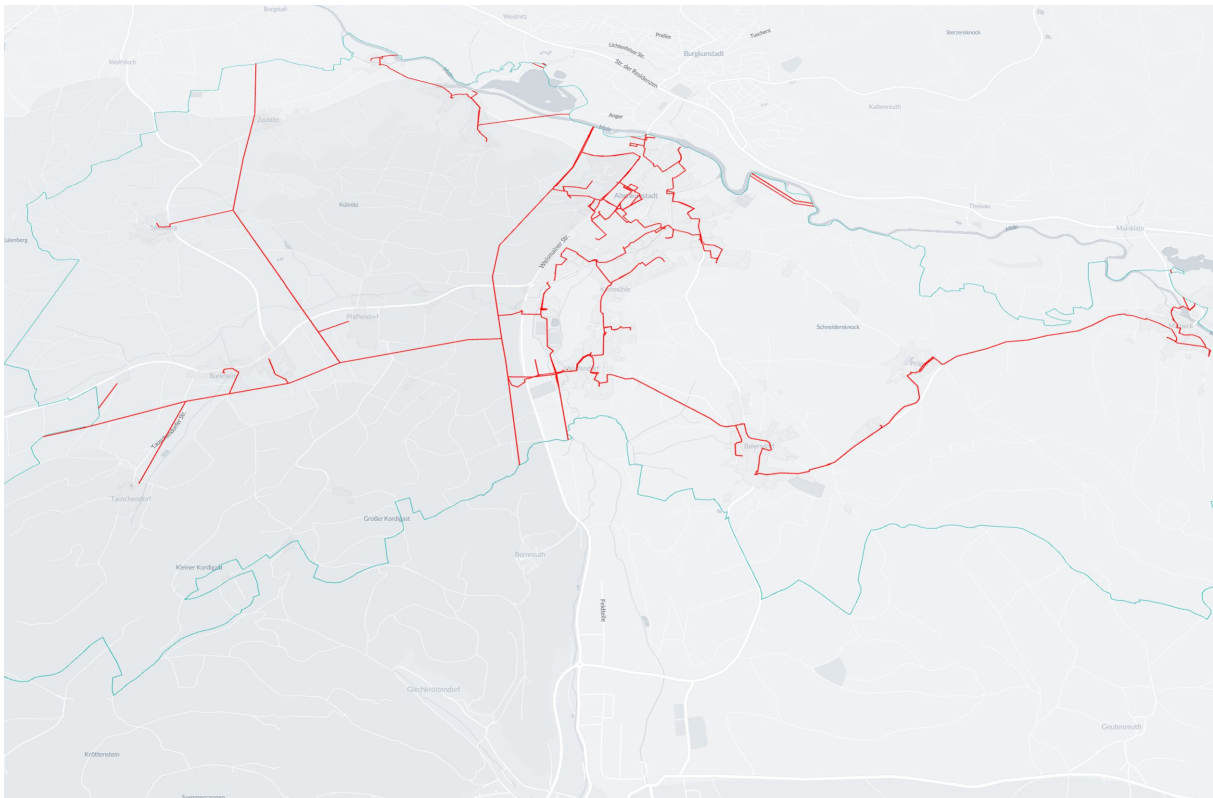


Abbildung 70: Mittelspannungsnetz im Gemeindegebiet von Altenkunstadt | Quelle: Bayernwerk Netz GmbH

2.9.3. Energiedichte (räumlich)

In Gebieten mit einem geringen Anteil der Grundfläche von Wohngebäuden an der Arealfläche ist bspw. ein Wärmenetz oft nicht wirtschaftlich. Der Wert eignet sich zur Abschätzung der erforderlichen Netzlängen für ein Wärmenetz in Wohngebieten.

Tabelle 35: Angaben zur Flächendichte in Altenkunstadt

Parameter	Wert
Fläche von Burgkunstadt	561.808,2 m ²
Anzahl Gebäude	4.800 Stück
Anzahl Einwohner	5.594 Einwohner
Wohnflächennachfrage	107,5 m ² /EW

Erläuterung zu Tabelle 35: Die durchschnittliche Wärmedichte ergibt sich als Quotient aus dem bilanzierten Endenergiebedarf Wärme und der (metrischen) Fläche des ausgewählten Projektes bzw. Gebiets.

Ferner ermöglicht die Dichte des Wärmebedarfs in ihrer räumlichen Darstellung, Vorrang- oder Eignungsgebiete für bestimmte Wärmeversorgungsoptionen zu identifizieren. Folgende Kartierung zeigt sich dabei.

Erläuterung zu Abbildung 71 bis Abbildung 73: Die Wärmebedarfsdichte entspricht dem Quotienten aus bilanzierterem Wärmebedarf (Nutzenergie) und einem verallgemeinerten Nutzungsgrad einer potenziellen Fernwärme-Hausübergabestation (0,9).

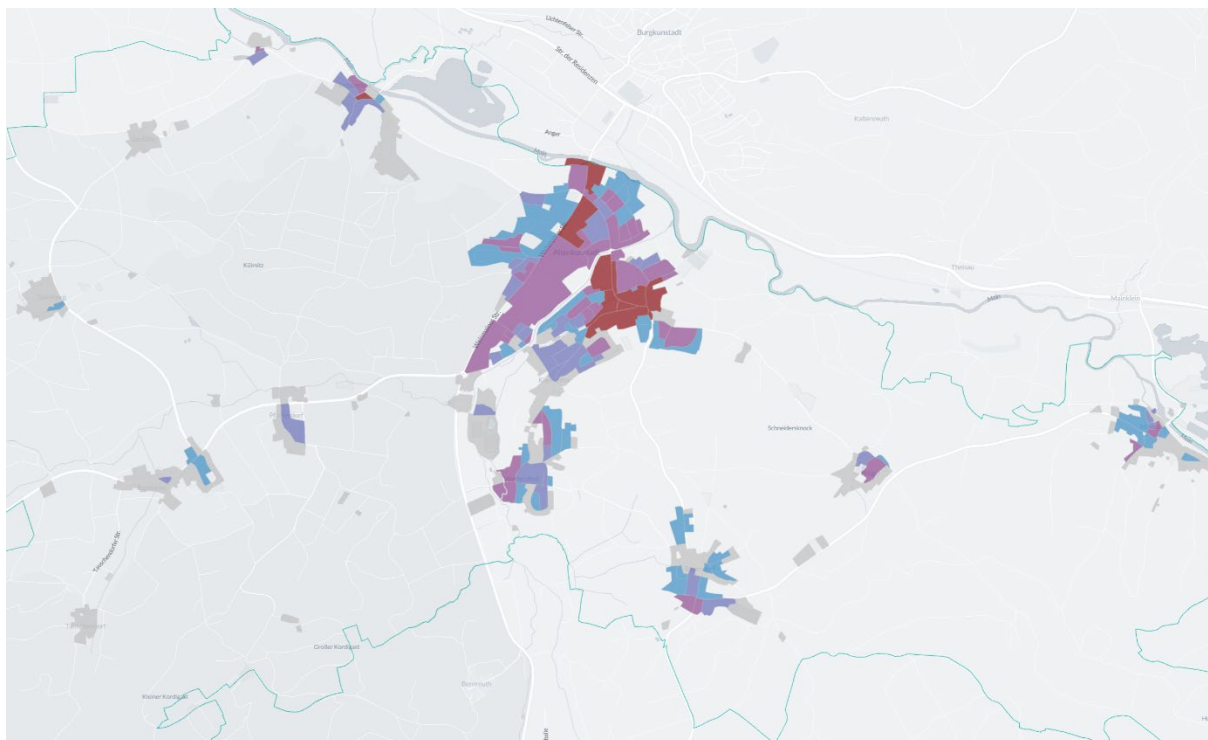


Abbildung 71: Gemeindegebiet | Überwiegende Fernwärmeeignung – auf Baublockebene

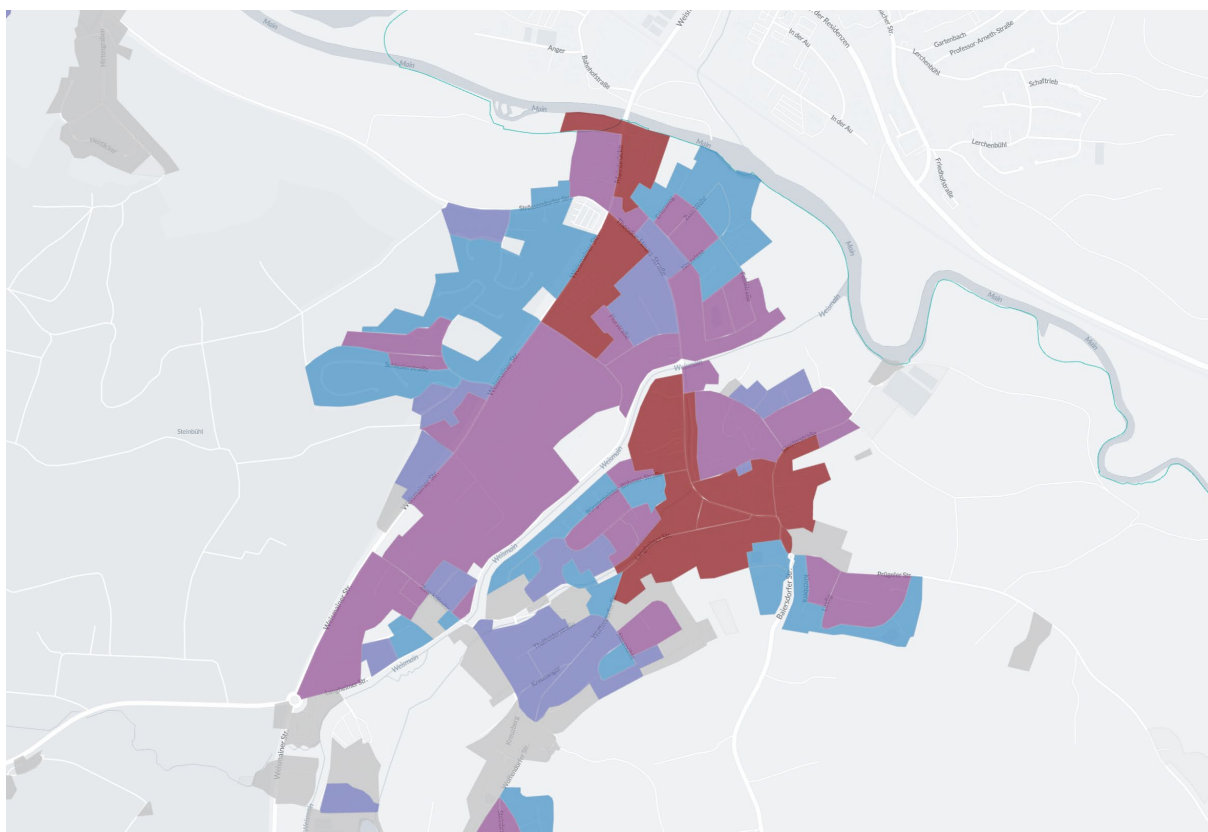
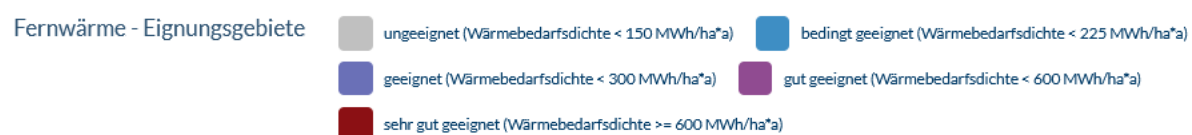


Abbildung 72: Hauptort | Überwiegende Fernwärmeeignung – auf Baublockebene

Fernwärme - Eignungsgebiete

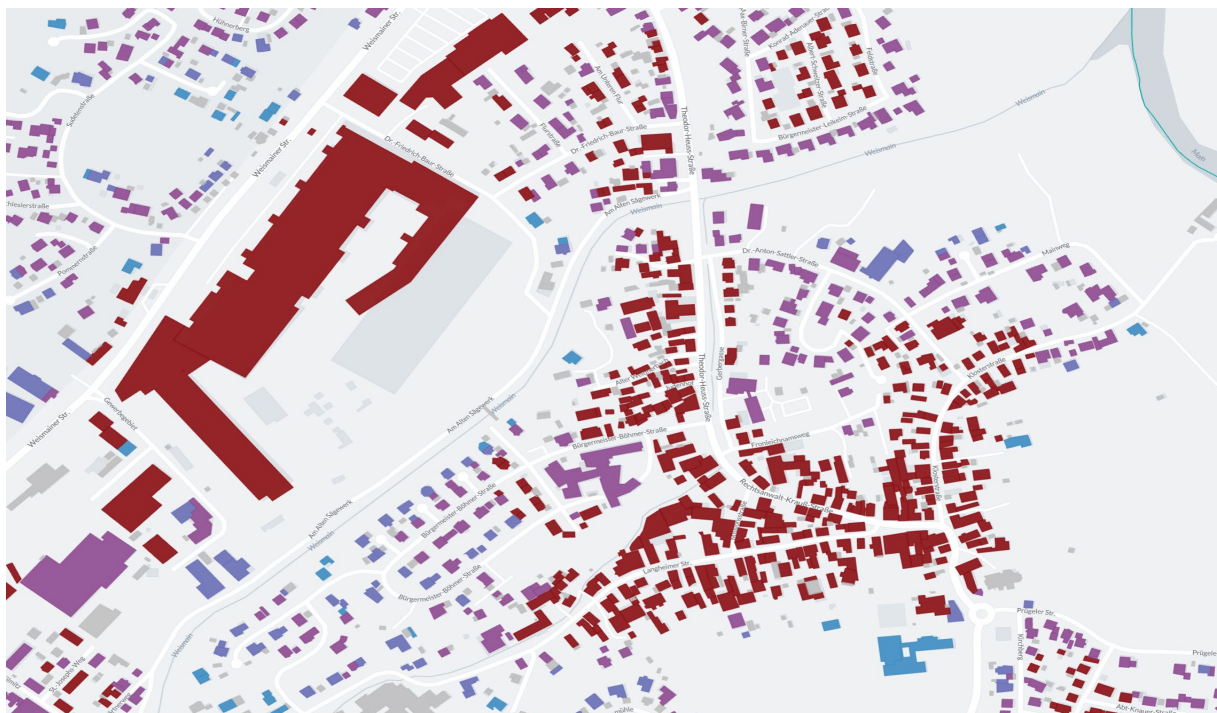


Abbildung 73: Teilausschnitt Hauptort | Überwiegende Fernwärmeeignung – gebäudescharf

Wärmebedarf - Nutzenergie pro m Straßenabschnitt

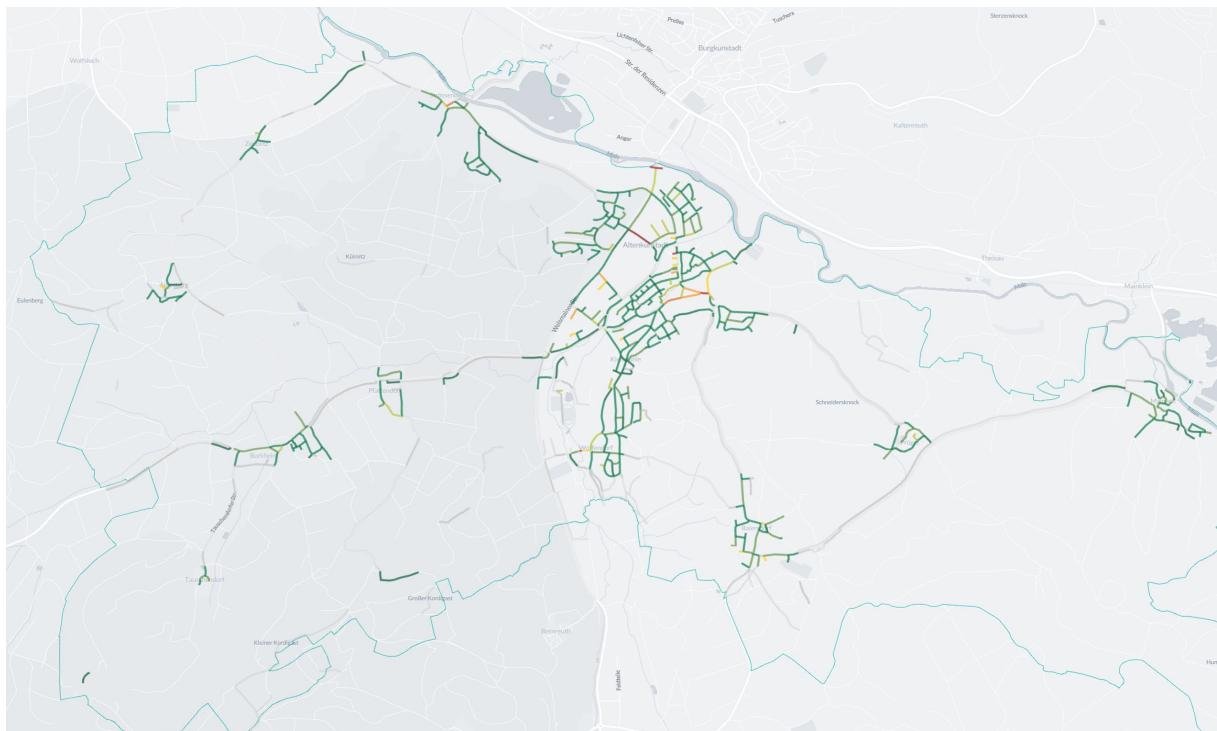


Abbildung 74: Gemeindegebiet | Kartierung der Wärmelinien-dichte (bilanzierter Nutzwärmebedarf je Meter Straßenlänge)

Über die Dichtedarstellungen hinaus, ergibt sich durch die Kartierung der (baublockaggregierten) absoluten Energiebedarfe Wärme bzw. (wenn vorhanden) der gemessenen Endenergieverbräuche zur Wärmebedarfsdeckung folgende Abbildung (Abbildung 74 und Abbildung 75).

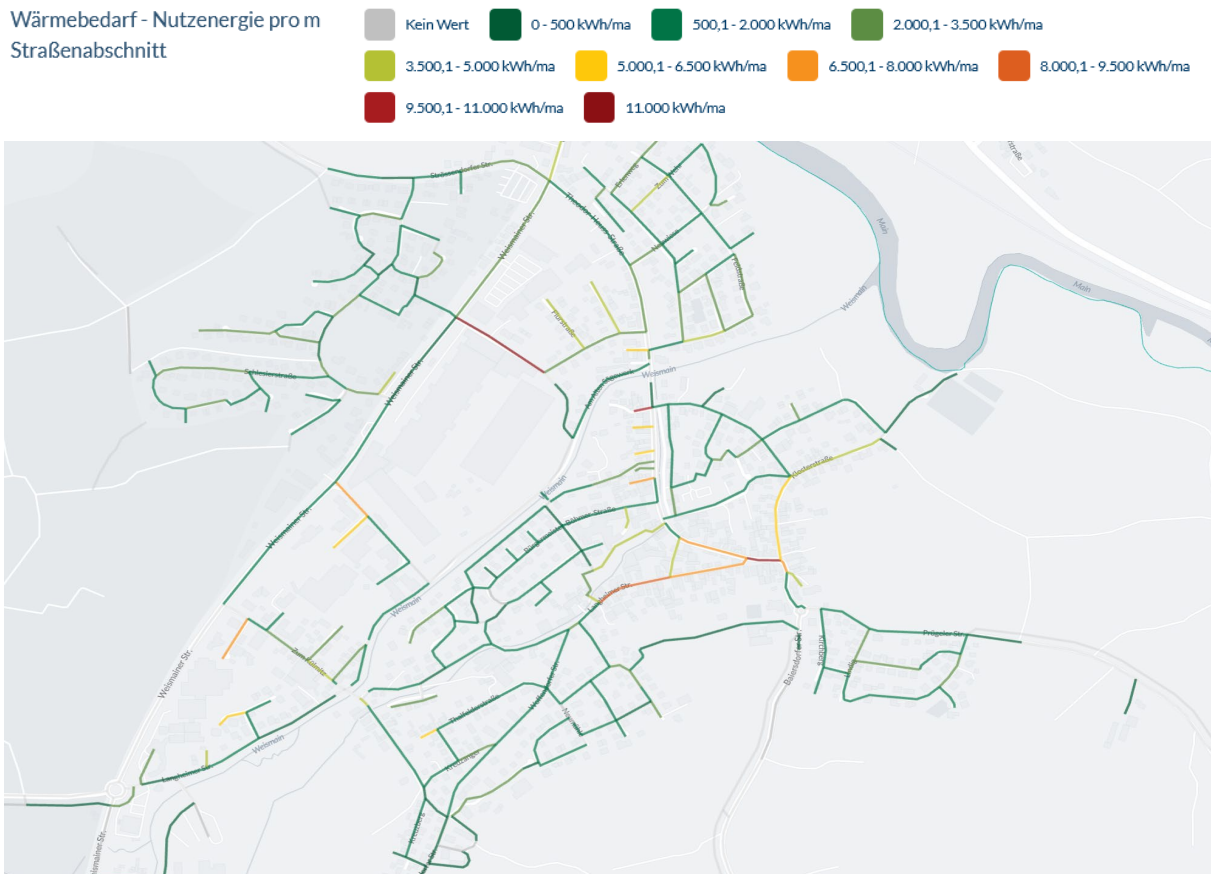


Abbildung 75: Teilausschnitt Hauptort | Kartierung der Wärmelinien-dichte (bilanzierter Nutzwärmebedarf je Meter Straßenlänge)

Wenn sowohl die Wärmebedarfsdichte (MWh/(ha·a)) als auch der spezifische Wärmebedarf (Nutzenergie pro m² Straßenabschnitt) als Bewertungskriterien für die Wärmenetzeignung herangezogen werden, zeigt sich, dass insbesondere Wohnbauflächen sowie Gemischtgebiete der Baualtersklassen 1 und 2 die vorteilhaftesten Kennwerte aufweisen und damit als prioritär geeignet eingestuft werden können.

Ergänzend wird auch das Industriegebiet – insbesondere im Umfeld der Firma BAUR – als geeignetes Potenzialgebiet bewertet. Dies gilt trotz der insgesamt jüngeren Baualtersstruktur der Industrieareale, da die dortigen Wärmebedarfskennwerte (insbesondere bedingt durch den betrieblichen Bedarf) ein ausreichendes bzw. überdurchschnittliches Eignungsniveau erreichen.

Über die Dichtedarstellungen hinaus, ergibt sich durch die Kartierung der (baublockaggregierten) absoluten Energiebedarfe Wärme bzw. (wenn vorhanden) der gemessenen Endenergieverbräuche zur Wärmebedarfsdeckung folgende Abbildung.

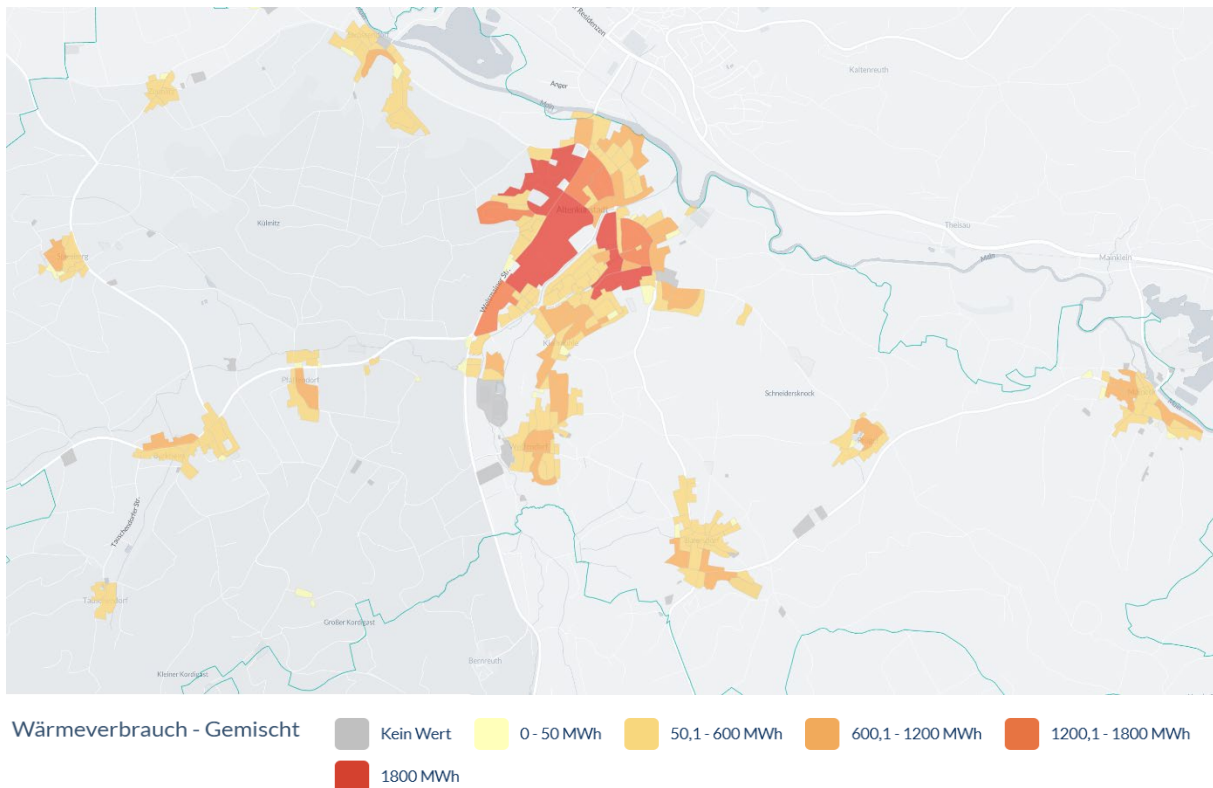


Abbildung 76: Gemeindegebiet | Kartierung der absoluten bilanzierten Endenergiebedarfe Wärme und gemessenen Endenergieverbräuche zur Wärmebedarfsdeckung (wenn vorhanden)

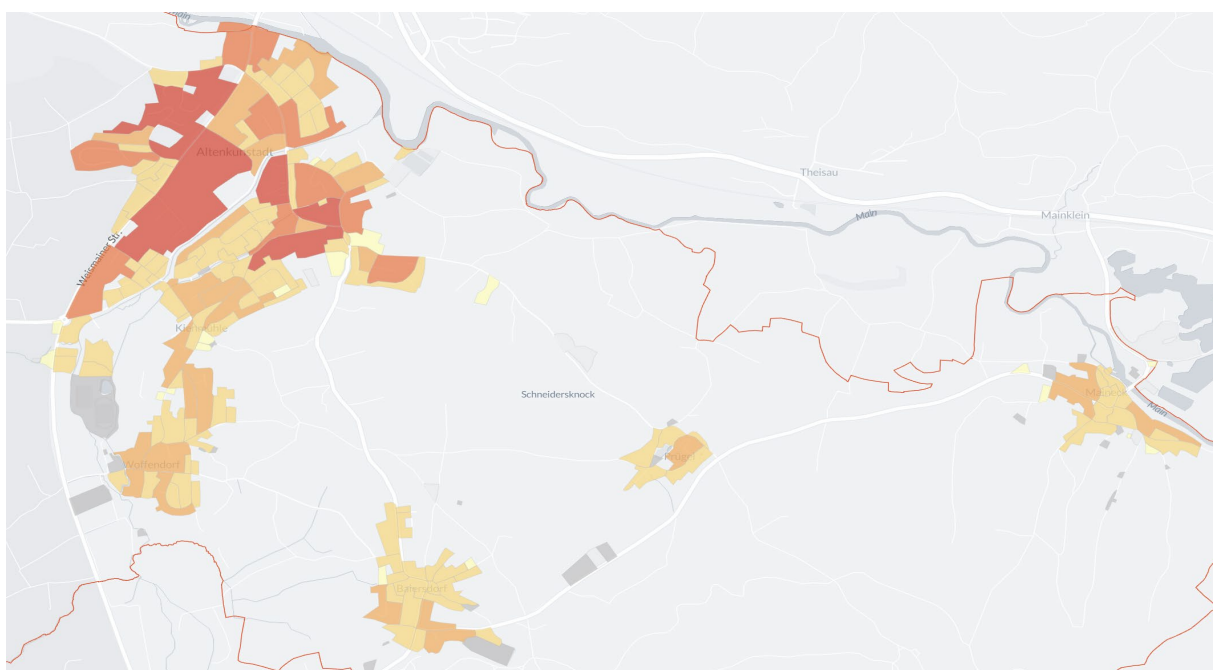


Abbildung 77: Hauptort, Baiersdorf, Prügel und Mainbeck | Kartierung der absoluten bilanzierten Endenergiebedarfe Wärme und gemessenen Endenergieverbräuche zur Wärmebedarfsdeckung (wenn vorhanden)

3. Potenzialanalyse

In diesem Abschnitt sollen Potenziale zur Energieeinsparung für Raumwärme, Warmwasser und Prozesswärme in den Sektoren Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen, Industrie und öffentliche Liegenschaften sowie die lokal verfügbaren Potenziale erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme ermittelt werden.

3.1. Einsparpotenziale durch Wärmebedarfsreduktion

Um die Sanierungspotenziale richtig einschätzen zu können, ist zunächst ein Blick auf den aktuellen Sanierungsstand der bestehenden Gebäude notwendig. Abbildung 78 und folgende zeigen den Sanierungsstand der Gebäude in Altenkunstadt, eingeteilt in „unsaniert“, „teilsaniert“ und „vollsaniert“, auf Baublockebene dargestellt.

Eine Kernaussage kann aber getroffen werden: Ein Großteil der Gebäude im Gemeindegebiet ist als teilsaniert klassifiziert. Potenziale durch Sanierungstätigkeiten sind somit theoretisch großflächig vorhanden.

Neu errichtete Gebäude werden im Sanierungskataster standardmäßig der Kategorie „unsaniert“ zugeordnet (im Sinne von *ohne nachträglich erfasste Sanierungsmaßnahmen*). Zur belastbaren Ermittlung des Sanierungspotenzials sind weitere Randbedingungen zu berücksichtigen: die technische Umsetzbarkeit geeigneter Maßnahmen und Sanierungsverfahren am jeweiligen Gebäude, sozioökonomische Faktoren (z. B. Eigentümerstruktur, Investitionsfähigkeit, Inanspruchnahme von Förderprogrammen) sowie denkmalrechtliche und sonstige genehmigungsrechtliche Vorgaben.

Normalerweise wird eine Prognose für eine bestimmte Jahreszahl getroffen, die großflächige Sanierungen der jeweils schlechtesten Gebäude unterstellt, und daraufhin wird der Wärmebedarf neu ermittelt. Davon wird in diesem Fall abgewichen. Im Ergebnis steht ein so errechnetes Reduktionspotential durch Sanierung der Gebäudehülle und Optimierung der Lüftung, in verschiedenen Stufen, für das gesamte Gebiet. Wann und ob dieses Ergebnis unter realistischen Rahmenbedingungen erreicht werden kann, bleibt vorerst offen. Dennoch werden die räumlichen Veränderungen visualisiert und können auch alleinstehend als Entscheidungsunterstützung für zukünftige Maßnahmen dienen. Die folgenden Abbildungen dienen der Darstellung von Potenzialen zur Energieeinsparung durch Wärmebedarfsreduktion (Sanierung).

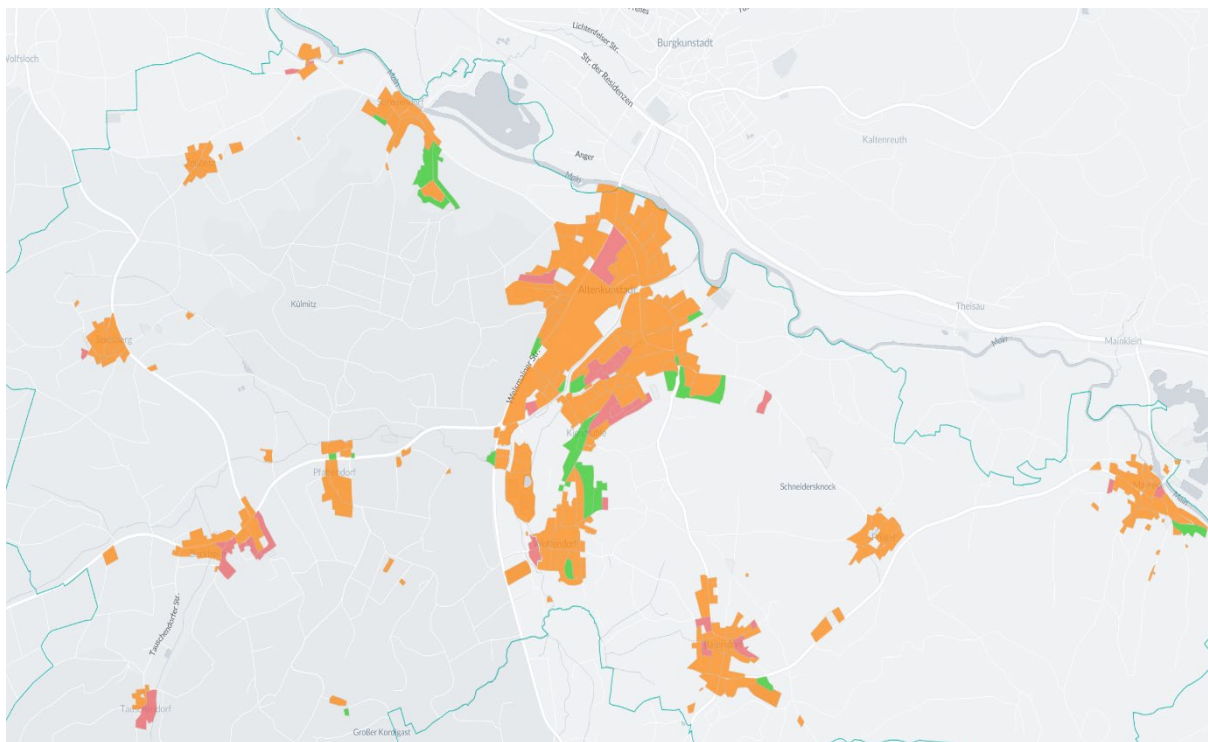


Abbildung 78: Gemeindegebiet | Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Überwiegender Sanierungsstand ■ unsaniert ■ teilsaniert ■ vollsanziert

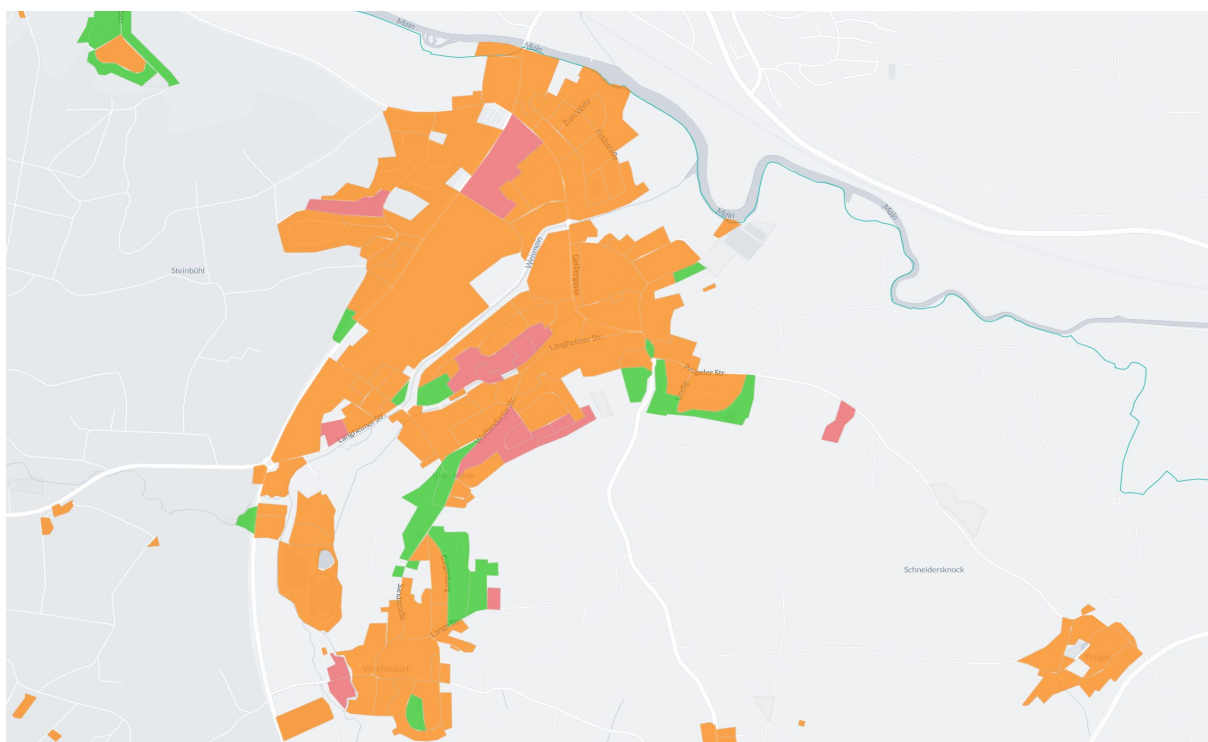


Abbildung 79: Hauptort | Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

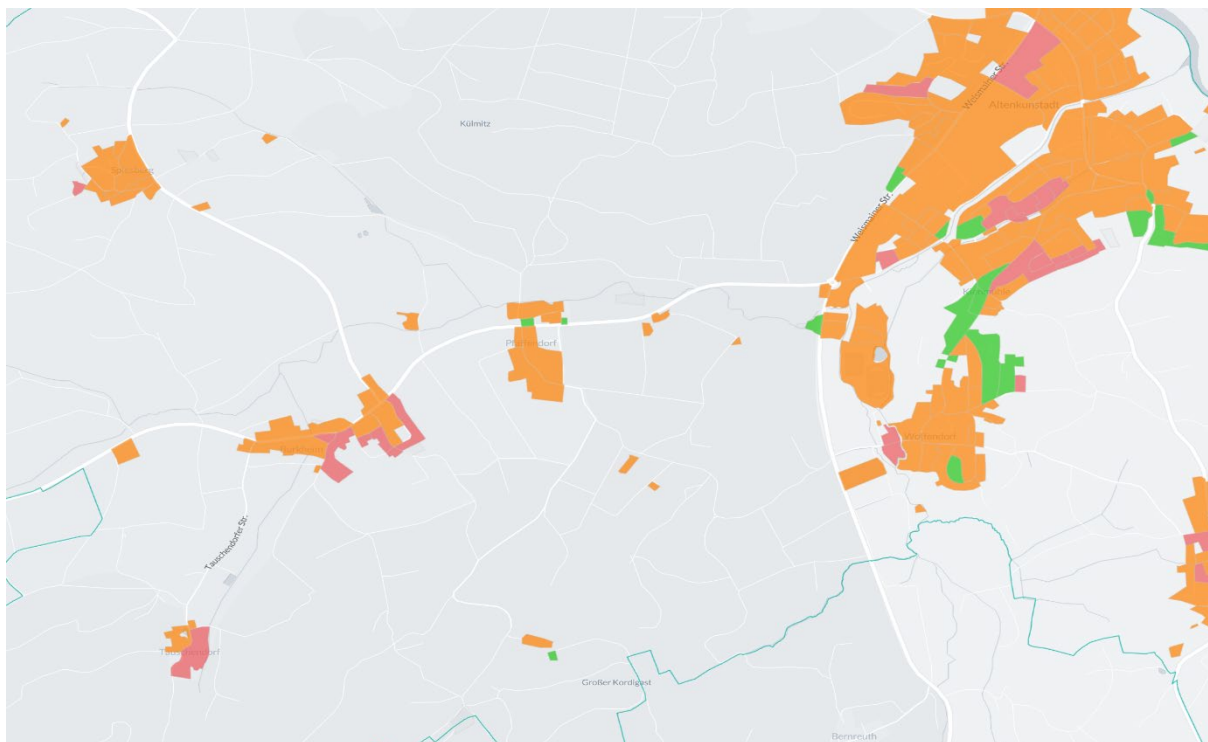


Abbildung 80: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Überwiegender Sanierungsstand ■ unsaniert ■ teilsaniert ■ vollsanziert



Abbildung 81: Baiersdorf (links), Prügel und Mainneck | Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

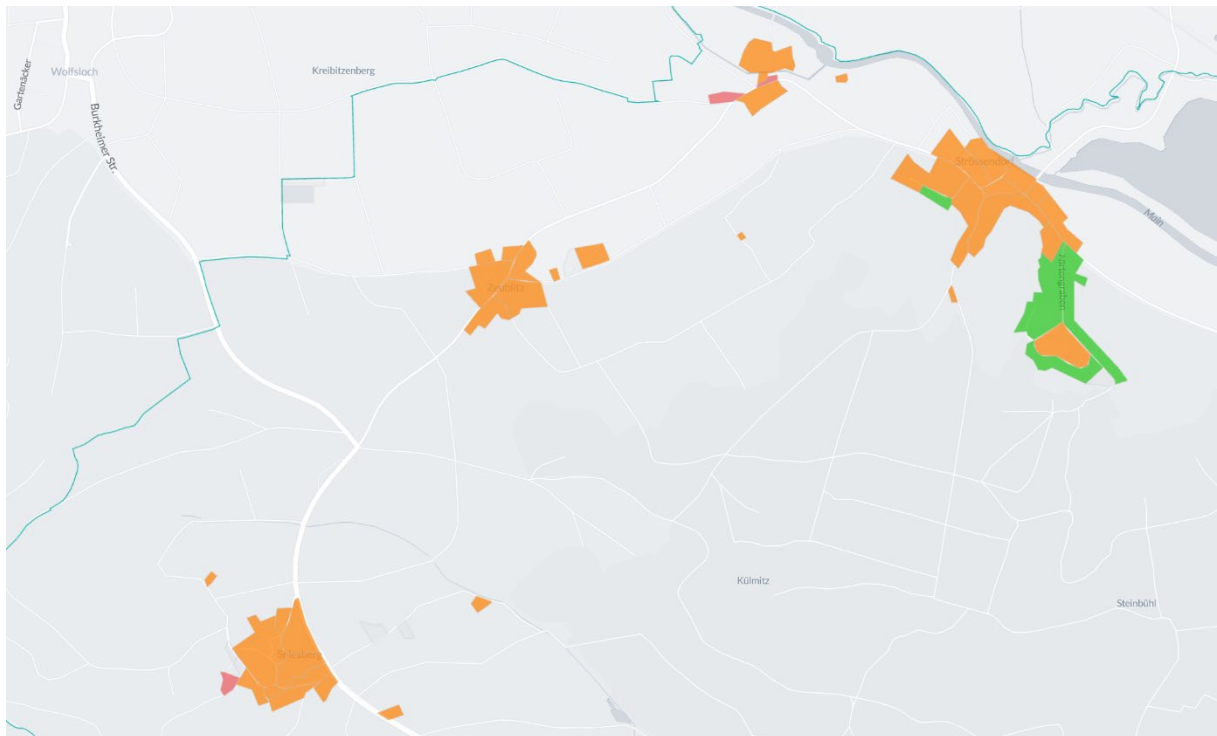


Abbildung 82: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Überwiegender Sanierungsstand ■ unsaniert ■ teilsaniert ■ vollsaniert

Die folgende Abbildung dient der Darstellung von Potenzialen zur Energieeinsparung durch Wärmebedarfsreduktion (Sanierung).

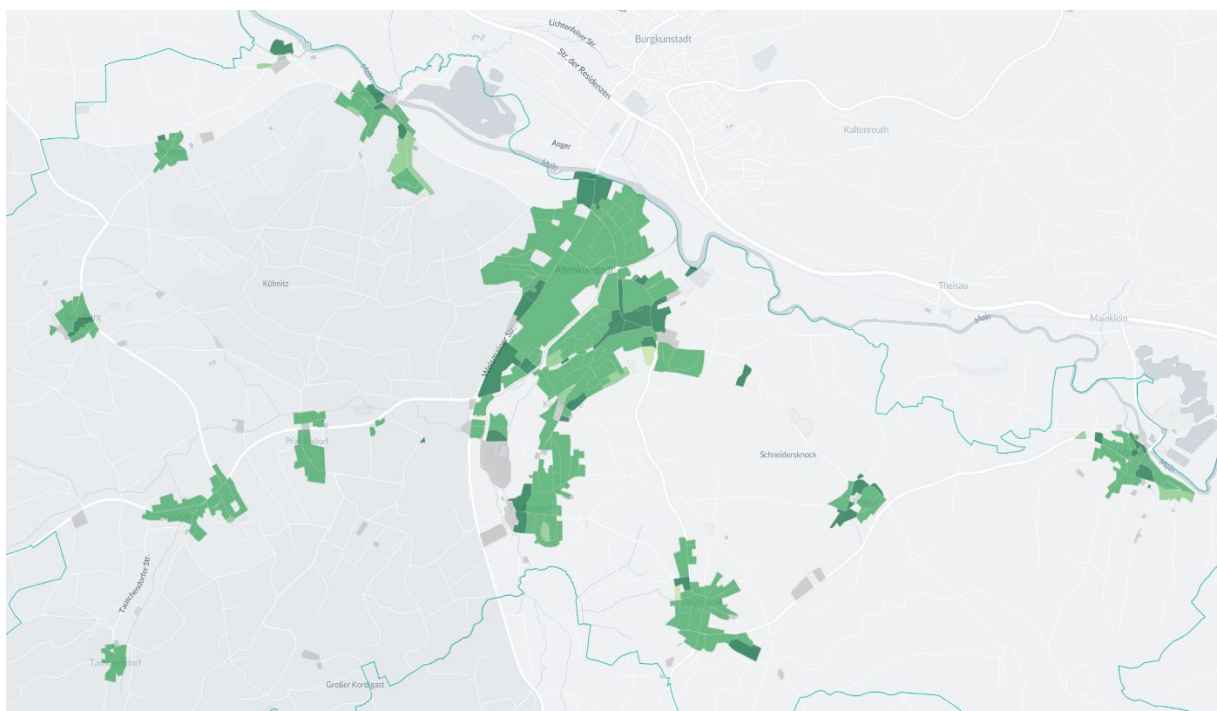


Abbildung 83: Gemeindegebiet | Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Sanierungspotenzial ■ Kein Wert ■ 0,1 - 10% ■ 10,1 - 20% ■ 20,1 - 40% ■ 40,1 - 80% ■ 80%

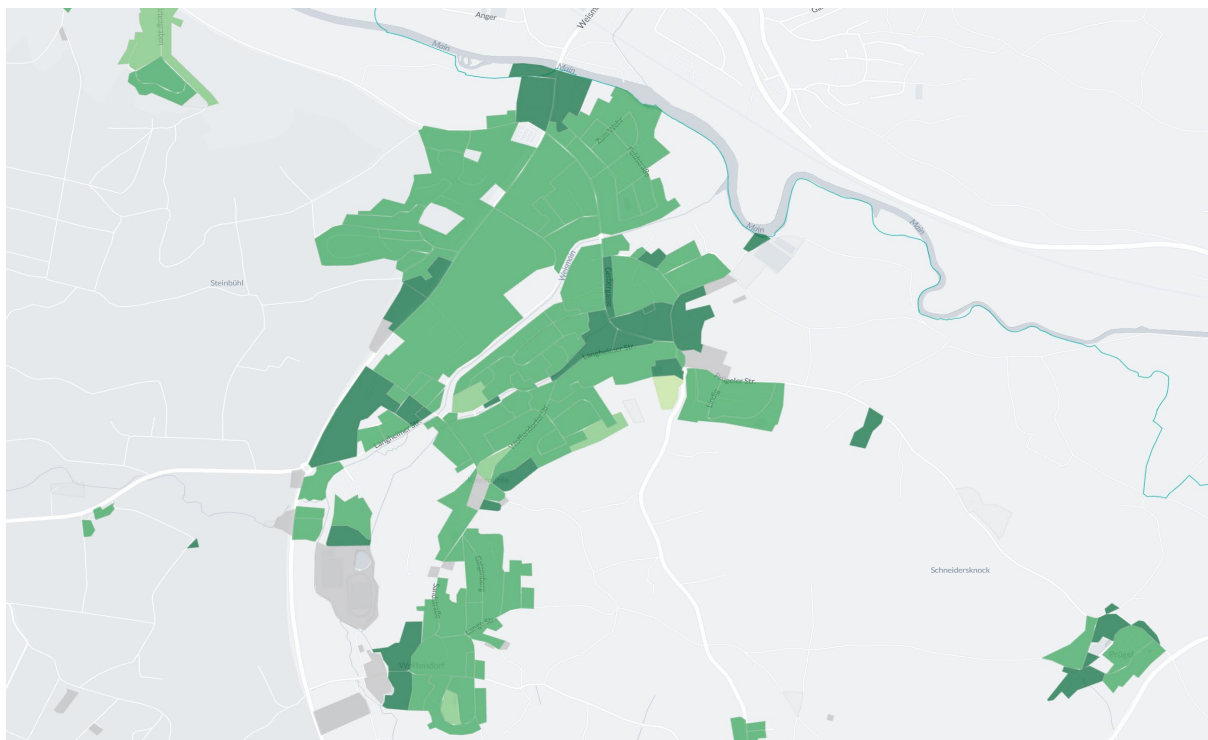


Abbildung 84: Hauptort | Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Sanierungspotenzial

Kein Wert	0,1 - 10 %	10,1 - 20 %	20,1 - 40 %	40,1 - 80 %	80 %
-----------	------------	-------------	-------------	-------------	------

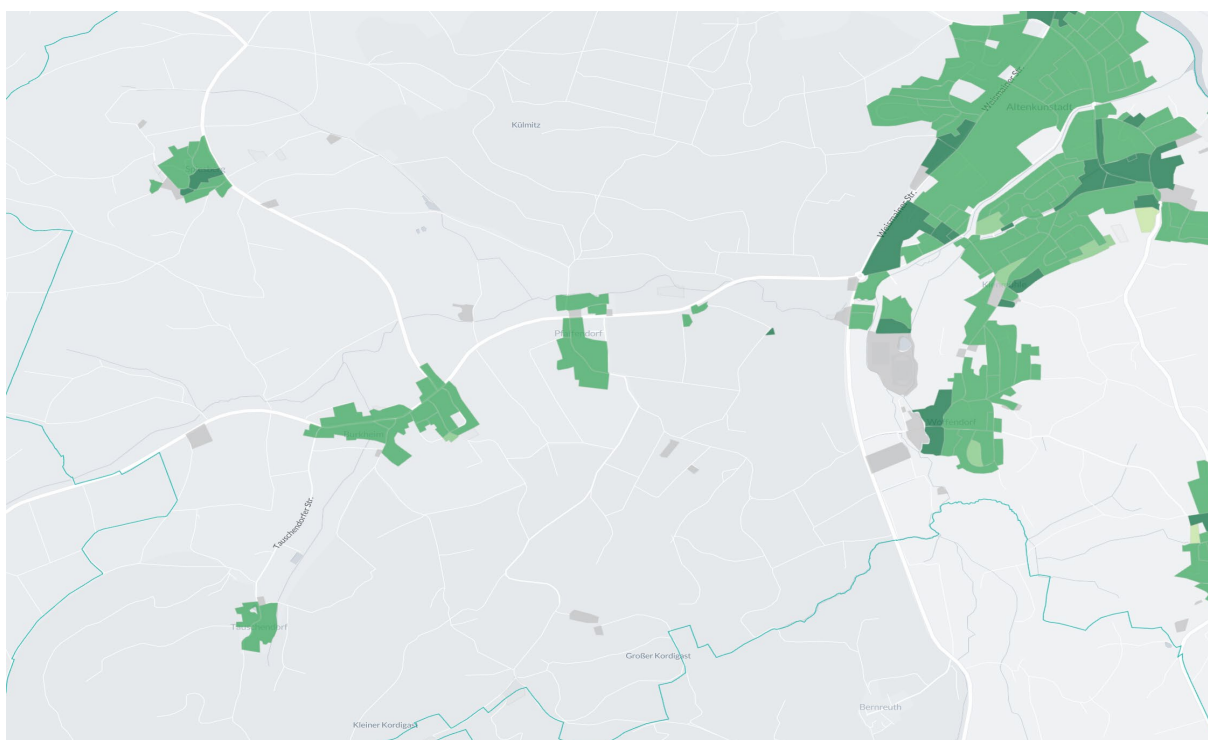


Abbildung 85: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)



Abbildung 86: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck | Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Sanierungspotenzial

Kein Wert	0,1 - 10 %	10,1 - 20 %	20,1 - 40 %	40,1 - 80 %	80 %
-----------	------------	-------------	-------------	-------------	------

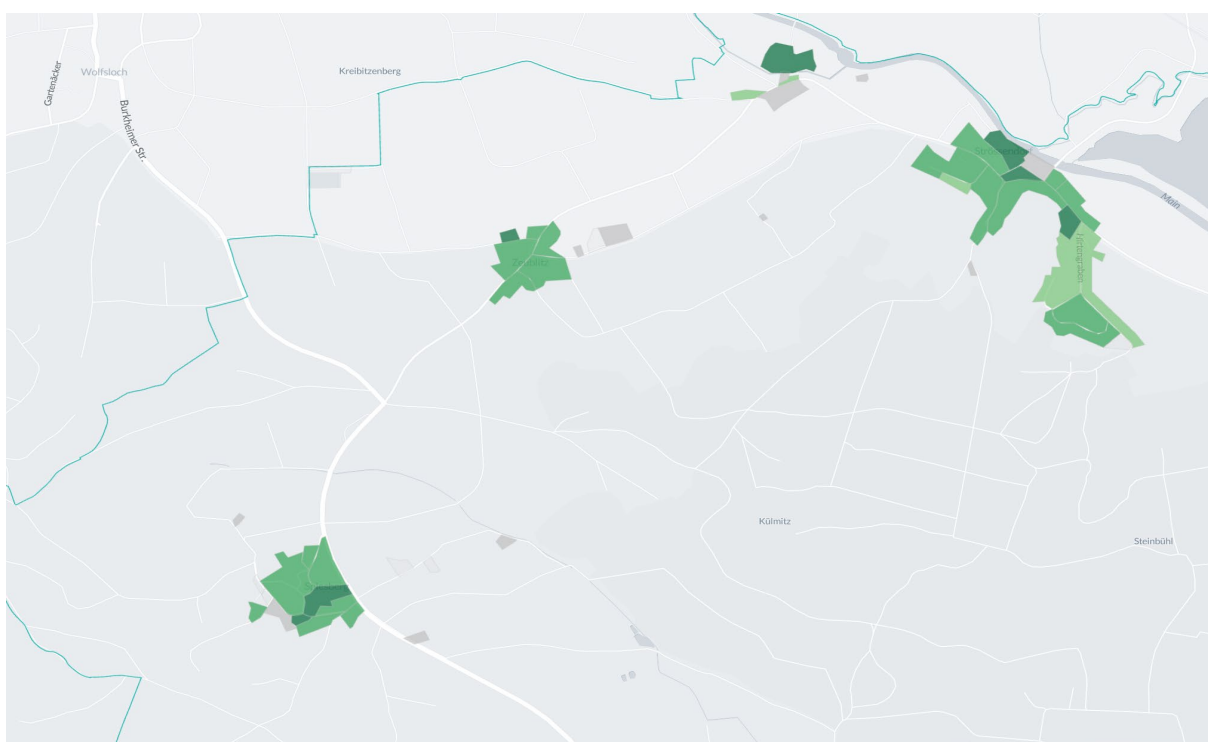


Abbildung 87: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Das Sanierungspotenzial spiegelt den baulichen Zustand jedes einzelnen Gebäudes wider. Dieser wird vereinfacht in den Kategorien “unsaniert”, “teilsaniert” und “vollsaniert” ausgedrückt. Hinter jeder Kategorie steht eine für den Gebäudetyp und Baualtersklasse typische Bauteilbeschaffenheit von Fassade, Fenster, Dach, Kellerdecke (alles die energierelevanten Bauteile) und Belüftung. Dem Potenzial liegt die Annahme zugrunde, dass alle Gebäude auf den Status vollsaniert gesetzt werden. Dabei wird für jedes energierelevante Bauteil der derzeit bestmögliche Energiestandard (U-Wert) angenommen.

Methodik (ENERGIE-ATLAS Bayern)

Der ENERGIE-ATLAS Bayern bietet mittlerweile umfangreiche Werkzeuge, auch was das Thema Gebäudesanierung betrifft. Genauere Informationen finden Sie unter

https://www.energieatlas.bayern.de/sites/default/files/rahmendaten_waermebedarf_mischpult_2025.pdf

Das Mischpult Wärme ist unter folgendem Link aufrufbar.

<https://www.karten.energieatlas.bayern.de/start/?comp=mischpult>

In dem folgenden Szenario (Abbildung 88) wird von einem Zeitraum von 15 Jahren ausgegangen, in dem die Sanierungsmaßnahmen stattfinden sollen. Als Ziel sind 10 % Einsparung bezüglich des Wärmenergiebedarfs anvisiert. Vor der Sanierung beträgt der durchschnittliche flächenspezifische Energiebedarf (Wärme) $124 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{a}$, nach der Sanierung würde er durchschnittlich $112 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{a}$ betragen. Da die technischen Sanierungsmöglichkeiten in der Realität oft stark eingeschränkt sind, wird für den sanierten Wohnraum ein flächenspezifischer Verbrauch von maximal $90 \text{ kWh/m}^2\cdot\text{a}$ angenommen.

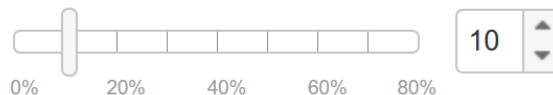
Um das Ziel zu erreichen, wäre eine jährliche Sanierungsquote von 2,4 % des Gebäudebestands erforderlich (entspricht 115 Gebäuden/a). Diese Größenordnung ist unter Praxisbedingungen als nur eingeschränkt realisierbar zu bewerten. Für eine Energieeinsparung von 20 % bei einer Zielgröße von $60 \text{ kWh/(m}^2\cdot\text{a)}$ im sanierten Wohnraum ergäbe sich sogar eine notwendige Sanierungsrate von 2,6 % p. a. (≈ 124 Gebäude/a).

Zur Erreichung des oben genannten Standards von $85 \text{ kWh/(m}^2\cdot\text{a)}$ im Altbau ist eine umfassende Sanierung der Gebäudehülle erforderlich, d. h. die vollständige Ertüchtigung von Dach, Fassade und Fenstern (Komplettsanierung der thermischen Hüllflächen).

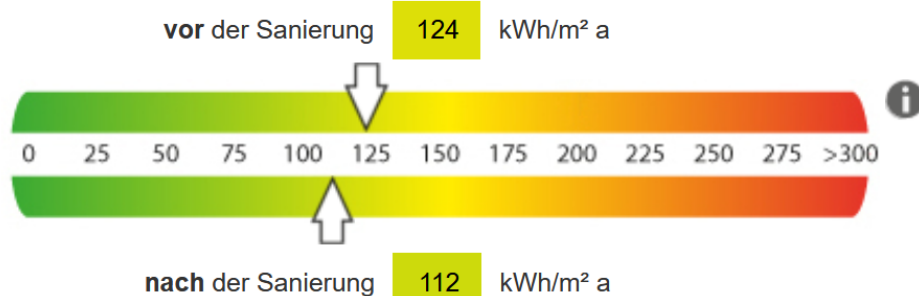
Beispiel: Einfamilienhaus mit 120 bis 150 m^2 Nutzfläche. Sanierungskosten mindestens 60.000 bis 100.000 €. Abzüglich der Fördermöglichkeiten (KfW/BEG) bleiben noch Kosten von 33.000 bis 70 000 €. Hochgerechnet auf 47 Gebäude, müssten jedes Jahr rund 3,8 bis 8,1 Mio. € investiert werden. [7]

Endenergiebedarf (Heizung)

Sie können Ihr Wärmesparziel (%) einstellen:



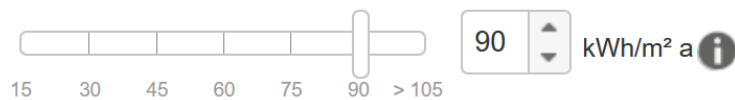
durchschnittlicher Endenergiebedarf (Heizung) im Gebäudebestand



erweiterte Einstellungen

Um das von Ihnen eingestellte Wärmesparziel im Gebäudebestand umsetzen zu können, benötigen Sie

für die zu sanierenden Gebäude einen durchschnittlichen Endenergiebedarf (Heizung) von:



eine jährliche energetische Sanierungsrate des Gebäudebestands von:



und einen Zeitraum von:



Abbildung 88: Sanierungsszenario | ENERGIE-ATLAS Bayern | 2026 | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie

3.2. Einsatz von Wärmenetzen

Die Dichte des Wärmebedarfs in ihrer räumlichen Darstellung ermöglicht eine Analyse von Vorrang- oder Eignungsgebieten für bestimmte Wärmeversorgungsoptionen. Folgende Kartierung zeigt sich dabei.

Erläuterung zu den Abbildungen: Die Wärmebedarfsdichte entspricht dem Quotienten aus bilanziertem Wärmebedarf (Nutzenergie) und einem verallgemeinerten Nutzungsgrad einer potenziellen Fernwärme-Hausübergabestation (0,9). In der Karte werden Gebiete innerhalb von Altenkunstadt angezeigt, die als “potenziell geeignet für einen Fernwärme-Anschluss” gelten. Darüber hinaus sind die angezeigten Eignungsgebiete farblich differenziert anhand der Güte ihrer Eignung für einen Fernwärmeanschluss. Je mehr Rot-Anteil, desto besser geeignet für einen Fernwärmeanschluss.

Im Rahmen dieser Untersuchung wird die Betrachtung auf die potenziellen Eignungsgebiete – Hauptort, Baiersdorf, Prügel und Maineck – beschränkt, da diese aufgrund ihrer räumlichen Nähe zur Biogasanlage als vorrangig relevant einzustufen sind. Die übrigen Außenorte bzw. Gemeindeteile sind aufgrund der geringen Wärmebedarfsdichte grundsätzlich von einer weiteren Betrachtung auszuschließen.

Wirtschaftlich ist ein Wärmenetzausbau nur Gebieten mit guter und sehr guter Eignung sinnvoll, und wenn dort zusätzlich die benötigte Anschlussquote erreicht wird.

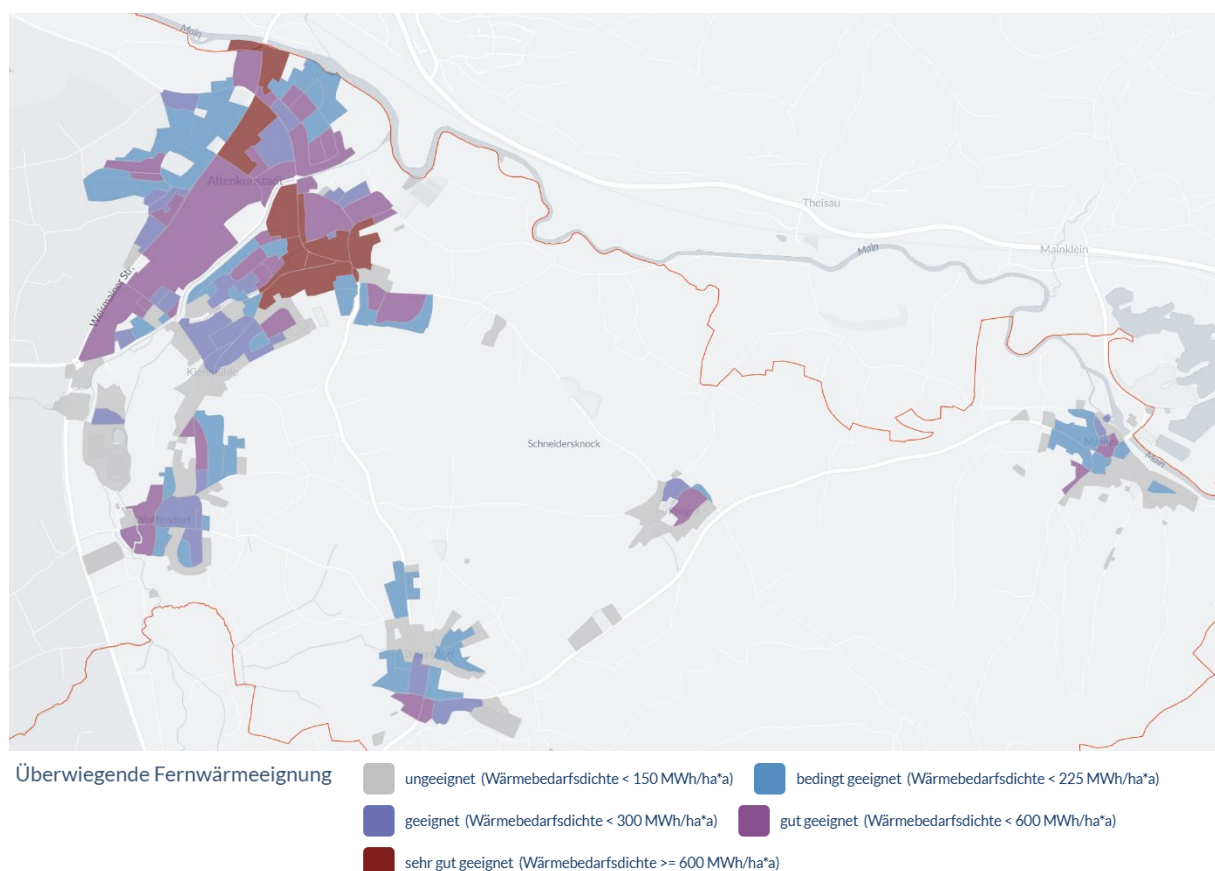


Abbildung 89: Hauptort (links), Baiersdorf, Prügel und Maineck | Kartierung der Wärmebedarfsdichte

3.3. Erneuerbare Energien und Abwärme zur Wärme- und Stromversorgung

3.3.1. Biomasse

Im folgenden Kapitel werden sämtliche Biomasse-Potenziale behandelt: auf Ackerland und Grünlandflächen, in Wäldern, Biomasse aus Flur-/Siedlungsholz und aus der Biotonne.

3.3.1.1. Biomasse (Ackerland und Grünlandflächen – ENEKA)

Biomasse-Potenziale lassen sich grundsätzlich unabhängig vom Standort und damit überörtlich nutzen. Nutzungseinschränkungen können zum Beispiel durch Emissionsanforderungen, Zufahrtsmöglichkeiten oder kommunale Vorgaben begründet sein, die hier aber nicht weiter berücksichtigt werden. Für die Potenzialerhebung für nachwachsende Rohstoffe und organische Abfälle reicht demnach die Bestimmung der möglichen Wärmemengen auf Basis der vorhandenen Rohstoffe aus.

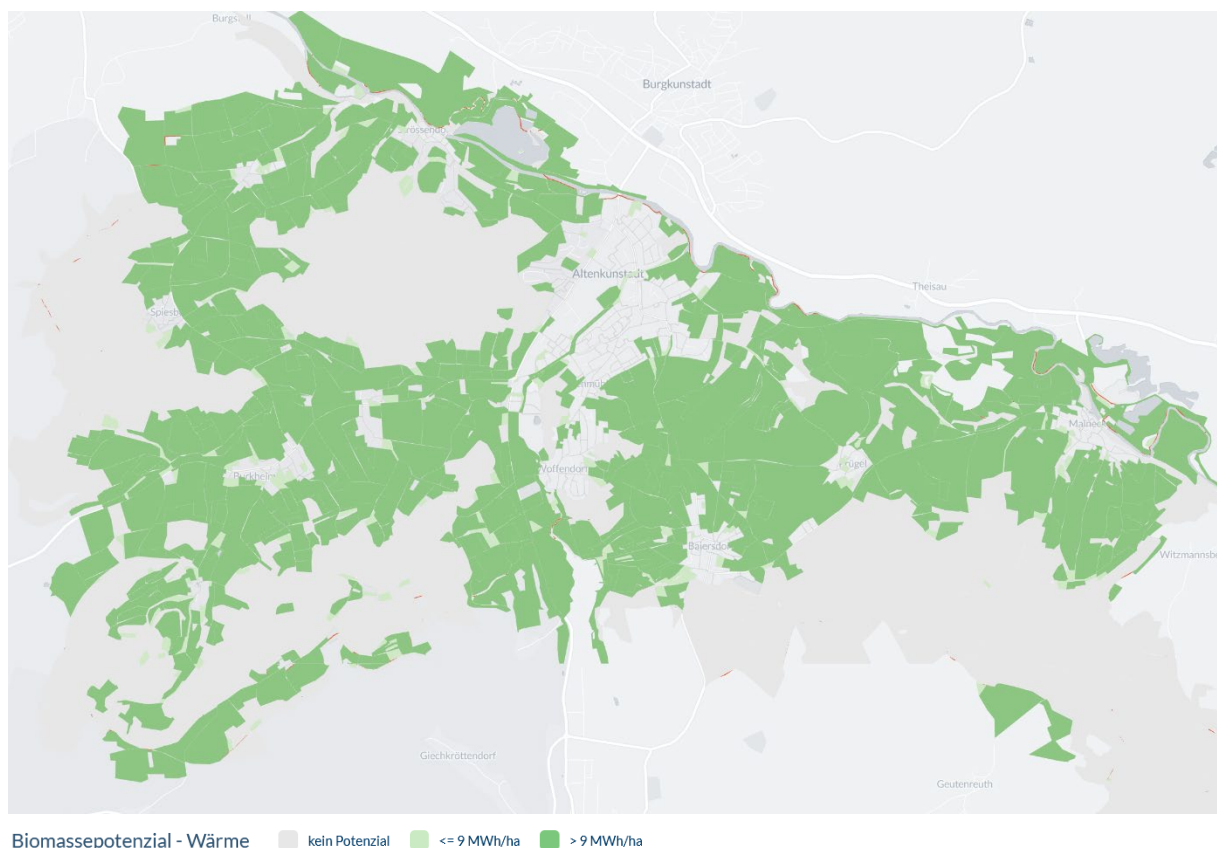


Abbildung 90: Kartierung des (theoretischen) Biomassepotenzials zur Wärmeerzeugung

Abbildung 95 zeigt die potenziell nutzbaren Energiemengen aus der Verwertung der jeweils vorhandenen Biomasse in einer fiktiven Biogasanlage mit einem thermischen Wirkungsgrad von 60 % (KWK-Prozess).

Quantitatives Biomassepotenzial

Anhand der Feldblockgeometrien und -eigenschaften lassen sich für das Gebiet folgende Biomassepotenziale ermitteln.

Tabelle 36: Ausweisung der berechneten Biomassepotenziale für das Untersuchungsgebiet

Parameter	Wert	Einheit
thermisches Biomassepotenzial	26.017.867,8	kWh/a
elektrisches Biomassepotenzial	15.177.089,7	kWh/a

Unter der theoretischen Annahme, dass die Substratversorgung der bestehenden Biogasanlage (Familie Leikeim) vollständig über Flächen innerhalb des Gemeindegebiets erfolgt, würde sich das thermische sowie das elektrische Potenzial jeweils um rund 5 Mio. kWh reduzieren.

Würde man das komplette theoretische Potenzial in Biomethan umrechnen (Gasaufbereitung aus Rohbiogas) und ausschließlich für die Wärmeversorgung nutzen, könnten nahezu beide Werte addiert werden – abzüglich kleinerer Verluste durch Gasverdichtung, Aufbereitung und Methanschluß.

Beispiel – Membranverfahren zur Biogasaufbereitung: 2–6 % des Energieinhalts des Biomethans gehen verloren (ca. 0,25 kWh Strom pro Nm³ Rohbiogas | Heizwert Rohbiogas: 4,5 bis 5,5 kWh). Rechnerisch ergeben sich ca. 43 GWh/a.

Unter der Annahme, dass aus dem theoretisch ermittelten energetischen Biomethanpotenzial in der Praxis lediglich rund 25 % erschließbar sind, ergibt sich ein nutzbarer Biomethanoutput in der Größenordnung von (nur landwirtschaftliches Potenzial ohne Reststoffe (Biogut)): [8] [9]

$$E_{\text{CH}_4, \text{nutzbar}} = 0,25 \cdot (40,76 \dots 42,50) \text{ GWh/a} = 10,19 \dots 10,63 \text{ GWh/a} \approx 10 \text{ GWh/a}$$

Information zur Bodennutzung, Stand 2020: [6]

2.863 ha landwirtschaftlich genutzte Fläche (Vegetationsfläche): davon 1.490 ha Wiesen, Weiden und Ackerland und 1.232 ha Wald.

3.3.1.2. Biomasse (Ackerland und Grünlandflächen – ENERGIE-ATLAS Bayern)

Dieser Abschnitt zeigt das gesamte technische Biogaspotenzial unter Berücksichtigung rechtlicher und ökologischer Restriktionen. Außerdem werden zusätzlich Informationen über die Zusammensetzung des Biogas-Potenzials der einzelnen Sektoren dargestellt.

Methodik

Das Biogaspotenzial wird in Kubikmetern Methan ($\text{m}^3 \text{CH}_4$) bei Normbedingungen (273,15 K und 101,325 kPa) oder in Kilowattstunden (kWh) elektrischer Energie angegeben. Die Umrechnung in Kilowattstunden erfolgt mit dem Heizwert von CH_4 (10 kWh/ m^3) und einem mittleren elektrischen Wirkungsgrad von 39,1 %.

Datenquellen

Die Darstellung des technischen Biogaspotenzials basiert auf den umfangreichen Daten, die 2024 im Rahmen des Projekts zur Ermittlung des technischen Biogaspotenzials in Bayern neu erhoben wurden. Detaillierte Informationen zur Datengrundlage und zur Methodik der Berechnung stehen im [Endbericht zum Biogaspotenzial Bayern](#) zur Verfügung.

Aktualität der Daten

Datenstand: 21.05.2024 – Aktualisierung bei Bedarf.

Datenaufbereitung/Methodik

Für die Bestimmung des Potenzials aus landwirtschaftlicher Biomasse wurde durch die bayerische Landesanstalt für Landwirtschaft (LfL) für eine sehr große Substratvielfalt (48 verschiedene Biomassen) regionale Unterschiede in der Pflanzenproduktion (Flächennutzung und Ertrag), in der Tierhaltung (Haltungsformen und Biomassebedarf zu Futter- und Einstreuzwecken) und in der Biogasproduktion (Methanerträge und Substratmischungen) berücksichtigt. Ein wesentlicher Punkt bei der Berechnung der Biomasseproduktion aus der Pflanzenproduktion war, dass Produktionseinschränkungen zum Zweck des Umwelt- und Naturschutzes berücksichtigt wurden. Darüber hinaus wurde bei der Berechnung des Potenzials aus pflanzlicher Biomasse ein neues Verfahren entwickelt, um den gezielten Anbau von nachwachsenden Rohstoffen (NawaRo) auf Ackerland (z. B. Silomais, Getreide-GPS, Getreidekorn) nicht auszudehnen, sondern auf dem Status quo (2024) festzulegen. Das Potenzial landwirtschaftlicher Biomasse zur Erzeugung regenerativer Energie wird im Spannungsfeld zwischen Nahrungsmittel- und Futterproduktion, sowie Umwelt- und Naturschutz möglichst ausgewogen dargestellt. Eine Ausdehnung des Anbaus wurde ausgeschlossen, um Konflikte mit der Sicherung der Lebens- und Futtermittelversorgung zu verhindern (siehe [Endbericht zum Biogaspotenzial Bayern](#), S. 30 ff.).

Für das gesamte technische Biogaspotenzial in Bayern wurden neben der landwirtschaftlichen Biomasse, auch biogene Abfallstoffe berücksichtigt. Dabei wurden aktuelle Vorgaben hinsichtlich der Vermeidung von Lebensmittelabfällen ebenso wie die Bestrebung der Erhöhung der getrennten Erfassung biogener Abfallmengen in Betracht gezogen. Abfallwirtschaftliche Stoffströme, die zum bayerischen Biogaspotenzial beitragen können, sind Biogut (biogene Abfälle aus der Biotonne), Bioabfälle im Hausmüll

(nicht getrennt erfasst), krautiges Grüngut, gewerbliche Lebensmittelabfälle sowie Landschafts- und Straßenpflegematerial.

Detaillierte Informationen zur Datengrundlage und zur Methodik der Berechnung stehen im [Endbericht zum Biogaspotenzial Bayern](#) zur Verfügung. [10]

Tabelle 37: Biogaspotenzial (Altenkunstadt) [10]

Gemeinde	Altenkunstadt
Technisches Biogaspotenzial gesamt	1.564.591 m³ CH₄/a
Technisches Biogaspotenzial gesamt (elektrisch)	6.117.550 kWh/a
ANTEILE AM TECHNISCHEN BIOGASPOTENZIAL NACH SEKTOREN	
Pflanzliche Biomasse - Erntehauptprodukte	1.135.550 m ³ CH ₄ /a (72,6 %)
Pflanzliche Biomasse - Erntenebenprodukte	241.903 m ³ CH ₄ /a (15,5 %)
Organischer Abfall ...	77.179 m ³ CH ₄ /a (4,9 %)
davon kommunales Biogut (Biotonne)	0,24 %
davon kommunales Grüngut (Garten und Parkabfälle)	16,4 %
davon Organik im Hausmüll	40,1 %
davon gewerbliche organische Abfälle (Lebensmittelabfälle)	30,2 %
davon Landschaftspflegeabfälle	13,0 %
Gülle und Festmist ...	109.959 m ³ CH ₄ /a (7,0 %)
davon Gülle	59,1 %
davon Festmist	40,9 %
Weiterführende Informationen	Link zum Abschlussbericht
Daten-Recherche und Download	zur Recherche

Durch Multiplikation des technischen Methanpotenzials von $1.564.591 \text{ Nm}^3 \text{ CH}_4/\text{a}$ mit dem Heizwert von $5,5 \text{ kWh/Nm}^3$ ergibt sich ein potenzieller Energieinhalt von ca. 8,6 GWh/a. Beide Methoden und Quellen ergeben ein ähnliches Potenzial. [9]

3.3.1.3. Biomasse (Waldflächen – ENERGIE-ATLAS Bayern)

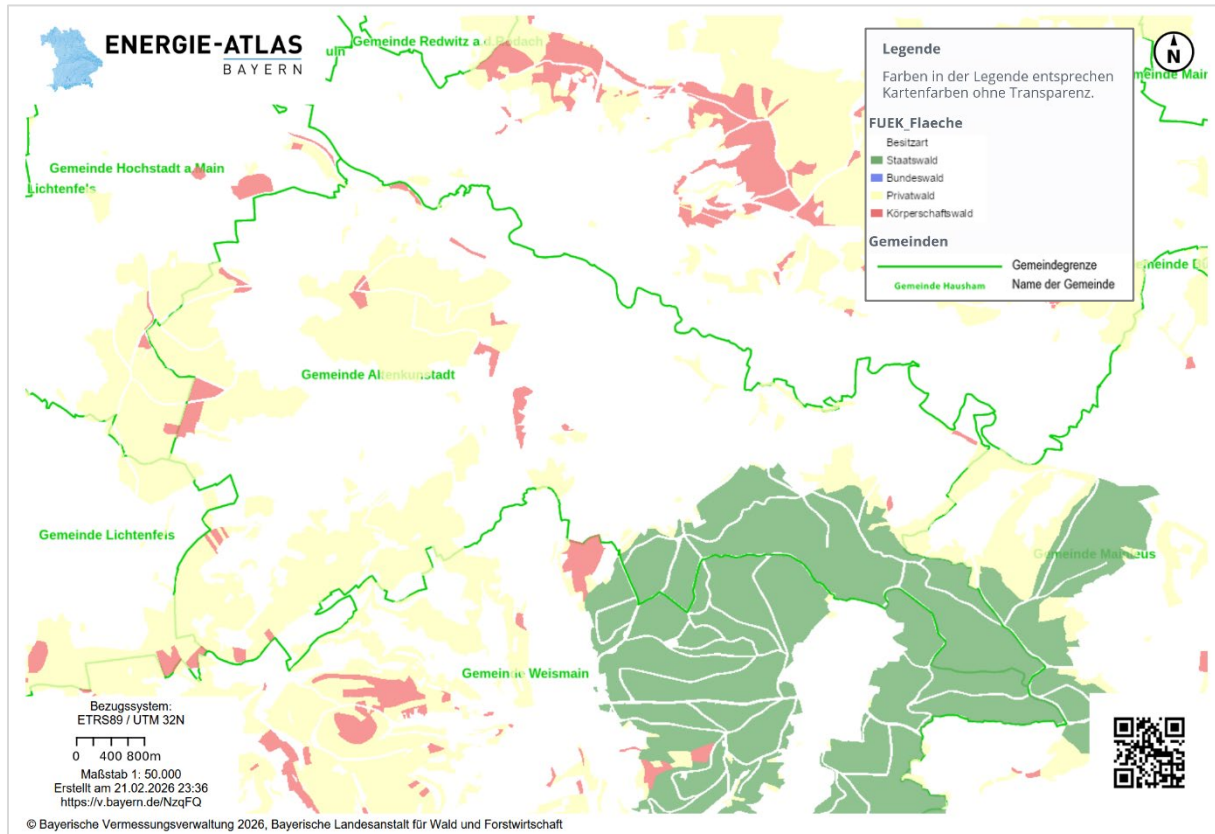


Abbildung 91: Forstliche Übersichtskarte, Altenkunstadt | ENERGIE-ATLAS Bayern | 2026 | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]

Für den Freistaat Bayern werden in der Karte die Waldflächen nach Besitzart dargestellt. Unterschieden wird dabei zwischen Staatswald, Bundeswald, Privatwald und Körperschaftswald, jeweils farblich codiert (Legendenfarben entsprechen den Kartenfarben ohne Transparenz). Zusätzlich sind die Gemeindegrenzen sowie die Gemeindennamen zur räumlichen Orientierung ausgewiesen.

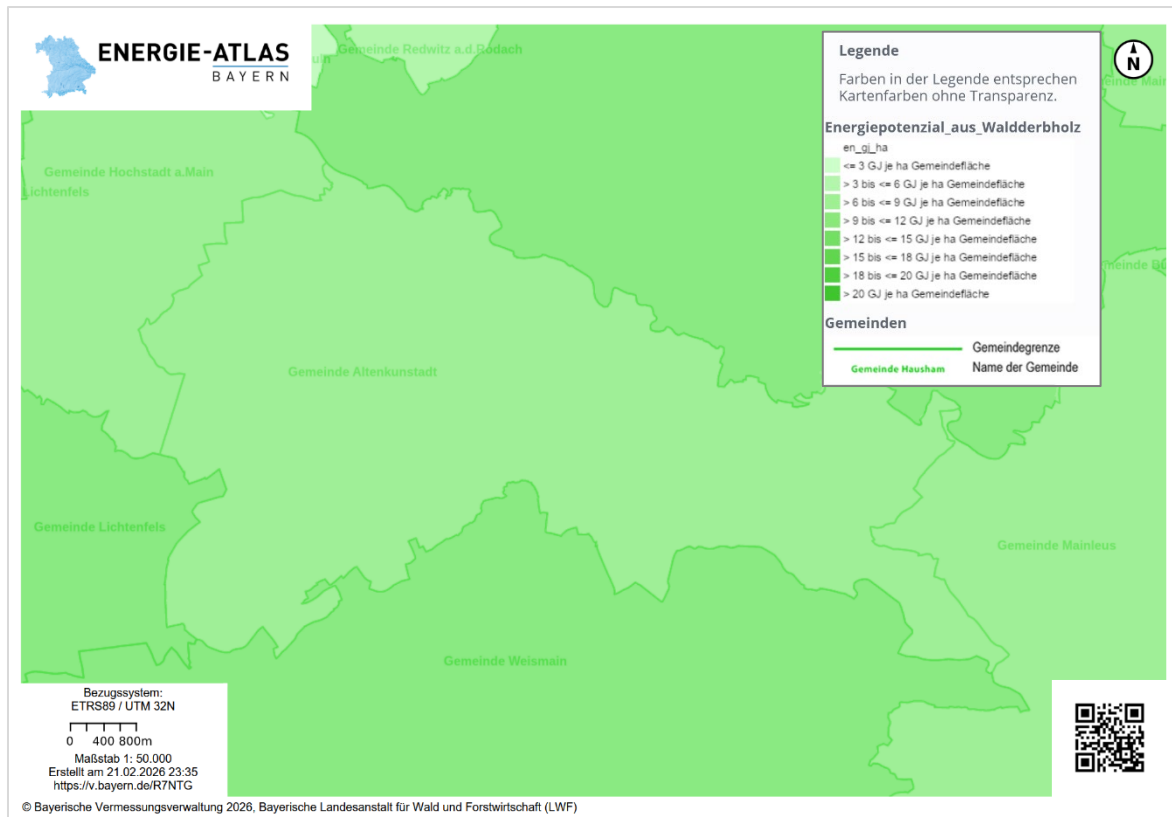


Abbildung 92: Energiepotenzial aus Waldderholz, Altenkunstadt | ENERGIE-ATLAS Bayern | 2026 | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]

Diese Karte gibt Auskunft über die aus den Wäldern jährlich nutzbaren Energiepotenziale. Die Potenziale beziehen sich nur auf Derbholz, das ist die oberirdische Holzmasse über 7 cm Durchmesser mit Rinde.

Unter dem folgenden Link kann die Methodik nachvollzogen werden:

<http://geoportal.bayern.de/geoportalbayern/anwendungen/details?&resId=fa366654-3716-43d8-9aad-ef9f44ad16ec>

„Die Karte gibt keine Auskunft darüber, in welchem Maß die Potenziale bereits genutzt oder tatsächlich verfügbar gemacht werden können. – Berechnung – Die Energiepotenziale aus Waldderholz geben die jährlich anfallende Energiemenge aus Holz oberhalb der Derbholzgrenze an. Die Energieangabe ist der Mittelwert aus Waldenergieholz je Hektar Gemeindefläche. Energiemengen wurden aus dem Energieholzaufkommen für jedes Gemeindegebiet umgerechnet. [...]“ [10]

*Tabelle 38: Energieholzpotenzial aus Waldderbholz, Gemeinde Altenkunstadt
(Energieholzpotenzial aus Waldholz) [10]*

Landkreis	Landkreis Lichtenfels
Gemeinde	Altenkunstadt
Energiepotenzial aus Waldderbholz in Gigajoule	39.700
Energiepotenzial in Gigajoule je Hektar Gemeindefläche	10
Energiepotenzial GWh/a (ETA 85 %)	9,6

Das jährlich nachwachsende und nutzbare Energieholzpotenzial der Gemeinde Altenkunstadt beträgt umgerechnet 11,3 GWh/a. Unter Ansatz eines für Biomasse-Feuerungsanlagen typischen Feuerungswirkungsgrades von 85 Prozent ergibt sich eine nutzbare Wärmemenge von rund 9,6 GWh/a.

Bei einer Aufteilung auf 2.000 Volllaststunden/a (Winterbetrieb) bzw. 4.000 Volllaststunden/a (Heizperiode) resultiert daraus eine erforderliche mittlere Feuerungswärmeleistung von etwa 4,8 MW bzw. 2,4 MW.

3.3.1.4. Biomasse (Flur-/Siedlungsholz – ENERGIE-ATLAS Bayern)

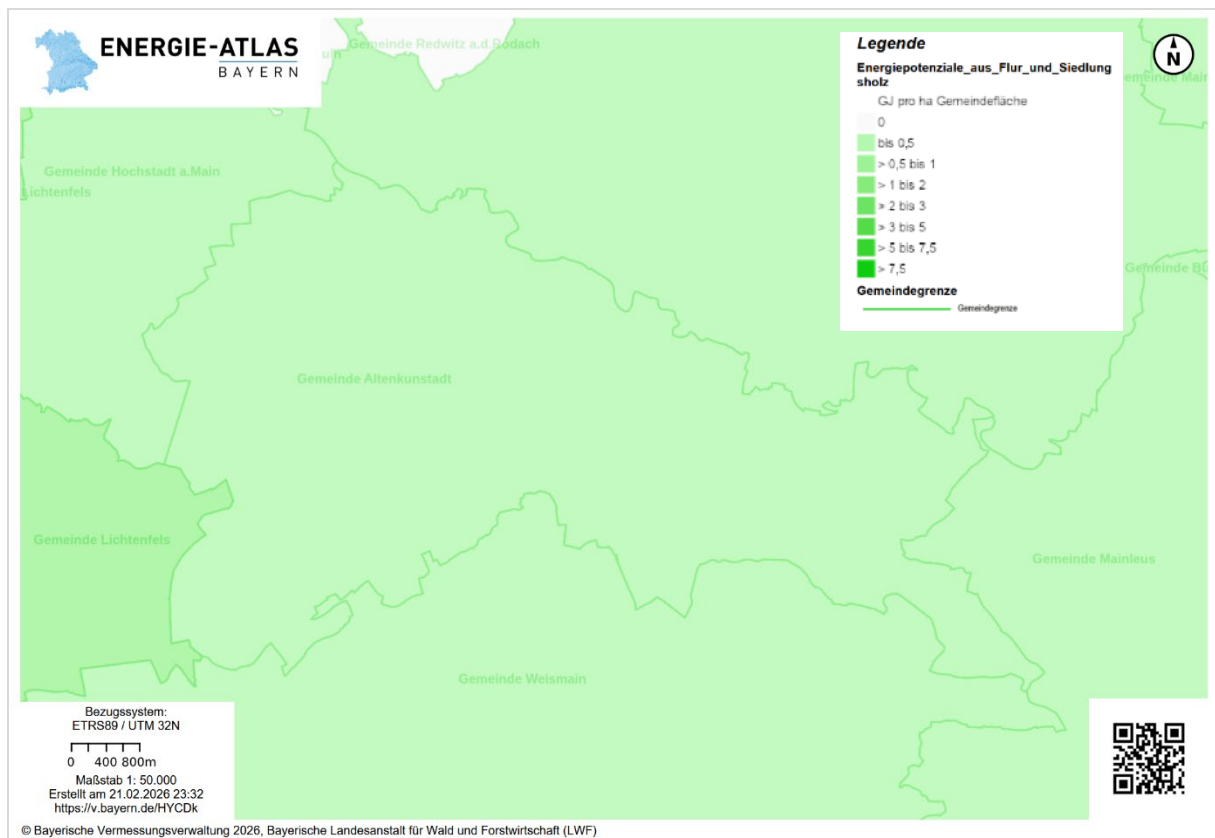


Abbildung 93: Energiepotenzial aus Flur- und Siedlungsholz, Altenkunstadt | ENERGIE-ATLAS Bayern | 2026 | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]

Diese Karte gibt Auskunft über das jährliche nutzbare Energiepotenzial aus Flur- und Siedlungsholz.

Tabelle 39: Energieholzpotenzial aus Flur- und Siedlungsholz, Gemeinde Altenkunstadt [10]

Landkreis	Landkreis Lichtenfels
Gemeinde	Altenkunstadt
Berechnete Gemeindefläche (ha)	3.284
Energiesumme aus Flur- und Siedlungsholz innerhalb der Gemeinde (GJ)	300
Berechneter Mittelwert an Energie aus Flur- und Siedlungsholz je Hektar Gemeindefläche (GJ/ha)	0,1

Das nachhaltige pro Jahr nachwachsende und nutzbare Energieholzpotenzial für Altenkunstadt, ergibt umgerechnet 0,08 GWh. Zieht man einen üblichen Feuerungswirkungsgrad von 85 % für Biomassen-Feuerungsanlagen ab, dann verbleiben noch ca. 0,61 GWh pro Jahr.

Aufgeteilt auf 2.000 (Winter) oder 4.000 (Heizperiode) Volllaststunden ergibt sich eine nutzbare Feuerungswärmeleistung von 40 kW oder 20 kW. Dieses Potenzial kann vernachlässigt werden.

3.3.1.5. Bioabfälle

Biotonne bzw. Bioabfälle werden bereits stofflich (z. B. Kompostierung) und energetisch (z. B. Vergärung) verwertet und können daher nicht als zusätzlich verfügbares Potenzial angesetzt werden.

3.3.2. Geothermie (Erdwärme)

Geothermie meint die Nutzung der Erdwärme mittels verschiedener Technologien. Dazu wird grundlegend zwischen der oberflächennahen Geothermie, die mittels Erdwärmesonden, Erdwärmekollektoren oder Grundwasser-Brunnenanlagen Erdwärme bis zu einer Tiefe von 100 Meter erschließt, der mitteltiefen Geothermie (200–1.500 Meter Tiefe) und der tiefen Geothermie (1.500–4.500 Meter Tiefe, circa 60–120 °C Thermalwassertemperaturen) unterschieden.

Allgemeines

Sofern eine Wärmenutzung aus Grund- oder Oberflächenwasser geplant ist oder Erdeingriffe erfolgen, ist im Einzelfall eine wasserrechtliche Gestattung erforderlich. Dabei sind die Auswirkungen für den relevanten Einzelfall zu prüfen. Entsprechende Antragsunterlagen sind beim Landratsamt Hof einzureichen. Für die Abstimmung der notwendigen Untersuchungen und Unterlagen stehen wir gerne zur Verfügung.

Tabelle 40: Übersicht Geothermische Nutzung | Leistungs- und Energiepotenzial bzw. Temp.

Kollektortyp	Potenzial / Leistung
horizontale Kollektoren (EWK)	45 bis 50 kWh/m ² ·a 24 bis 25 W/m ²
Grabenkollektoren (GK)	90 bis 95 kWh/m ² ·a 50 bis 55 W/m ²
Erdsonden (bis ca. 150 m Tiefe)	650 kWh/a bis 14.000 kWh/a 0,4 bis 7,9 kW
Mittlere Geothermie (500 m Tiefe)	35 bis 20 °C (Temperaturverteilung)
Mittlere Geothermie (750 m Tiefe)	45 bis 35 °C (Temperaturverteilung)
Mittlere Geothermie (1.000 m Tiefe)	50 bis 55 °C (Temperaturverteilung)
Mittlere Geothermie (1.500 m Tiefe)	60 bis 70 °C (Temperaturverteilung)

3.3.2.1. Erdwärmesonden

Datenaufbereitung/Methodik

Die Daten geben einen ersten Überblick über die Nutzungsmöglichkeiten der oberflächennahen Geothermie mittels Erdwärmesonden. Es wird aufgezeigt, welche Leistung und Energiemenge mithilfe einer Erdwärmesonde voraussichtlich zur Verfügung stehen. Werden mehrere Sonden innerhalb einer Fläche geplant, können diese in gegenseitiger Wechselwirkung stehen, wodurch die einzelnen Entzugsleistungen sinken. Diese Wechselwirkung wird in den Karten nicht berücksichtigt. Für die Berechnung wurden die relevanten geologischen Einflüsse wie die Wärmeleitfähigkeit des Bodens oder die Bohrtiefenbegrenzungen berücksichtigt. Im Sinne der Wirtschaftlichkeit wurde die minimale Bohrlänge auf 30 m festgesetzt. Ebenso wurden Ausschlussgebiete, wo keine Nutzung möglich ist, aus der Potenzialerhebung ausgenommen (z. B. Trinkwasserschutzgebiete oder Gewässer). Die genaue Methodik ist im [Endbericht](#) zum Forschungsprojekt „Bayernweite, räumlich detaillierte Bestimmung des umsetzbaren Potenzials der oberflächennahen Geothermie zur Einbindung in den Energie-Atlas Bayern“ (2024) der TU München enthalten.

Tabelle 41: Entzugsleistung/-energie pro Sonde (Richtwerte) [10]

Entzugsenergie einer Sonde	650 kWh/a bis 14.000 kWh/a
Entzugsleistung einer Sonde	0,4 bis 7,9 kW

Die Eignung zur Nutzung von Erdsonden ist standörtlich stark variabel und insgesamt heterogen ausgeprägt; sie reicht je nach lokalen geologischen und hydrogeologischen Randbedingungen von sehr ungünstig bis geeignet.

Nutzung von Geothermie

Bei der Bewertung der Geothermienutzung wurden festgesetzte Wasserschutzgebiete richtigerweise als Ausschlussflächen berücksichtigt. Dabei ist zu beachten, dass festgesetzte Wasserschutzgebiete in der Regel nur einen Teil des tatsächlich für die Trinkwassergewinnung relevanten Bereichs abbilden. Das Trinkwassereinzugsgebiet umfasst hingegen das gesamte geografische Gebiet, aus dem eine Wasserversorgungseinrichtung ihr Rohwasser bezieht – es handelt sich somit um ein wasserwirtschaftlich sensibles Gebiet. Vor diesem Hintergrund wurden Trinkwassereinzugsgebiete im Rahmen eines Projekts des Bayerischen Landesamtes für Umwelt (LfU) ermittelt; die Abgrenzungen sind im BayernAtlas abrufbar. In diesen Gebieten sollten zum Schutz des Trinkwassers regelmäßig keine Erdwärmesonden oder Grundwasserwärmepumpen errichtet werden. Sofern entsprechende Anlagen dennoch vorgesehen sind, ist eine Einzelfallprüfung erforderlich.

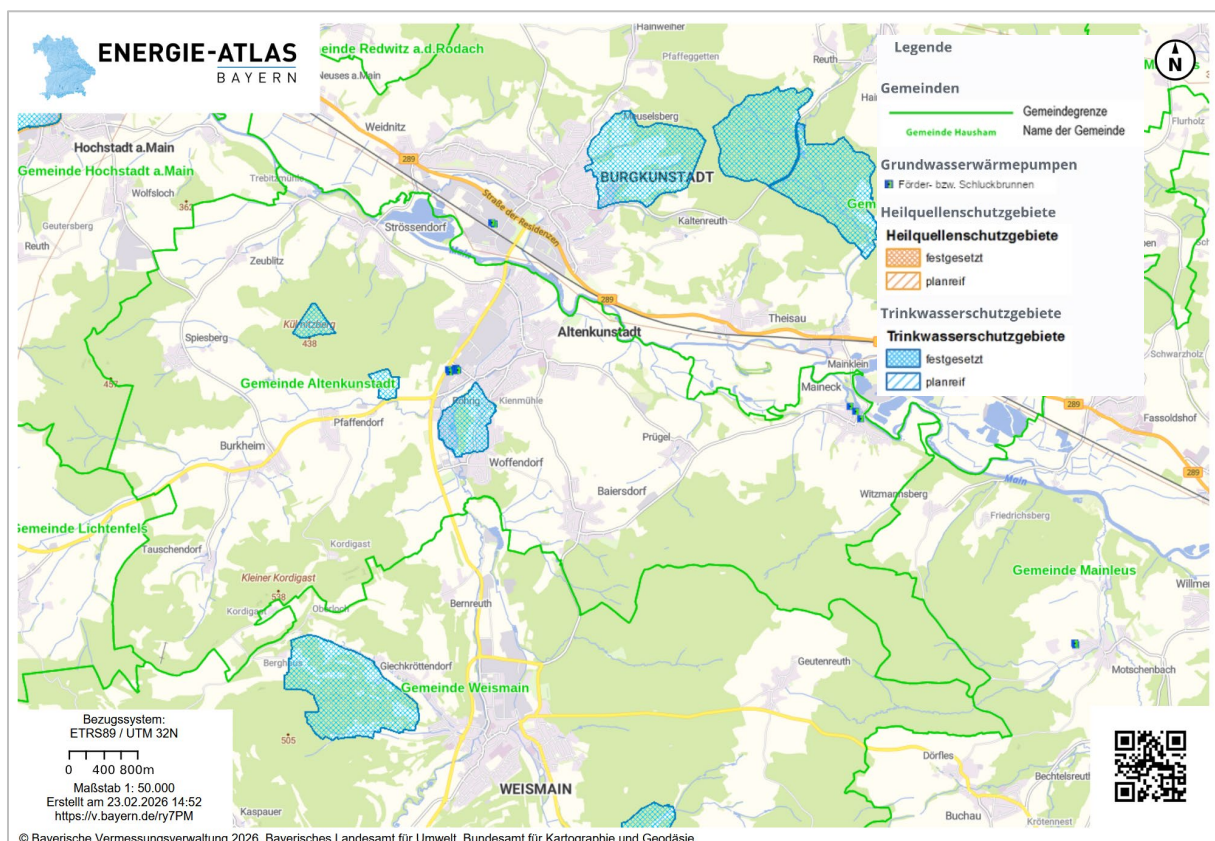


Abbildung 94: Gemeindegebiet | Trinkwasserschutzgebiete und Bestandsanlagen zur thermischen Grundwassernutzung (Grundwasserwärmepumpen) | ENERGIE-ATLAS Bayern | 2026 | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]

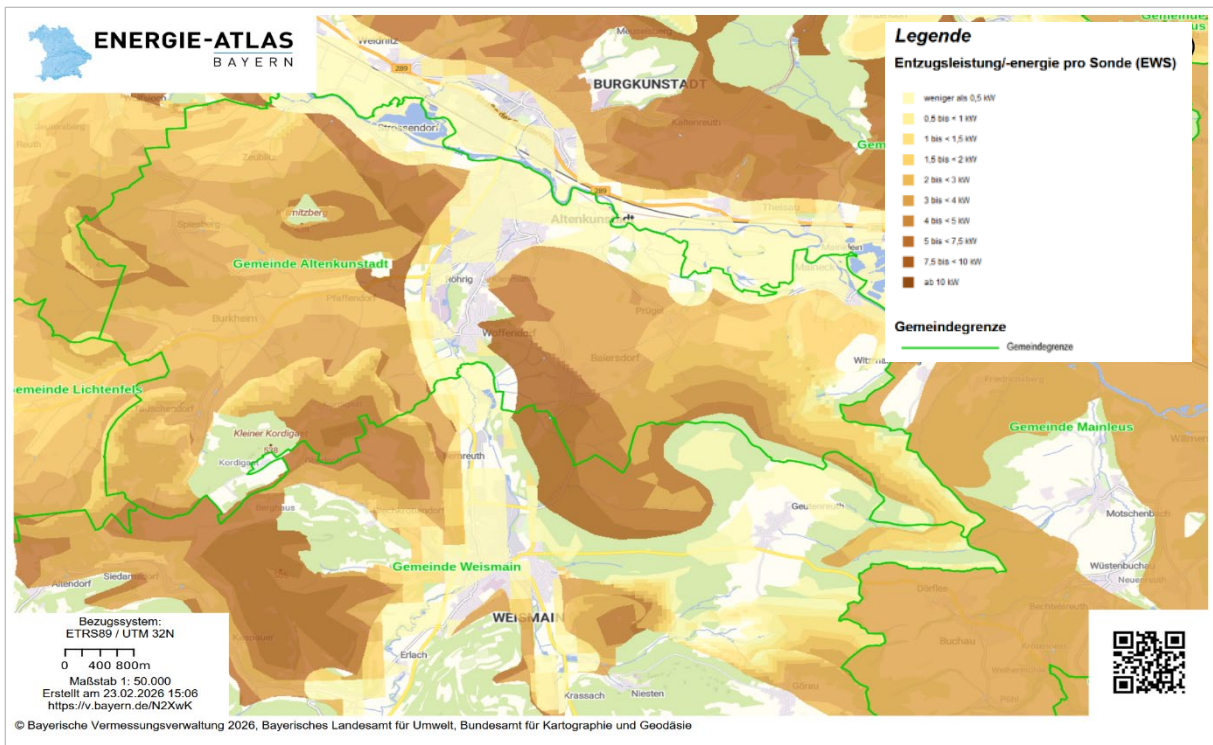


Abbildung 95: Gemeindegebiet | Potenzial für Erdwärmesonden in Altenkunstadt | ENERGIE-ATLAS Bayern | 2026 | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]

3.3.2.2. Grabenkollektoren

Datenaufbereitung/Methodik

Die Daten geben einen ersten Überblick über die Nutzungsmöglichkeiten der oberflächennahen Geothermie mittels Grabenkollektoren. Es wird aufgezeigt, welche Energiemenge mithilfe eines Grabenkollektors pro Jahr und m² Kollektorfläche voraussichtlich zur Verfügung steht. Für die Berechnung wurden die relevanten geologischen Einflüsse des Bodens sowie die klimatischen Bedingungen vor Ort berücksichtigt. Die angesetzten Jahresbetriebsstunden der Wärmepumpe variieren von Ort zu Ort in Abhängigkeit von der geografischen Höhe. Ebenso wurden Ausschlussgebiete, wo keine Nutzung möglich ist, aus der Potenzialerhebung ausgenommen (z. B. Trinkwasserschutzgebiete oder Gewässer). Die genaue Methodik ist im [Endbericht](#) zum Forschungsprojekt „Bayernweite, räumlich detaillierte Bestimmung des umsetzbaren Potenzials der oberflächennahen Geothermie zur Einbindung in den Energie-Atlas Bayern“ (2024) der TU München enthalten.

Tabelle 42: Entzugsenergie von Grabenkollektoren (Richtwerte) [10]

Entzugsenergie pro Kollektorfläche	90 bis 95 kWh/m ² ·a
Entzugsleistung pro Kollektorfläche	50 bis 55 W/m ²

Die Eignung für Grabenkollektoren ist insgesamt flächenhaft als eher mäßig (unteres Mittelfeld) zu bewerten.

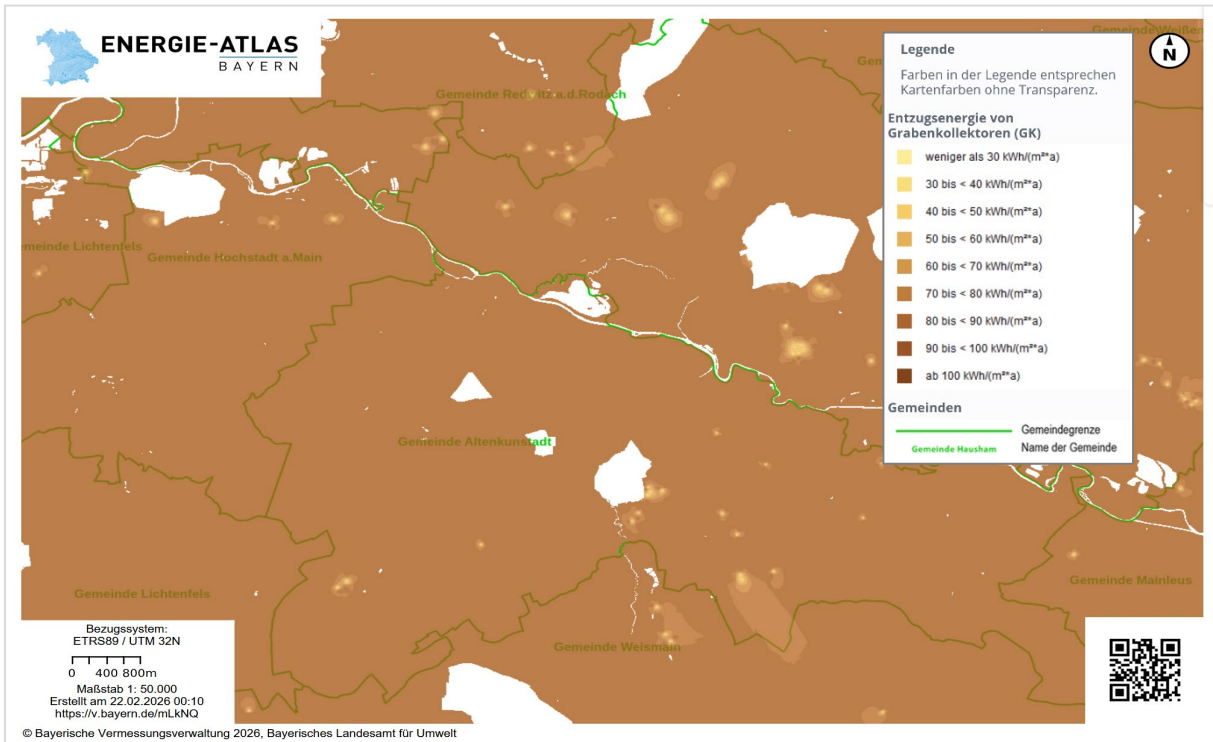


Abbildung 96: Gemeindegebiet | Potenzial für Grabenkollektoren in Altenkunstadt | ENERGIE-ATLAS Bayern | 2026 | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]

3.3.2.3. Horizontale Kollektoren

Datenaufbereitung/Methodik

Die Daten geben einen ersten Überblick über die Nutzungsmöglichkeiten der oberflächennahen Geothermie mittels horizontaler Erdwärmekollektoren. Es wird aufgezeigt, welche Energiemenge mithilfe eines Erdwärmekollektors pro Jahr und m² Kollektorfläche voraussichtlich zur Verfügung steht. Für die Berechnung wurden die relevanten geologischen Einflüsse des Bodens sowie die klimatischen Bedingungen vor Ort berücksichtigt. Die angesetzten Jahresbetriebsstunden der Wärmepumpe variieren von Ort zu Ort in Abhängigkeit von der geografischen Höhe. Ebenso wurden Ausschlussgebiete, wo keine Nutzung möglich ist, aus der Potenzialerhebung ausgenommen (z. B. Trinkwasserschutzgebiete oder Gewässer). Die genaue Methodik ist im Endbericht zum Forschungsprojekt „Bayernweite, räumlich detaillierte Bestimmung des umsetzbaren Potenzials der oberflächennahen Geothermie zur Einbindung in den Energie-Atlas Bayern“ (2024) der TU München enthalten.

Tabelle 43: Entzugsenergie horizontale Kollektoren (Richtwerte) [10]

Entzugsenergie pro Kollektorfläche	45 bis 50 kWh/m ² ·a
Entzugsleistung pro Kollektorfläche	24 bis 25 W/m ²

Die Eignung für horizontale Kollektoren ist insgesamt flächenhaft als eher mäßig (unteres Mittelfeld) zu bewerten.

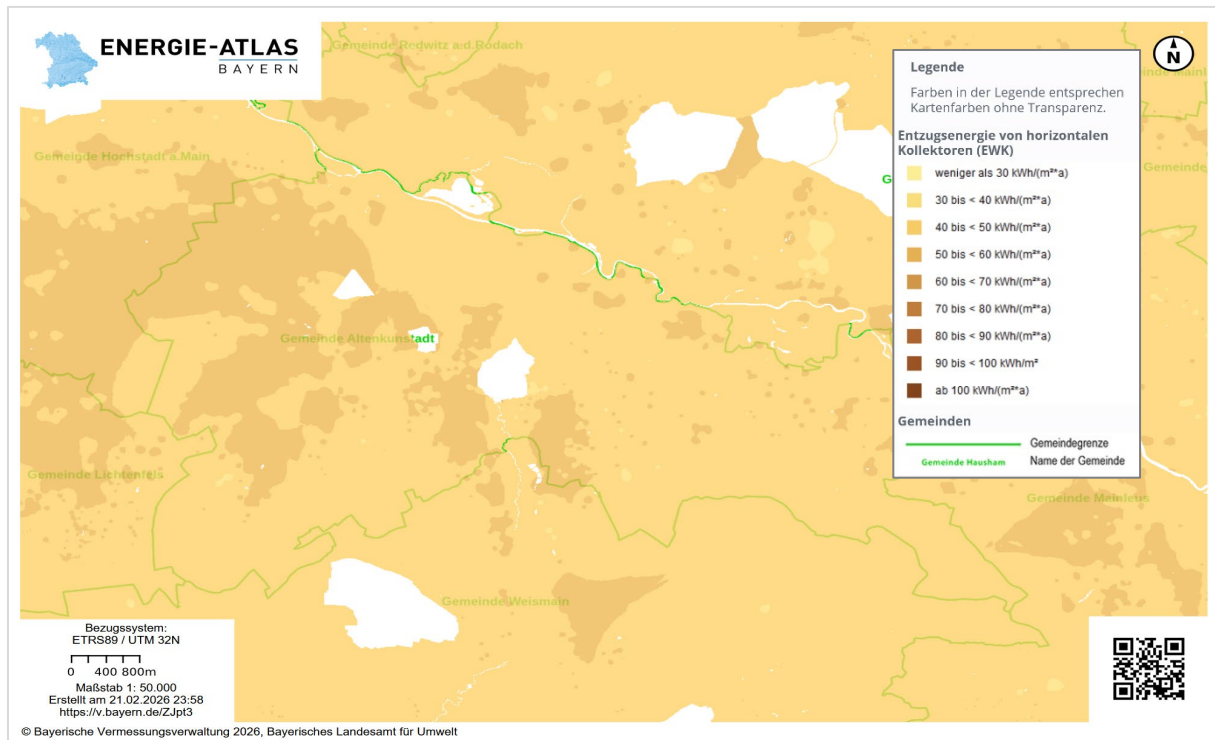


Abbildung 97: Gemeindegebiet | Entzugsenergie durch horizontale Kollektoren (EWK) | ENERGIE-ATLAS Bayern | 2026 | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]

3.3.2.4. Temperaturverteilung/Mitteltiefe Geothermie

Datenaufbereitung/Methodik

Temperaturkarten des Bayerischen Geothermieatlas (Stand Oktober 2022) Temperaturverteilung, Temperatur-Isotherme und Grenze Aussagegebiet mit einer Standardabweichung der Temperaturwerte von maximal ± 10 °C (nach Legende) in 1500 m unter NHN; Temperaturangaben in °C Die Temperaturkarten stellen eine interpolierte Temperaturverteilung dar, die auf den derzeit vorhandenen Daten in der jeweiligen Tiefe basiert. Neue Daten können die Temperaturverteilung verändern. Es erfolgte keine Extrapolation von Temperaturdaten in die nächsttiefere Temperaturkarte. Dies hat zur Folge, dass in manchen Bereichen scheinbar keine Temperaturzunahme oder sogar eine scheinbare Temperaturabnahme mit der Tiefe zu verzeichnen ist. Es wird daher dringend empfohlen, bei der Bewertung eines potenziellen Standortes auch die darüber liegenden Temperaturkarten zu berücksichtigen. Vor allem in größeren Tiefen kann die dargestellte Temperaturverteilung daher nur erste Hinweise auf den zu erwartenden Temperaturbereich geben. Die Karten zur Temperaturverteilung im Untergrund ermöglichen daher nur eine erste Abschätzung der zu erwartenden Temperaturen. Sie können damit erste Anhaltspunkte geben, an welchen Standorten eine hydrothermale Wärmeversorgung, eine hydrothermale Stromerzeugung oder auch eine balneologische

Nutzung sinnvoll sein kann. Die Temperaturkarten können jedoch keinesfalls detaillierte, standortspezifische Voruntersuchungen ersetzen. Hierbei müssen alle verfügbaren Temperaturinformationen im Umfeld des geplanten Standortes bewertet und gegebenenfalls auch in die Tiefe extrapoliert werden. [10]

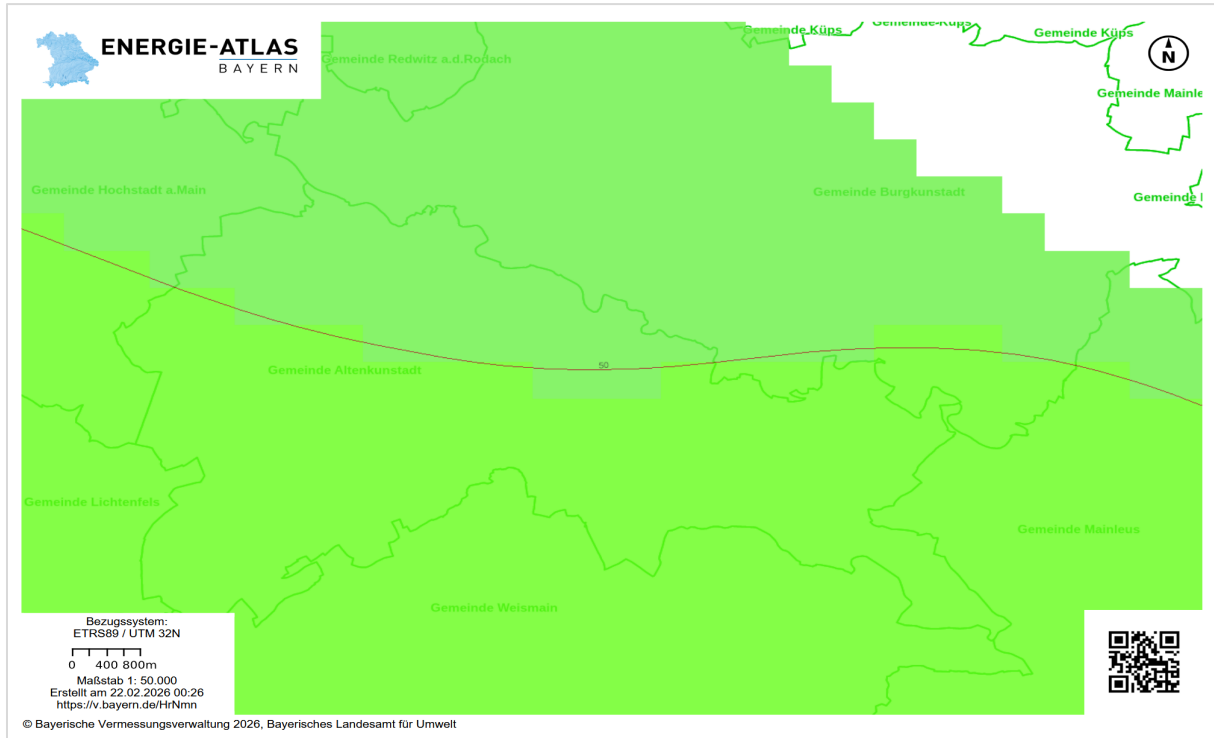
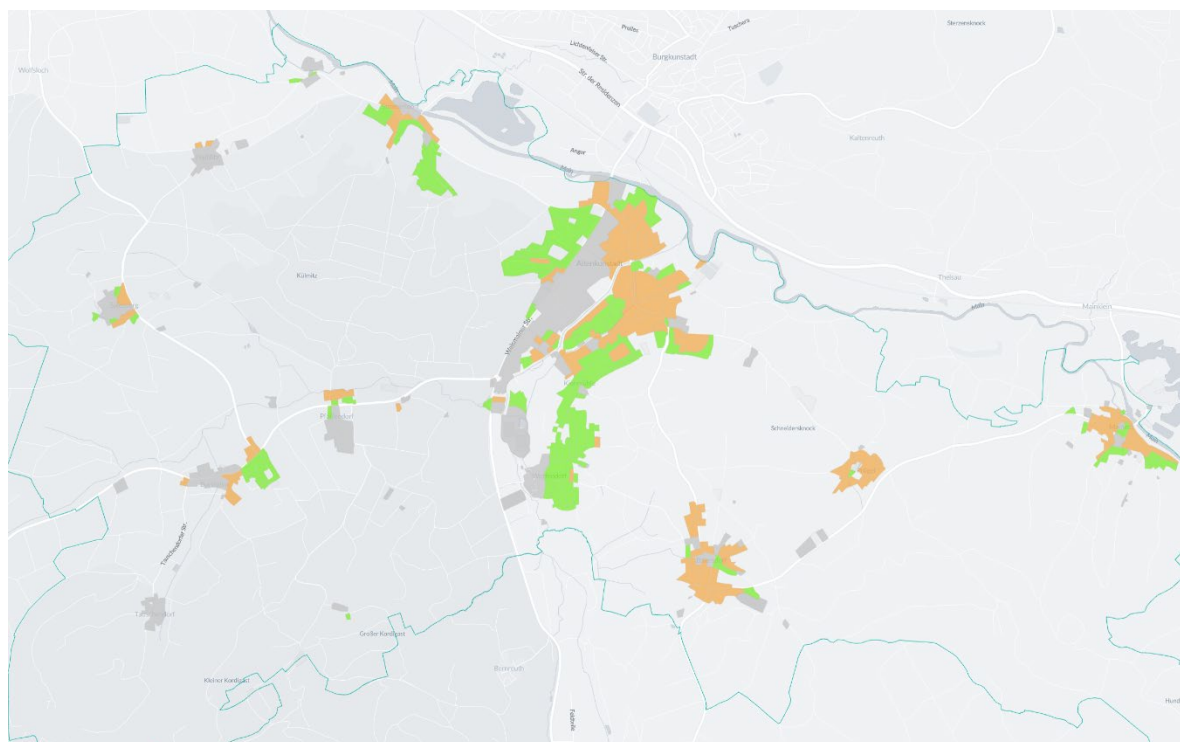


Abbildung 98: Gemeindegebiet | Temperaturverteilung in 1.000 m Tiefe | ENERGIE-ATLAS Bayern | 2026 | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]

Das erwartete Temperaturniveau von ca. 60–70 °C in 1.500 m Tiefe ist für eine geothermische Wärmenutzung grundsätzlich geeignet, insbesondere für Niedertemperatur-Wärmenetze; für höhere Systemtemperaturen kann eine Temperaturerhöhung erforderlich sein.

3.3.3. Umweltwärme (Luftwärmepumpen)

Unter Umweltwärme wird die Erhebung aller Potenziale aus der Luft beschrieben. Umgebungsluft ist prinzipiell überall, auch innerstädtisch, nutzbar. Die zu beheizenden Gebäude müssen nur eine entsprechend niedrige Heizlast durch einen hohen energetischen Standard der Gebäudehülle und ggf. zusätzlich über Flächenheizungen verfügen.



Überwiegende
Wärmepumpeneignung

■ unbekannt ■ sehr gut geeignet ■ gut geeignet ■ bedingt geeignet ■ ungeeignet

Abbildung 99: Gemeindegebiet | Darstellung der lokalisierten Umweltwärmepotenziale/Wärmepumpeneignung

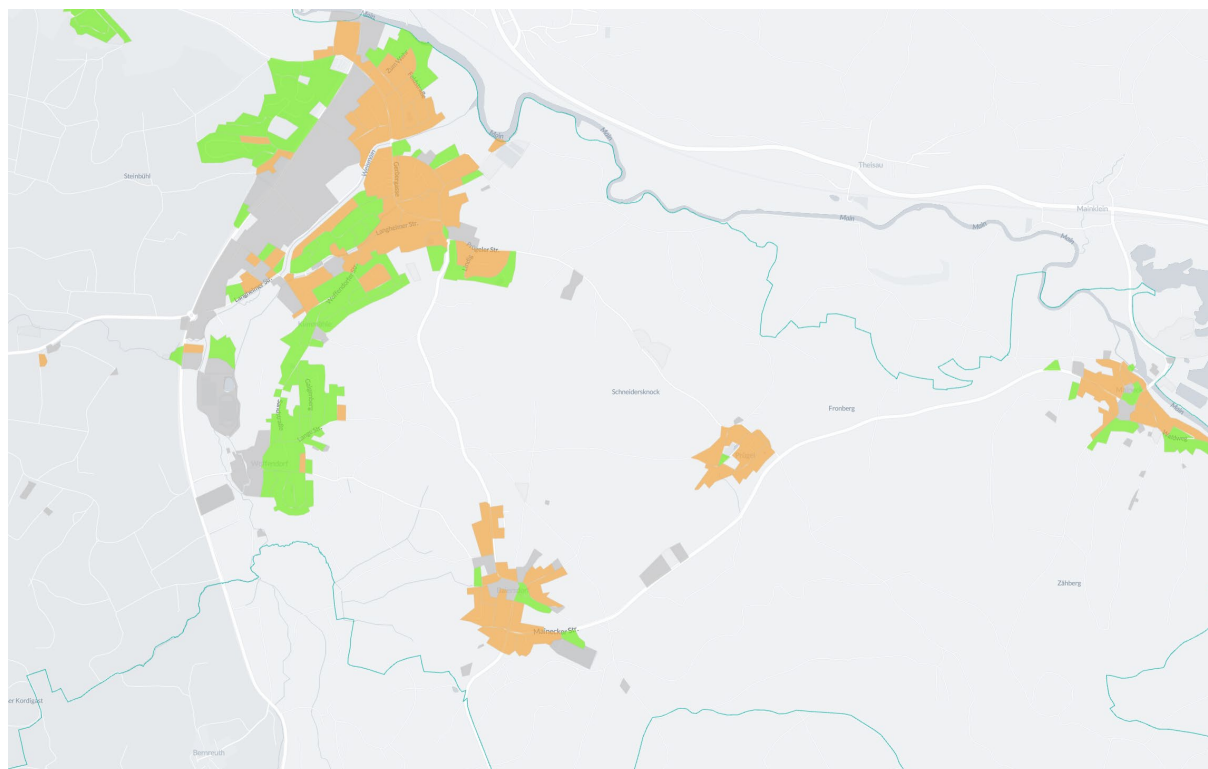


Abbildung 100: Hauptort, Baiersdorf, Prügel und Mainneck | Darstellung der lokalisierten Umweltwärmepotenziale/Wärmepumpeneignung

Es sei hier auf die Vorgaben an den Lärmschutz von Luft-Wärmepumpen in Siedlungsgebieten hingewiesen, da das Potenzial überall zur Verfügung steht – alternative Wärmequellen, wie Sole und Wasser aber effizienter nutzbar sind – sollten dezentrale Luft-Wasser- und Luft-Luft-Wärmepumpen nur in Gebieten als vorrangige Option ausgewiesen werden, in denen keine netzgebundene Versorgung auf Basis erneuerbarer Energien technisch und wirtschaftlich realisierbar ist (Einzelversorgungsgebiete) und in denen keine oberflächennahe geothermische Wärmequelle erschlossen werden kann.

Sämtliche Gebiete sind mindestens als „bedingt geeignet“ oder besser eingestuft. Moderne Wärmepumpen liefern zwar technisch problemlos Vorlauftemperaturen, die auch für die Altbauversorgung geeignet sind, nur sind die Investitionskosten meist wesentlich höher und dieser Nachteil wird nicht vollends durch niedrige Betriebs- und Wärmegestehungskosten aufgeholt. „Sehr gut geeignete“ Gebiete (grüne Fläche) sind überwiegend in den neusten Wohnquartieren und in Bereichen mit hoher Sanierungsrate oder in Bereichen mit einem niedrigen Energiebedarf zu finden.

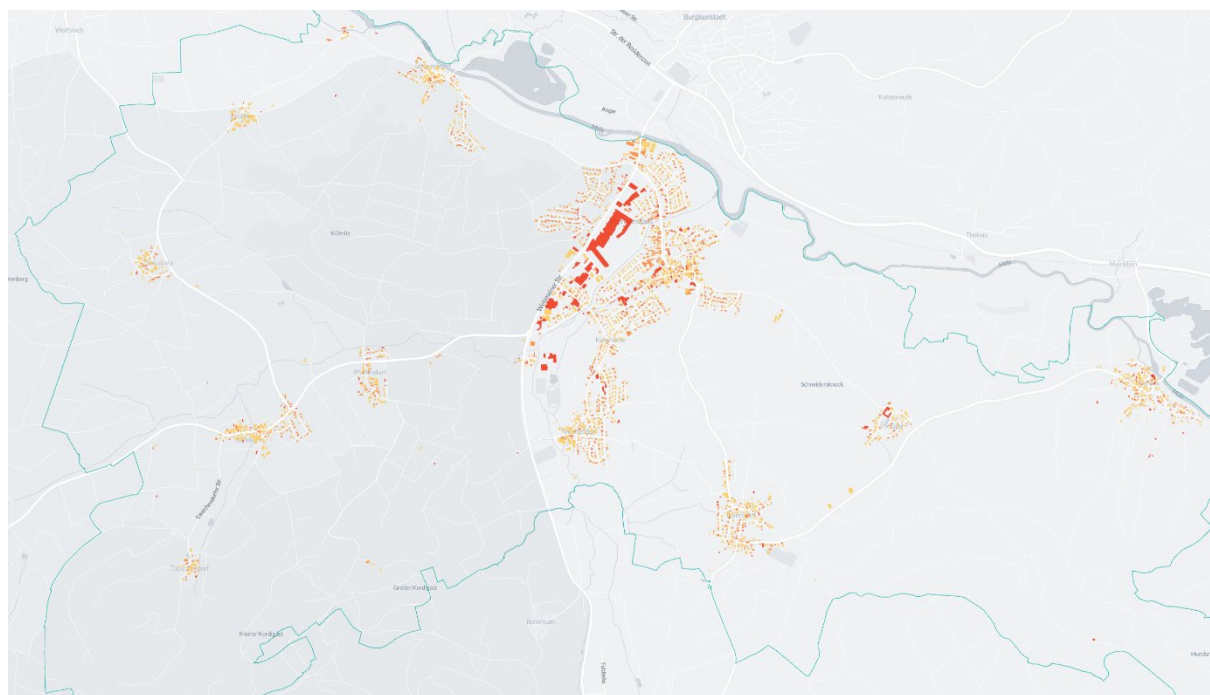
3.3.4. Solarpotenzial (Solarthermie)

Die folgenden Abbildungen zeigen die örtliche Verteilung des Solarthermiepoteziels im Gebiet. Das Dachflächenpotenzial aller Gebäude ist in Form der spezifischen Wärmemenge, die maximal mit der vorhandenen Dachfläche erreicht werden kann, dargestellt. Es erfolgt keine Einschränkung der Dachflächen – alle Himmelsrichtungen finden Beachtung.

Aus dem Quotienten des Solarthermiepoteziels und dem bilanzierten Endenergiebedarf zur Wärmebedarfsdeckung (Heizen + TWW) ergibt sich die sogenannte Eigenbedarfsdeckungsquote, welche in Abbildung 108 und Abbildung 109 kartografisch dargestellt wird.

Tabelle 44: Solarenergie – Potenzial auf Dachflächen [10]

Gemeinde	Altenkunstadt
PV-Potenzial auf Dachflächen (Stromproduktion)	38.115 MWh
PV-Potenzial auf Dachflächen (Leistung)	37,5 MWp
PV-Ausbaustand auf Dachflächen (Leistung)	8,2 MWp
Verbleibendes PV-Potenzial auf Dachflächen (Leistung)	29,4 MWp
Ausbaugrad (PV)	21,8 %
Anteil denkmalgeschützter Gebäude am PV-Dachflächenpotenzial	4,6 %
Solarthermie-Potenzial (Warmwasserbereitung; alternativ zu PV-Nutzung)	6.720 MWh
ANTEILE AM PV- DACHFLÄCHENPOTENZIAL NACH NUTZUNGSART	
Wohngebäude	44,1 %
Öffentliche Gebäude	2,4 %
Gebäude Gewerbe/Handel/Dienstleistungen	3,4 %
Industrielle Gebäude	16 %
Unbeheizte Gebäude	30,6 %
Sonstige Gebäude	3,5 %
Stand	31.12.2024
Daten-Recherche und Download	zur Recherche



Solarthermiepotalential ■ $\leq 500 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ ■ $\leq 800 \text{ kWh/m}^2\text{a}$ ■ $> 800 \text{ kWh/m}^2\text{a}$

Abbildung 101: Gemeindegebiet | Kartierung des Solarpotenzials zur Wärmeerzeugung, auf Gebäudeebene dargestellt.

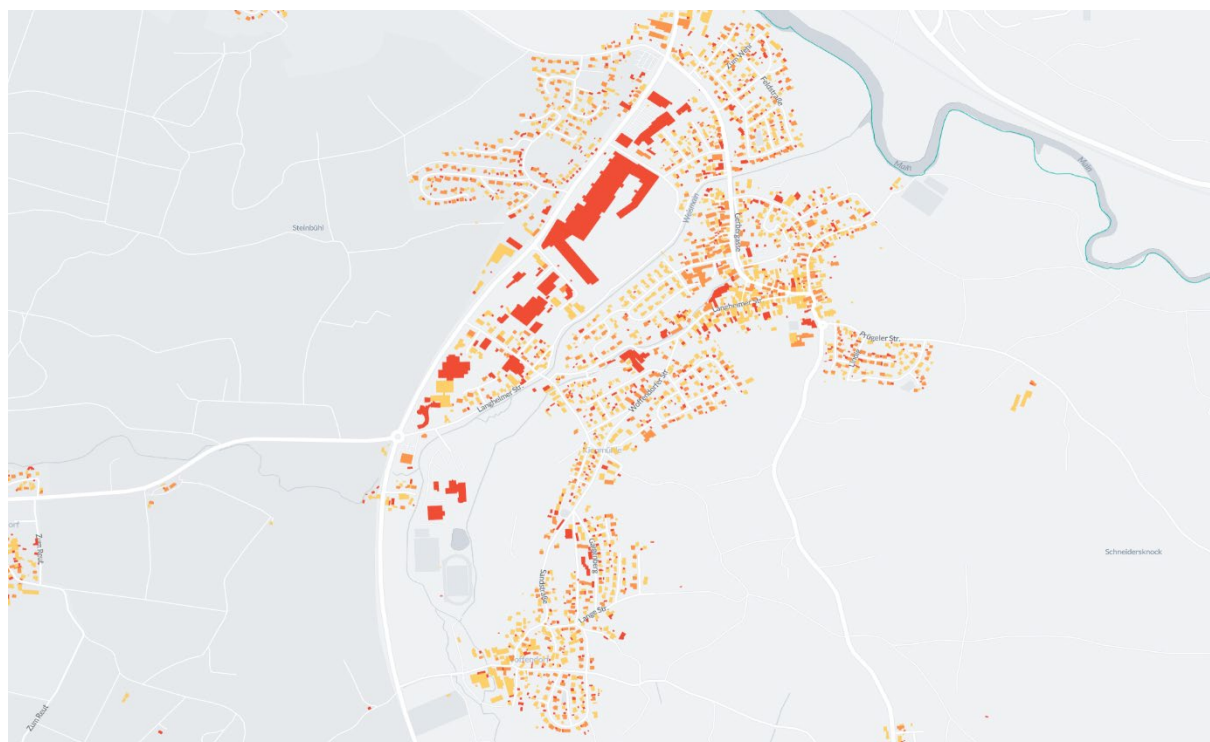


Abbildung 102: Hauptort | Kartierung des Solarpotenzials zur Wärmeerzeugung, auf Gebäudeebene dargestellt.

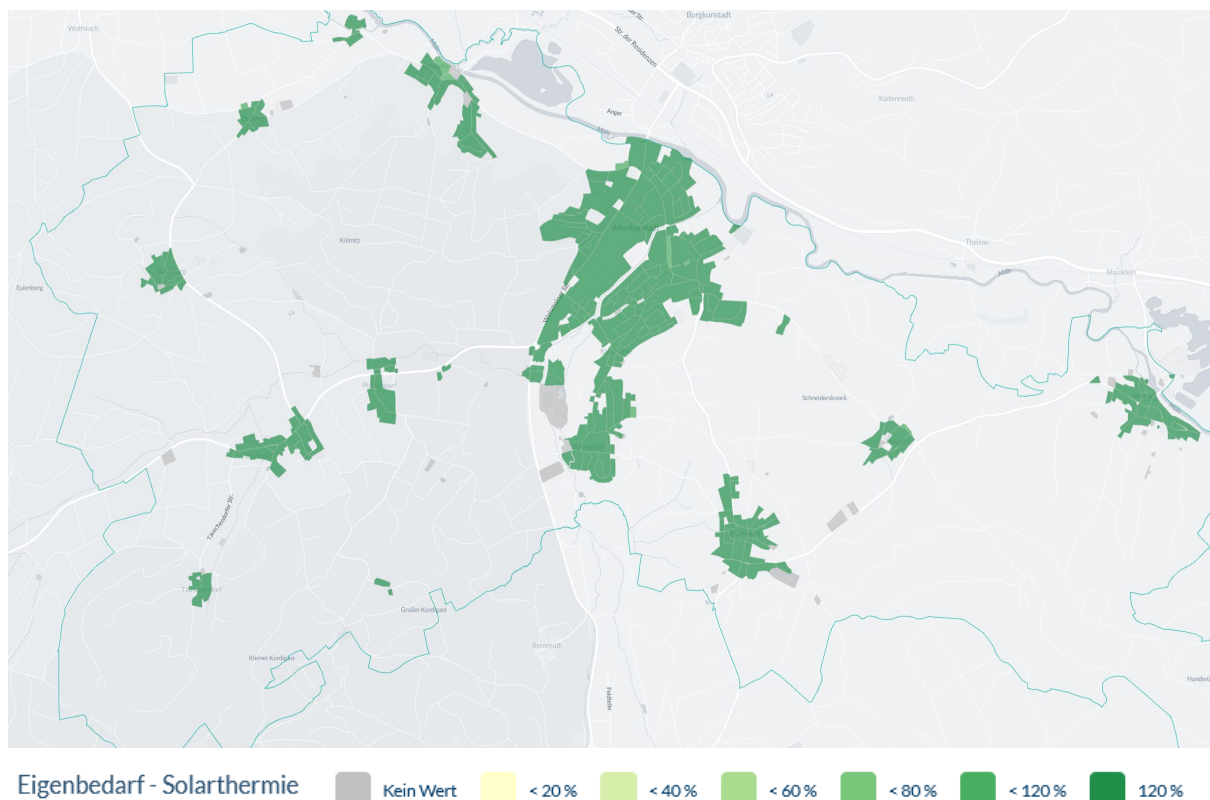


Abbildung 103: Gemeindegebiet | Darstellung der Eigenbedarfsdeckungsquote durch Solarthermie, auf Baublockebene dargestellt.

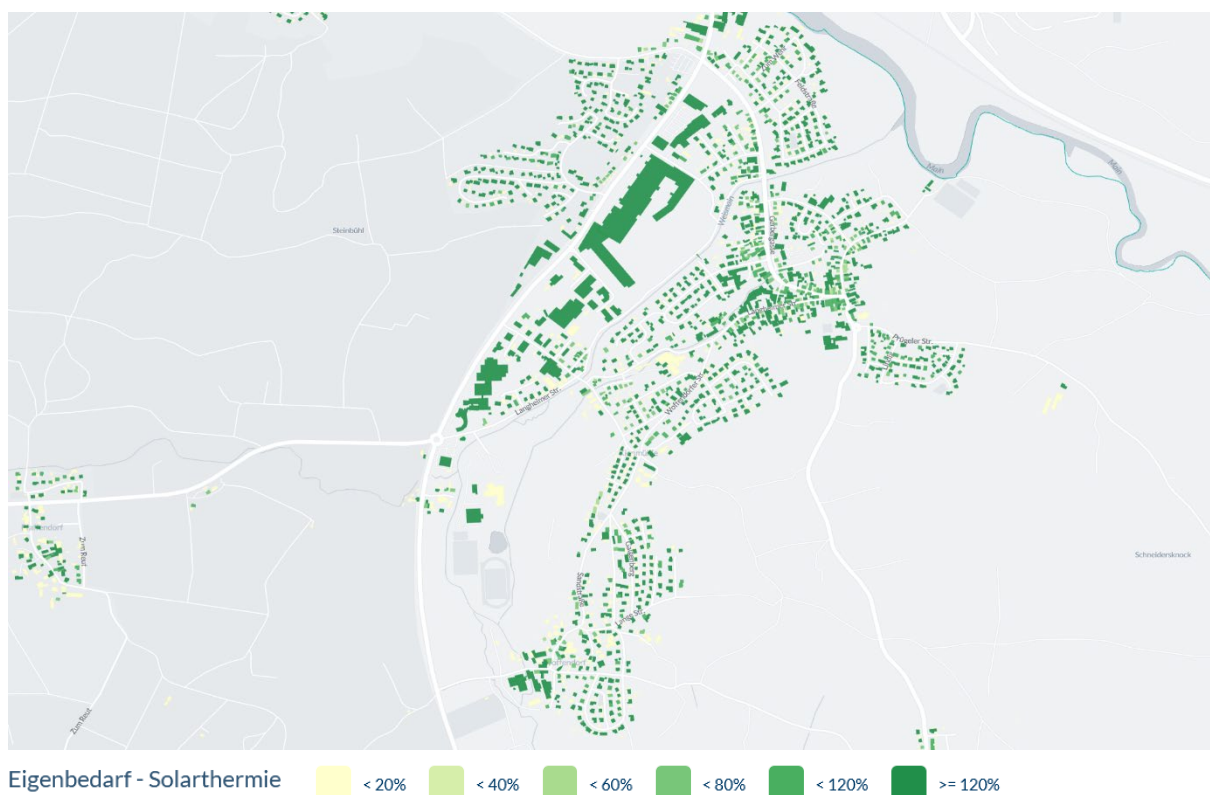


Abbildung 104: Hauptort | Darstellung der Eigenbedarfsdeckungsquote durch Solarthermie, auf Gebäudeebene dargestellt.

3.3.5. PV-Potenzial

Im folgenden Kapitel werden alle Potenzialflächen zur Nutzung von Photovoltaik (PV) behandelt.

3.3.5.1. PV-Potenzial auf Dachflächen

Hinweise zur Darstellung

Die Größe der Kreise richtet sich nach der Summe der Photovoltaik-Potenziale auf Dachflächen im Gebiet. Die Fläche eines Kreises entspricht dabei einer bestimmten Stromproduktion. Die Größe der Sektoren zeigt den Anteil des PV-Ausbaustands und des verbleibenden PV-Potenzials am gesamten PV-Potenzial. Unabhängig von der Lage bestehender Potenziale befindet sich der Mittelpunkt des Kreises an einem zentralen Punkt des Gebiets.

Datenquellen

- 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TransnetBW GmbH, TenneT TSO GmbH: Informationsplattform der deutschen Übertragungsnetzbetreiber, EEG-Jahresabrechnung der Übertragungsnetzbetreiber. Webadresse: www.netztransparenz.de.
- Bayerische Vermessungsverwaltung (2023): zweite Detaillierungsstufe des 3D-Gebäudemodells von Bayern.
- PVGIS © European Communities (2001–2021): TMY-Daten vom Zeitraum 2005 bis 2020.

Aktualität der Daten

Datenstand Bestandsdaten: 31.12.2023

Datenstand Potenzialdaten: 2023

Datenaufbereitung/Methodik

Die Potenzialdaten wurden auf Basis der zweiten Detaillierungsstufe des 3D-Gebäudemodells (LoD2) von Bayern berechnet. Für die dabei verwendete Einstrahlungsanalyse wurde auf Wetterdaten von PVGIS des EU Science Hub zurückgegriffen. Bei den Potenzialen für Photovoltaik und Solarthermie ist zu beachten, dass beide Potenziale nicht gleichzeitig voll ausgeschöpft werden können, da dafür die gleichen Flächen zu Grunde liegen. Eine detaillierte Beschreibung der Berechnungsmethodik finden Sie in Kapitel 5.1.6 des Dokuments [10]

[„Informationen zur Berechnung - Stromversorgung aus erneuerbaren Energien“.](#)

Tabelle 45: Solarenergie – Potenzial auf Dachflächen [10]

Gemeinde	Altenkunstadt
PV-Potenzial auf Dachflächen (Stromproduktion)	38.115 MWh
PV-Potenzial auf Dachflächen (Leistung)	37,5 MWp
PV-Ausbaustand auf Dachflächen (Leistung)	8,2 MWp
Verbleibendes PV-Potenzial auf Dachflächen (Leistung)	29,4 MWp
Ausbaugrad (PV)	21,8 %
Anteil denkmalgeschützter Gebäude am PV-Dachflächenpotenzial	4,6 %
Solarthermie-Potenzial (Warmwasserbereitung; alternativ zu PV-Nutzung)	6.720 MWh
ANTEILE AM PV- DACHFLÄCHENPOTENZIAL NACH NUTZUNGSART	
Wohngebäude	44,1 %
Öffentliche Gebäude	2,4 %
Gebäude Gewerbe/Handel/Dienstleistungen	3,4 %
Industrielle Gebäude	16 %
Unbeheizte Gebäude	30,6 %
Sonstige Gebäude	3,5 %
Stand	31.12.2024
Daten-Recherche und Download	zur Recherche

3.3.5.2. PV-Potenzial auf Freiflächen

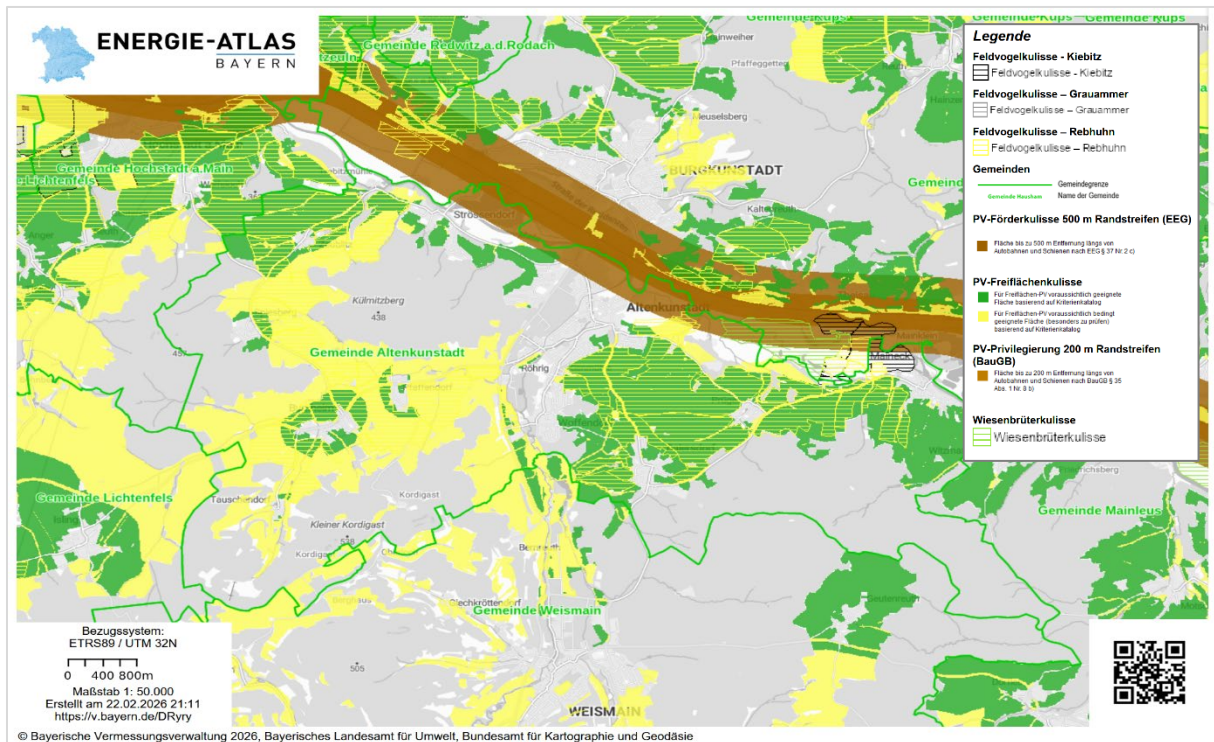


Abbildung 105: Gemeindegebiet | Gebietskulisse Photovoltaik, PV-Privilegierung und Vogelkulissen | ENERGIE-ATLAS Bayern | 2026 | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]

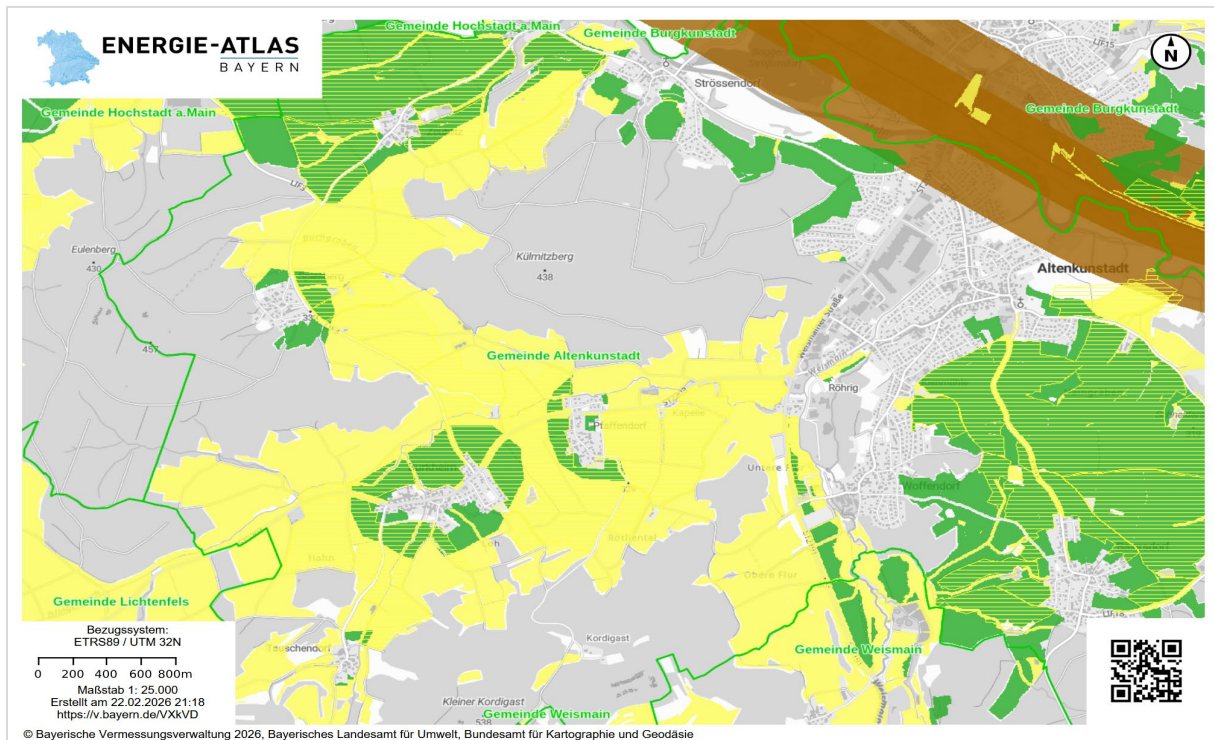


Abbildung 106: Strössendorf, Spiesberg, Tauschendorf, Burkheim, Pfaffendorf und Hauptort | Gebietskulisse Photovoltaik, PV-Privilegierung und Vogelkulissen | ENERGIE-ATLAS Bayern | 2026 | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]

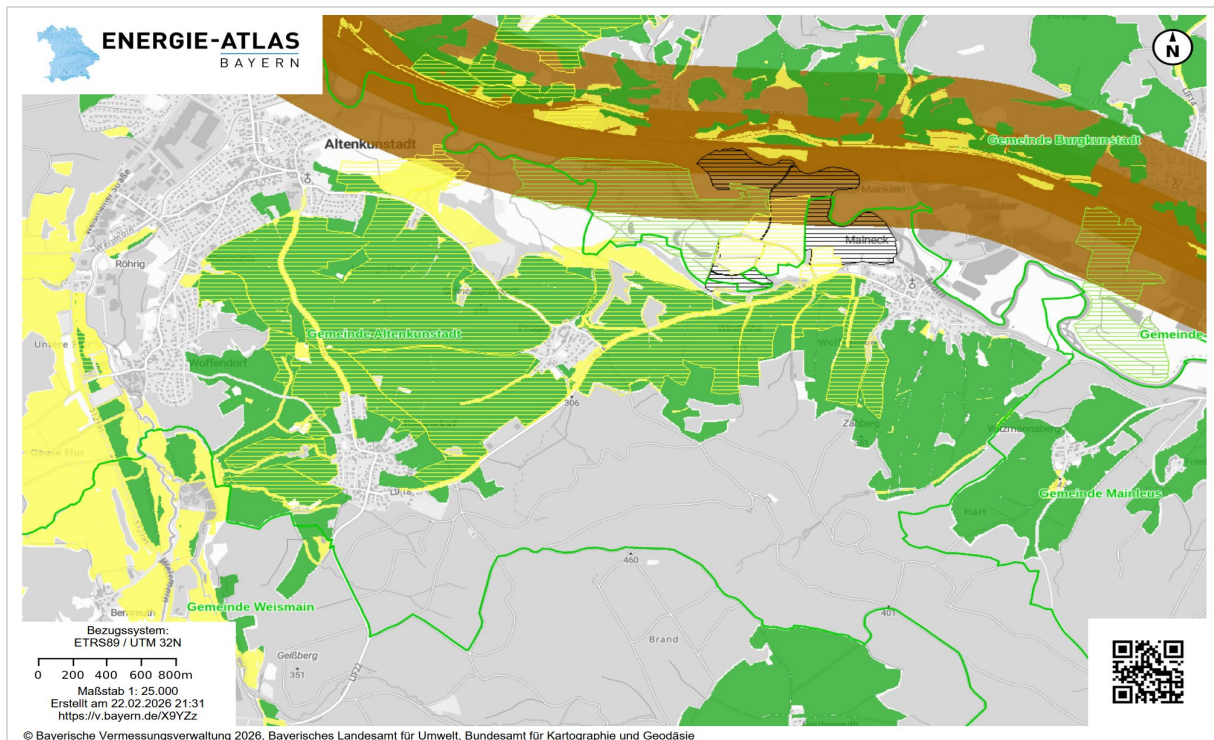


Abbildung 107: Hauptort, Baiersdorf, Prügel und Mainleek | Gebietskulisse Photovoltaik, PV-Privilegierung und Vogelkulissen | ENERGIE-ATLAS Bayern | 2026 | Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]

Seit dem EEG 2004 wird der Zubau von Photovoltaikanlagen auf Freiflächen durch das EEG räumlich gesteuert. Zu Freiflächenanlagen gehört laut EEG jede Solaranlage, die nicht auf, an oder in einem Gebäude oder einer sonstigen baulichen Anlage angebracht ist. Die geförderten Flächenkategorien änderten sich mit verschiedenen Novellen des EEG. Das EEG 2023 fördert gemäß § 37 die Errichtung von PV-FFA

- auf Flächen im Bereich von bestimmten Bebauungsplänen;
- auf Flächen, für die bestimmte Planfeststellungs- oder immissionsschutzrechtliche Verfahren durchgeführt wurden (z. B. Abfallbeseitigungsanlagen),
- auf Flächen innerhalb eines 500 Meter-Streifens entlang von Autobahnen und bestimmten Schienenwegen,
- auf Acker- und Grünlandflächen in sogenannten benachteiligten Gebieten.

Tabelle 46: Photovoltaik - Potenzial auf Freiflächen [10]

Gemeinde	Altenkunstadt
Verfügbares Potenzial (Stromproduktion)	133.856 MWh
Verfügbares Potenzial (Leistung)	132 MWp
Ausbaustand (Leistung)	0 MWp
ANTEILE AM POTENZIAL NACH FÖRDERFLÄCHEN	
PV-Förderkulisse Benachteiligte Gebiete (EEG)	132 MWp (100%)
Daten-Recherche und Download	zur Recherche

Grün markierte Flächen sind aus technisch-planerischer Sicht voraussichtlich für PV-Freiflächenanlagen geeignet, während gelb markierte Flächen nur bedingt geeignet sind und in der Regel einen erhöhten Prüf- und Abstimmungsbedarf auslösen.

Insgesamt ist das reale PV-Potenzial auf Freiflächen deutlich geringer als das theoretisch ableitbare Flächenpotenzial. Außerdem liegen nur begrenzte Flächenanteile innerhalb der privilegierten PV-Förderkulisse, insbesondere im 500-m-Randstreifen nach EEG sowie im 200-m-Randstreifen nach BauGB. Zusätzlich können Anforderungen des Hochwasserschutzes sowie Belange der Erholungsfunktion die nutzbaren Teilflächen weiter einschränken. Vogelkulisser für Kiebitz, Grauammer und Rebhuhn stellen dabei kein Ausschlusskriterium dar, müssen jedoch im Genehmigungsverfahren berücksichtigt werden, etwa im Rahmen artenschutzrechtlicher Prüfungen und durch geeignete Vermeidungs- und Minderungsmaßnahmen. Darüber hinaus ist die Flächenkonkurrenz mit der landwirtschaftlichen Nutzung zu beachten.

Es ist davon auszugehen, dass etwa 10 bis 20 % des theoretischen Potenzials tatsächlich nutzbar ist.

Datenquellen (500-m-Randstreifen)

Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) auf Grundlage von Daten des Bayerischen Landesamts für Digitalisierung, Breitband und Vermessung (LDBV): ATKIS-Basis-DLM 25

Aktualität der Daten

Berechnungsstand: April 2024 – Aktualisierung bei Bedarf.

Datenaufbereitung/Methodik

Die 500 m-Randstreifen längs von Autobahnen und Schienenwegen nach EEG werden automatisiert erstellt auf Grundlage von Geodaten (GIS). Identifizierbare Tunnelabschnitte werden ausgespart. Die Randstreifen werden entsprechend § 37 Nr. 2 c EEG ab dem äußeren Rand der Fahrbahn berechnet (gemäß verfügbarer Informationen zur Fahrbahnbreite). Es wird keine Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der Karte übernommen. Sie liefert keine rechtsverbindliche Abgrenzung der Förderflächen gemäß EEG. Diese müssen im konkreten Einzelfall überprüft werden.

Ergänzend zu den EEG-Förderflächen liefert die [PV-Freiflächenkulisse](#) eine erste Orientierung zu potenziell geeigneten Standortflächen für Freiflächen-Photovoltaikanlagen.

Datenquellen 200-m-Randstreifen

Bayerisches Landesamt für Umwelt (LfU) auf Grundlage von:

- Daten des Bayerischen Landesamts für Digitalisierung, Breitband und Vermessung (LDBV): ATKIS-Basis-DLM 25
- Daten der Deutschen Bahn (DB): Streckennetz der Deutschen Bahn

Aktualität der Daten

Berechnungsstand: April 2024 – Aktualisierung bei Bedarf.

Datenaufbereitung/Methodik

Die 200-m-Randstreifen längs von Autobahnen und Schienenwegen gemäß BauGB werden automatisiert erstellt auf Grundlage von Geodaten (GIS). Identifizierbare Tunnelabschnitte werden ausgespart. Die Randstreifen werden entsprechend § 35 Abs. 1 Nr. 8 b BauGB ab dem äußeren Rand der Fahrbahn berechnet (gemäß verfügbarer Informationen zur Fahrbahnbreite). Es wird keine Gewähr für die Vollständigkeit und Richtigkeit der Karte übernommen. Sie liefert keine rechtsverbindliche Abgrenzung der privilegierten Flächen gemäß BauGB. Diese müssen im konkreten Einzelfall überprüft werden.

3.3.6. Oberflächengewässer (Main)

Gewässerthermie in Fließgewässern (Flüsse)

- Aus dem Fluss wird je nach Bedarf und Verfügbarkeit Wasser entnommen und die enthaltene Wärme mittels Wärmetauscher teilweise entzogen.
- Mit einer Wärmepumpe wird die Temperatur auf das für die weitere Nutzung im Heizkreislauf erforderliche Niveau erhöht.
- Das Flusswasser fließt nach der Entnahme kühler in den Fluss zurück. [10]

Messstellen

Als Datengrundlage für die mittlere Abflussmenge wird die nächstgelegene Messstelle in Mainleus und für die Temperatur, die in Schwürbitz herangezogen. Bemessungszeitraum: Anfang Januar 2016 bis Ende Januar 2026.

Datengrundlage

<https://www.gkd.bayern.de/de/fluesse/wassertemperatur/elbe/mainleus-24003009/gesamtzeitraum>

<https://www.gkd.bayern.de/de/fluesse/abfluss/elbe/mainleus-24003009/gesamtzeitraum>

Bemessungsgrundlagen

https://www.lfu.bayern.de/wasser/wasserkraftnutzung_oekologie/wasserrechtliche_anforderungen/doc/3_handlungsanleitung.pdf

https://www.lfu.bayern.de/publikationen/get_pdf.htm?art_nr=lfu_was_00364

Prüfschritt 1 (maximale Entnahmemenge):

Zur Ableitung eines Ausgangswertes für Gewässer mit einem mittleren Abfluss (MQ) $\geq 1 \text{ m}^3/\text{s}$ wird der bayerische Erfahrungswert 5/12 MNQ (vgl. Restwasserleitfaden von 1999) angewandt. Für kleine Gewässer, d.h. für Gewässer mit einem mittleren Abfluss zwischen $0,4 \text{ m}^3/\text{s}$ und $1 \text{ m}^3/\text{s}$, wird der Ausgangswert 2/3 MNQ (vgl. Wasserkrafterlass Baden-Württemberg¹⁰) verwendet. Gewässer mit einem mittleren Abfluss von unter $0,4 \text{ m}^3/\text{s}$ werden im Einzelfall betrachtet).

Über den gesamten Messzeitraum von 1982 bis Januar dieses Jahres betrug der MGN $3,3 \text{ m}^3/\text{s}$. **5/12 MQN = $1,375 \text{ m}^3/\text{s}$ oder $4.950 \text{ m}^3/\text{h}$.** Es verbleiben also $1,925 \text{ m}^3/\text{s}$ im Main.

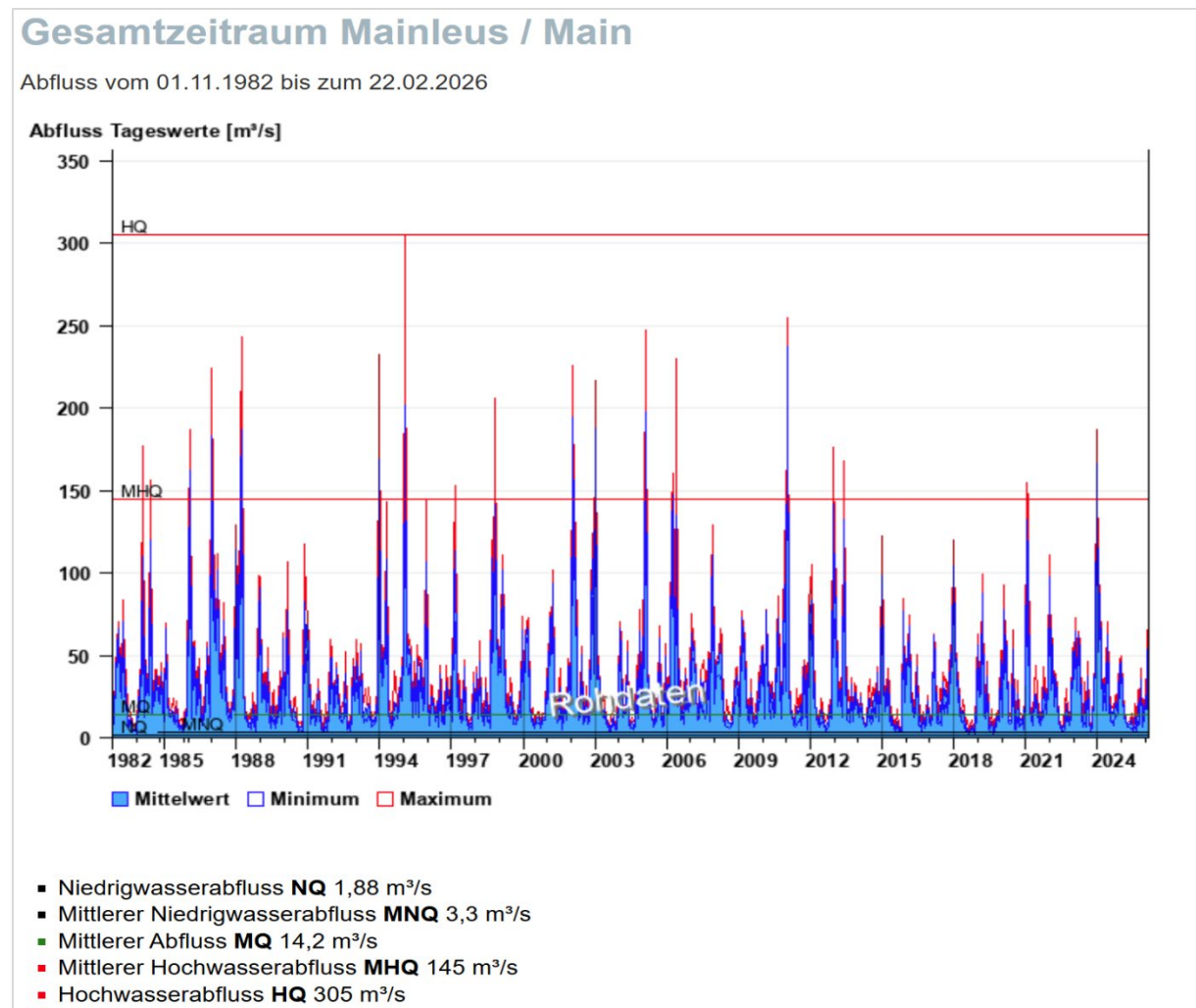


Abbildung 108: Abflusswerte Mainleus/Main | Gewässerkundlicher Dienst Bayern (LfU)

Es sind folgende Anforderungen bei der thermischen Flusswassernutzung zu beachten.

Merkblatt zum Betreiben von Flusswärmetauschern:

[https://www.bestellen.bayern.de/application/eshop_app000001?SID=1234711582&ACTIONxSESSxSHOWPIC\(BILDxKEY:%27lfu_was_00364%27,BILDxCLASS:%27Artikel%27,BILDxTYPE:%27PDF%27\)](https://www.bestellen.bayern.de/application/eshop_app000001?SID=1234711582&ACTIONxSESSxSHOWPIC(BILDxKEY:%27lfu_was_00364%27,BILDxCLASS:%27Artikel%27,BILDxTYPE:%27PDF%27))

Tabelle 47: Anforderung bei Nutzung von Gewässerthermie am Main

Gemeinde	Altenkunstadt
Minimale Gewässertemperatur ($T_{\min}$) nach vollständiger Durchmischung am Ort der Einleitung	3 °C
Temperaturschwelle: rechnerische Temperaturabsenkung nach vollständiger Durchmischung (Δ_{TGW})	3,0 K (1,5 K in Salmonidengewässern)
Max. Temperaturänderung des entnommenen Wasserstroms (Δ_{TWT}) im Wärmetauscher	10 K

Prüfschritt 2 (Temperaturgrenzwerte):

Es werden $1,375 \text{ m}^3/\text{s}$ entnommen und durch den Wärmeentzug in der Flusswasserwärmepumpe um 4 Kelvin abgekühlt. Das abgekühlte Wasser wird wieder in den Main geleitet und vermischt sich mit dem verbleibenden Wasser. Unter dieser Bedingung kann der geforderte Grenzwert von 1,5 K nicht eingehalten werden.

Bei vollständiger Durchmischung gilt (Flusstemperatur vor Entnahme = T_0):

- Gesamtabfluss: $Q = 3,3 \text{ m}^3/\text{s}$
- Entnommen und um $\Delta T = 4 \text{ K}$ abgekühlt zurück: $q = 1,2 \text{ m}^3/\text{s}$

$$T_{\text{mix}} = \frac{(Q - q) T_0 + q (T_0 - 4)}{Q} = T_0 - 4 \cdot \frac{q}{Q}$$

$$T_{\text{mix}} = T_0 - 4 \cdot \frac{1,2}{3,3} = T_0 - 1,4545 \approx T_0 - 1,45 \text{ K}$$

Es können folglich ca. $1,2 \text{ m}^3/\text{s}$ genutzt werden. Im Winter es außerdem möglich, dass das Gewässer unter 3 °C Wassertemperatur fällt und der Betrieb eingestellt werden muss.

Mögliche Leistung.

Die thermische Leistung aus der Abkühlung ergibt sich aus

$$P = \rho \dot{V} c_p \Delta T$$

Mit Wasser ($\rho \approx 1000 \text{ kg/m}^3$, $c_p \approx 4180 \text{ J/(kg K)}$), $\dot{V} = 1,2 \text{ m}^3/\text{s}$, $\Delta T = 4 \text{ K}$:

- Massenstrom: $\dot{m} = \rho \dot{V} \approx 1000 \cdot 1,2 = 1200 \text{ kg/s}$
- Leistung: $P \approx 1200 \cdot 4180 \cdot 4 \approx 2,0064 \times 10^7 \text{ W}$

Tabelle 48: Flussthermie (Main) – thermisches Potenzial

Thermische Potenzial Mainwasser	Altenkunstadt
Entnahmeleistung (Main)	20 MW
COP* bei 6/2 °C (Quelltemperatur) *	2,4
COP* bei 12/8 °C (Quelltemperatur) *	2,8
Gesamtwärmeleistung (6/2 °C 70/50 °C) *	26,2 MW
Gesamtwärmeleistung (12/8 °C 70/50 °C) *	27,3 MW
Mittlere Energiemenge (4.000 Vollaststunden/a*)	105 GWh/a
Mittlere Energiemenge (6.000 Vollaststunden/a*)	157 GWh/a
Wärmepumpenleistung 3 MW (3.952 m ³ /h verbleibend)	ca. 368 m ³ /h (Entnahmemenge)

*Wärmepumpe mit R744

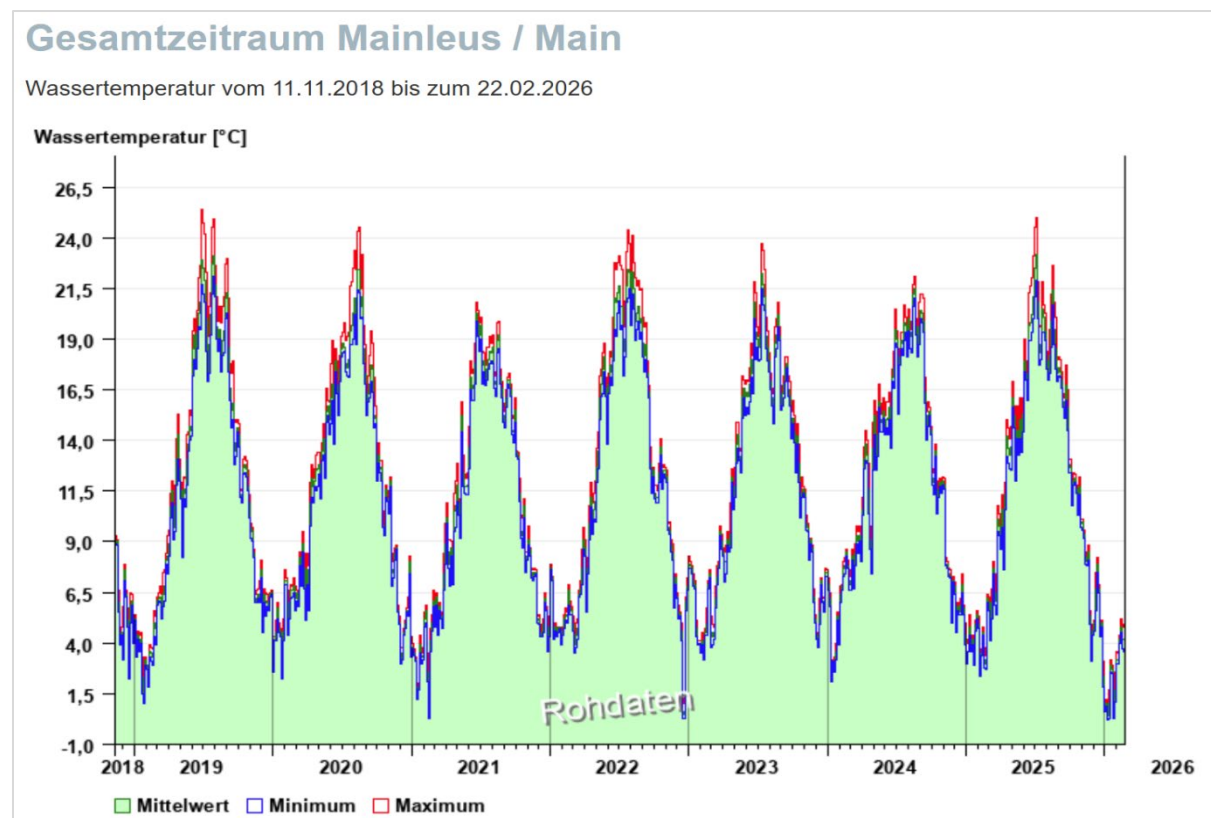


Abbildung 109: Wassertemperatur Main, Messstelle Mainleus | Gewässerkundlicher Dienst Bayern (LfU)

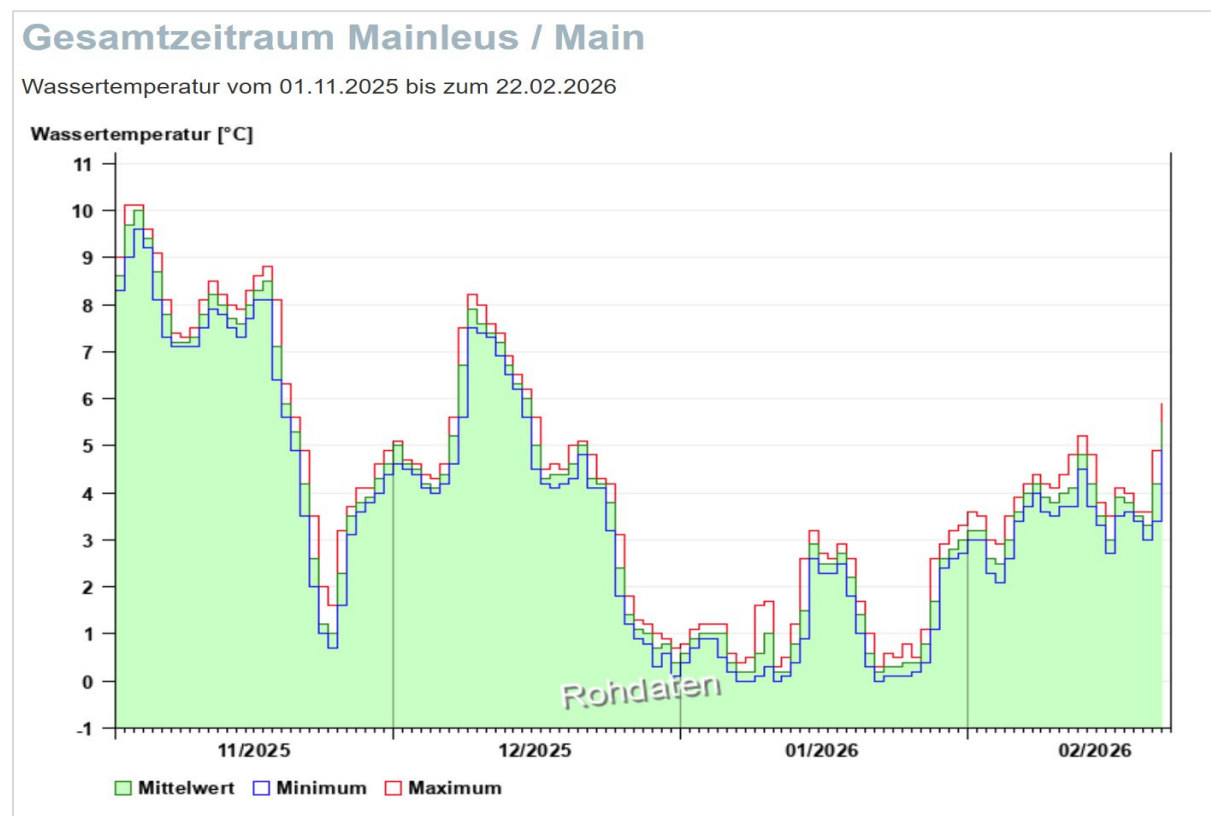


Abbildung 110: Wassertemperatur Main, Messstelle Mainleus | Gewässerkundlicher Dienst Bayern (LfU)

3.3.7. Abwassernutzung (Kanalisation)

Themenseite des ENERGIE-ATLAS Bayern. Dort sind auch einige Praxisbeispiele zu finden.

<https://www.energieatlas.bayern.de/kommunen/energiemanagement/abwasser>

Broschüre des VKU zum Thema Abwärmenutzung:

https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Publikationen/2024/240904_VKU_DWA_Abwasserwaerme_WEB-PDF.pdf

Das Wärmepotenzial von Abwasser ist regional unterschiedlich und hängt von den jeweiligen Rahmenbedingungen vor Ort wie der Abwasserinfrastruktur und dem Gebäudebestand ab. Inwieweit die Abwasserwärme in der Fläche effizient nutzbar ist, hängt also von der Entscheidung der Kommune auf Basis der jeweiligen Rahmenbedingungen ab.

Gebäudeinterne Abwasserwärmenutzungsanlagen

Innerhalb eines Gebäudes oder einer Liegenschaft kann die Abwasserwärme noch vor der Einleitung in das öffentliche Kanalisationsnetz zurückgewonnen werden. Dies kann bei hohem internen Abwasseranfall z. B. in der Industrie, in Schwimmbädern, Krankenhäusern, Hotels oder Wohnkomplexen sinnvoll sein. Der hohen Temperatur des Abwassers sowie der Nähe zum Verbraucher stehen gegebenenfalls große tageszeitliche Schwankungen des Abwasservolumenstroms sowie die i.d.R. deutlich geringere Abwassermenge im Vergleich zu einer Sammelkanalisation gegenüber. Diese Anlagen sind Teil der Technischen Gebäudeausrüstung. Die weiteren Ausführungen in dieser Information beschränken sich auf die Nutzung der Abwasserwärme im Bereich der Abwasserbeseitigungspflichtigen, also auf Anwendungen im Abwasserkanal und am Ablauf der Kläranlage.

Abwasserwärmenutzungsanlagen im Entwässerungssystem (öffentliche Kanäle)

Die Abwasserwärmenutzung aus dem Kanalnetz bietet sich an, wenn folgende

Vorteile zum Tragen kommen:

- Wärmeentnahme und Wärmenutzung erfolgen in örtlicher Nähe zueinander, sodass Transportleitungen kurz und Wärmeverluste gering sind.
- An geeigneten Stellen des Kanalnetzes (Sammler/Kläranlage) fallen große Abwassermengen an, die entsprechend hohe Potenziale für die Wärmenutzung bieten.

Technisch ist auch eine Wärmeversorgung kleiner Wohneinheiten möglich. Insbesondere unter wirtschaftlichen Aspekten sollte der Fokus jedoch auf größeren Wohnanlagen, Schulen, Verwaltungsgebäuden, Einkaufszentren oder neuen Erschließungsgebieten liegen. Weil der Einbau eines Wärmeübertragers im Zuge von Erneuerungen oder

Sanierungen von Abwasserkanälen einfacher und wirtschaftlicher ist, sollte insb. in diesen Fällen eine Abwasserwärmenutzung geprüft werden, sofern sich mögliche Wärmeabnehmer in der Nähe befinden. Beim Neubau von Kanälen gilt dies ohnehin.

Grundlegende Voraussetzung für eine sinnvolle Wärmenutzung im Kanalnetz ist eine ausreichende Abwassermenge (Trockenwetter), um die gewünschte Wärmemenge entziehen zu können. Für die realisierbare Temperaturdifferenz (Abkühlung des Abwassers) können sich aufgrund der Anforderungen der Kläranlage Einschränkungen ergeben (siehe unten). [11]

Begrenzung

Das Abwasser im Zulauf der Kläranlage sollte nicht mehr als 2–3 K (Kelvin) abgekühlt werden, wenn dadurch die Temperatur im Belebtschlamm-Bereich unter 12 °C sinkt. Im Winter kann die Temperatur nur 8 bis 10 °C betragen. Ein Wärmeentzug ist bei diesen Temperaturen wahrscheinlich eher unrealistisch, auch wenn das eingeleitete Abwasser in der Haupttransportleitung auf Abwasser anderer Kommunen trifft, und sich dieses wieder bis zur Kläranlage in Hof aufwärmt. Hier sollte das Solidaritätsprinzip gelten, damit die Kommunen in Fließrichtung auch noch Potenziale zur Verfügung haben. Es liegen leider keine Temperaturmesswerte vor, die eine Aussage zur realen Nutzbarkeit möglich machen.

Annahme mittlerer Trockenwetterabfluss Altenkunstadt 3 l/s = 10,8 m³/h:

https://www.altenkunstadt.de/downloads/wasserrecht/Anl-5_Daten_Berechnungen.pdf

Tabelle 49: Abwasser – thermisches Potenzial

Thermische Potenzial Abwasser (Unterkühlung 2,5 K)	
Abwasserstrom (mittlerer Trockenwetterabfluss)	10,8 m ³ /h
COP*	2,5
Gesamtwärmeleistung (8/5,5 °C 70/50 °C)*	52 kW
Mittlere Energiemenge 4.000 Vollaststunden/a*	0,2GWh
Mittlere Energiemenge 6.000 Vollaststunden/a*	0,3 GWh

3.3.8. Industrielle Abwärme

3.3.8.1. Brauhaus Altenkunstadt - Andreas Leikeim GmbH & Co. KG

Als Datengrundlage dient die Meldung des Brauhauses im Rahmen der Blattform für Abwärme des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), die ebenfalls im Bayerischen ENERGIE-ATLAS Bayern dargestellt wird.

Abwärmequellen im Brauprozess

Im Brauereiprozess fallen an mehreren Aggregaten und Verfahrensschritten nutzbare Abwärmeströme an. Im Sudhaus entsteht am Sudkessel während des Würzekochens ein hoher Wärmestrom über Brüden/Dampf, der mittels Brüdenkondensation (Brüdenkondensator) auf ein nutzbares Temperaturniveau überführt werden kann. Die dabei freiwerdende Kondensationswärme eignet sich insbesondere zur Vorerwärmung von Brauwasser, zur Speisung eines Heißwassernetzes sowie zur Bereitstellung von Reinigungs- und CIP-Warmwasser.

Eine weitere zentrale Quelle ist die Würzekühlung über den Plattenwärmetauscher: Die sensible Wärme der heißen Würze wird bei der Abkühlung von Kochtemperatur auf Anstelltemperatur an das Gegenmedium übertragen. Dieser Wärmestrom ist energetisch hochwertig und wird typischerweise zur Erwärmung von Brauwasser bzw. zur Rückspeisung in das Heißwassersystem genutzt.

In den nachgelagerten Prozessstufen stellt die Kälteerzeugung (Gär-/Lagertankkühlung, Kaltwasser-/Glykolnetze) eine kontinuierliche Abwärmequelle dar: Die am Verflüssiger/Kondensator der Kälteanlage abgegebene Wärme kann zur Warmwasserbereitung, zur Gebäudeheizung oder als Wärmequelle für eine Wärmepumpe herangezogen werden. Ergänzend fällt Abwärme an Druckluftkompressoren (Nachkühler/Ölkühler) an, die häufig auf einem direkt nutzbaren Temperaturniveau vorliegt und zur Brauchwassererwärmung oder in Niedertemperatur-Heizkreisen eingesetzt werden kann.

Im Bereich Abfüllung und Reinigung entstehen weitere relevante Wärmesenken/-quellen, z. B. bei Tunnelpasteuren, Flaschen-/Kistenwaschern und Wärmern, deren Prozessmedien (Wasch-/Spülwasser) kontinuierlich Wärme abgeben. Schließlich kann auch die Wärme aus warmem Prozessabwasser (CIP-Rückläufe, Spülwässer) über Abwasserwärmetauscher zur Vorerwärmung von Frischwasser zurückgewonnen werden. Insgesamt lässt sich durch systematische Wärmerückgewinnung und die Kopplung über Wärmetauscher/Heißwassernetze der spezifische Energiebedarf der Brauerei deutlich reduzieren.

Tabelle 50: Abwärmesteckbrief – Brauhaus Altenkunstadt Andreas Leikeim GmbH u. Co KG | Plattform für Abwärme (PfA) [10]

Abwärmequelle	Brauhaus Altenkunstadt Andreas Leikeim GmbH u. Co KG
Abwärmemenge	1 bis 5 GWh
Anzahl der Anlagen	6
Temperatur (Mittelwert)	30 bis 192 °C
Betriebsdauer (Mittelwert)	1.800 bis 8.760 h/Jahr
Betreiber	Brauhaus Altenkunstadt
Stand	2025
Bemerkung	Wertebereiche bei Temperatur und Betriebsdauer resultieren aus dem Vorhandensein mehrerer Anlagen am Standort.
Daten-Recherche und Download	zur Recherche
Datenquelle	Plattform für Abwärme (PfA)
PfA	Link zur Plattform

Tabelle 51: Abwärmeverteilung - Brauhaus Leikeim

Anlage	Abwärme Temperatur in °C	Potenzial in MWh/a
Sudhaus (Langheimer Straße 14)	> 110	200
Kälteanlage 2 (Langheimer Straße 14)	30	330
Kälteanlage 4 (Langheimer Straße 14)	30	420
Kälteanlage 6 (Langheimer Straße 14)	30	450
Hallenlüftung (Gewerbegebiet 4)	27	250
Summe	-	1.600

3.3.8.2. Baur Hermes Fulfilment GmbH & Co KG

Die Nutzung von Abwärme in Förder- und Handlingsystemen der Logistik (Intralogistik) bietet ein erhebliches Potenzial zur Energieeinsparung und zur Senkung der Betriebskosten. Abwärme entsteht dabei primär als Nebenprodukt durch mechanische Verluste in Antrieben, Motoren und Getrieben von Förderbändern sowie durch pneumatische Förderanlagen und wird häufig über warme Abluft an die Umgebung abgeführt.

Am betrachteten Logistikstandort fällt diese Abwärme insbesondere aus der Fördertechnik bzw. den Hubanlagen an. Die Ablufttemperaturen liegen im Winter bei etwa 22 °C und im Sommer bei rund 32 °C; die verfügbare Abwärmeleistung beträgt ca. 300 kW. Für den Standort liegt ein eigenes Transformationskonzept von BAUR vor. BAUR beabsichtigt, die Abwärme im Winter standortintern zu nutzen; für eine externe oder zusätzliche Verwertung steht das Abwärmepotenzial damit voraussichtlich nur im Sommer zur Verfügung.

3.4. Zusammenfassung geeigneter Potenziale

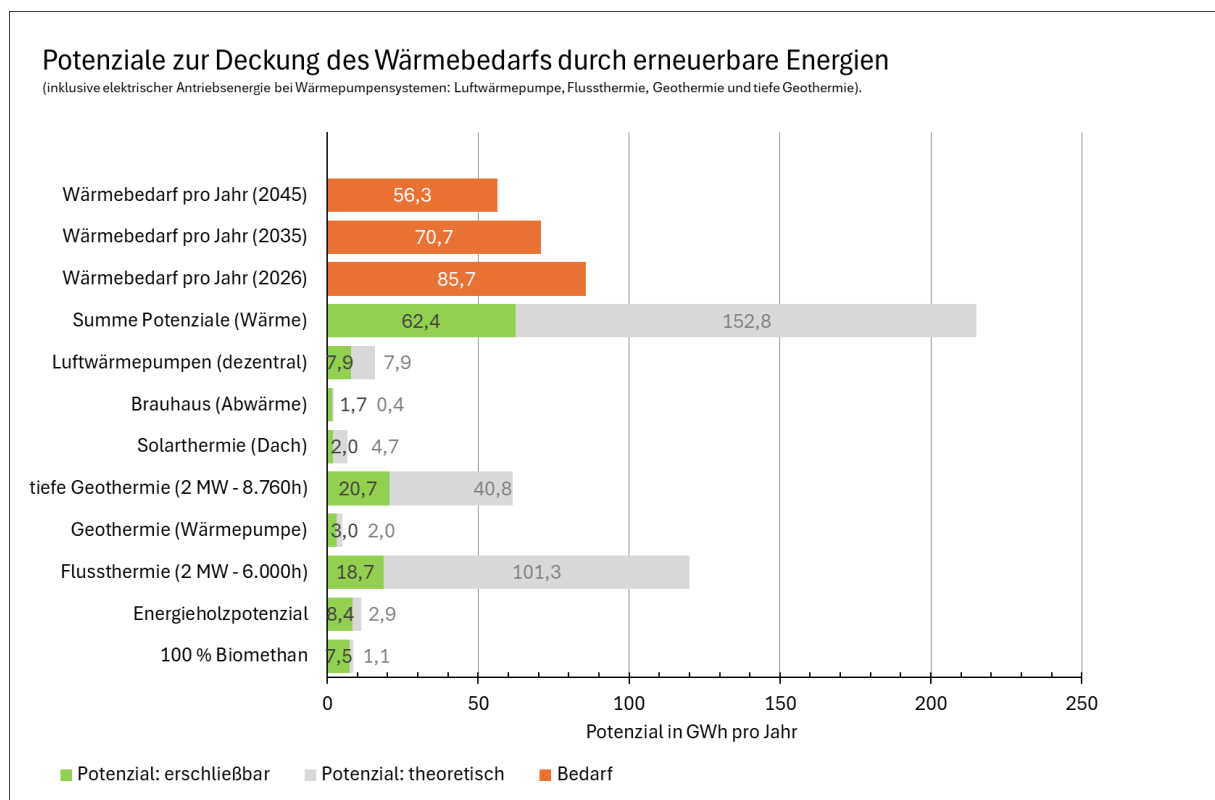


Abbildung 111: Zusammenfassung geeigneter Potenziale zur Wärmeversorgung (bilanziell) | farbige Balken = nutzbarer Anteil; graue Balken = Restanteil!

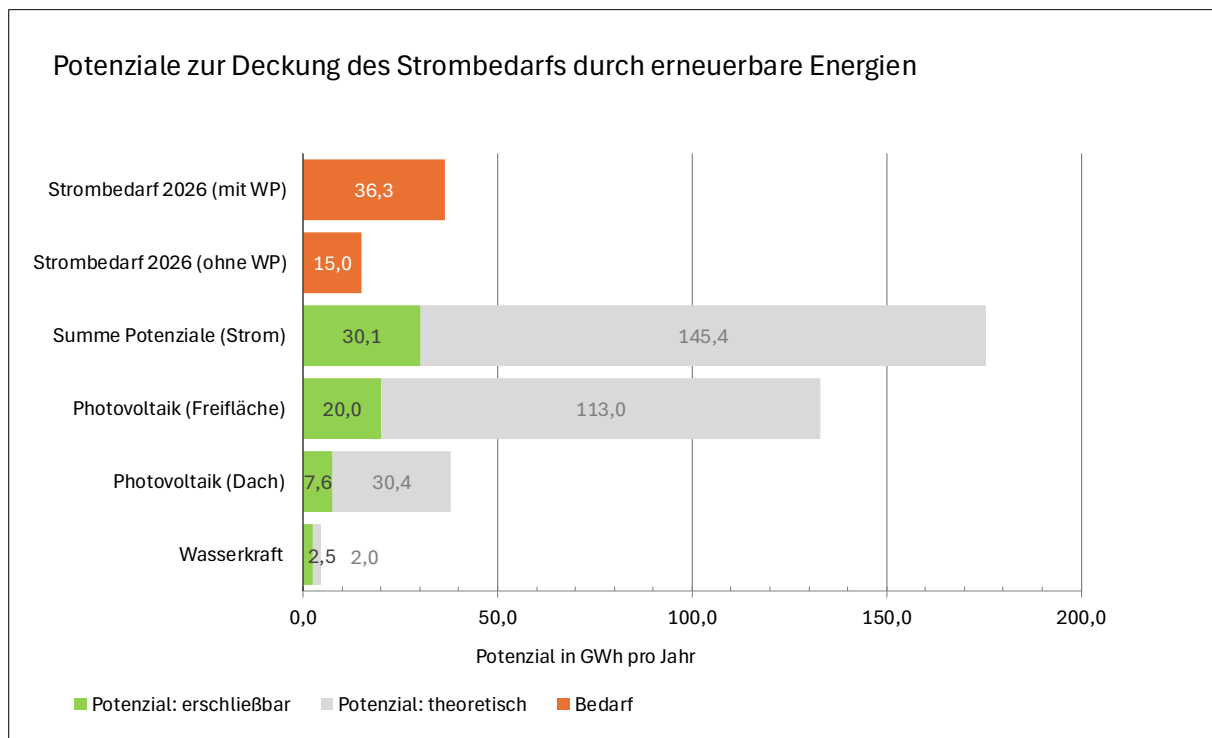


Abbildung 112: Zusammenfassung geeigneter Potenziale zur Stromversorgung (bilanziell) | farbige Balken = nutzbarer Anteil; graue Balken = Restanteil!

Die Abbildungen verwenden gestapelte Balken, bei denen sich die Teilbeiträge innerhalb eines Balkens summieren. Die in den Säulen angegebenen Zahlenwerte beziehen sich dabei immer nur auf das jeweilige Segment und sind nicht unmittelbar als Gesamtwert der gesamten Säule zu verstehen.

Die obere Abbildung gibt einen Überblick über die Potenziale zur Wärmeversorgung.

Die Biomasse (Biogas) wurde in dieser Auswertung vollständig der Wärmeversorgung zugeordnet und ist entsprechend nicht Bestandteil der Strompotenzialdarstellung. Die grünen Bereiche liefern eine erste Einordnung des technisch nutzbaren Potenzials. Die konkret gewählte Größenordnung stellt eine planerische Einschätzung im Rahmen dieses Gutachtens dar, welche Anteile unter den angesetzten Randbedingungen wirtschaftlich und rechtlich erschließbar sind. Grundsätzlich ist das Potenzial theoretisch weitgehend nutzbar; mit zunehmender Ausschöpfung steigt jedoch der Erschließungsaufwand (z. B. durch Standortrestriktionen, Genehmigungsanforderungen, Netzintegration sowie Investitions- und Betriebskosten).

Die orangen Balken in der oberen Abbildung stellen den Wärmebedarf der betrachteten Szenarien dar. Zusätzlich sind die prognostizierten Verbräuche für die Szenariojahre 2035 und 2045 ausgewiesen. In diesen Bedarfswerten ist das maximale Sanierungspotenzial bereits berücksichtigt, d. h. die dargestellten Verbräuche entsprechen bereits einem Bedarf nach Umsetzung der unterstellten Sanierungsmaßnahmen.

Die untere Abbildung beschreibt die erneuerbaren Potenziale zur Stromversorgung analog zur Wärmedarstellung. Im Abschnitt „Strombedarf mit Wärmepumpe (WP)“ ist

der zusätzliche Strombedarf bereits enthalten, der durch den Einsatz dezentraler Wärmepumpen sowie der Großwärmepumpen entsteht. Dies betrifft insbesondere das Szenario 1 mit Wärmenetz im Zusammenhang mit Flussthermie, bei dem der elektrische Energiebedarf der Großwärmepumpen explizit in den dargestellten Strombedarfen mitgeführt wird.

Auffällig ist im Bereich Wärme das hohe Potenzial der tiefen Geothermie und der Flussthermie und im Bereich Strom das ausgeprägte Photovoltaik-Potenzial. Für diese Potenziale ist jedoch die zeitliche Verfügbarkeit maßgeblich: In den Wintermonaten (ca. Mitte November bis Mitte März) kann es – abhängig von der tatsächlichen Wassertemperatur des Mains sowie ggf. wasserrechtlichen und betrieblichen Randbedingungen – dazu kommen, dass keine oder nur reduzierte Wärmeleistung aus der Flussthermie bereitgestellt werden kann. Für diesen Zeitraum ist eine ergänzende Wärmeerzeugung erforderlich, die im vorliegenden Kontext insbesondere über Biomasse abzudecken ist. Entsprechend sind Flussthermie und Biomasse kombiniert zu bewerten und auslegungstechnisch als komplementäres Erzeugungssystem zu verstehen.

Für die Dimensionierung wird von einer Aufteilung der Jahresarbeit über Vollaststunden ausgegangen: Für die Biomasse werden ca. 2.000 Vollaststunden angesetzt. Die verbleibenden ca. 4.000 Vollaststunden bzw. alternativ ca. 2.760 Teillaststunden entfallen auf den Beitrag der Flussthermie (über Großwärmepumpen im Wärmenetzkonzept). Daraus folgt, dass Biomasse primär als winterliche Absicherungs- und Spitzen-/Residuallastkomponente fungiert, während Flussthermie den überwiegenden Anteil der Jahreswärmebereitstellung in der Übergangs- und Sommerperiode übernimmt.

Ergänzend ist die tiefe Geothermie als grundlastfähige Wärmequelle zu bewerten. Analog zur Flussthermie kann sie über weite Teile des Jahres einen kontinuierlichen und planbaren Beitrag zur Wärmebereitstellung leisten und eignet sich damit insbesondere zur Deckung der Grundlast im Wärmesystem. Für die Winterperiode ist jedoch auch bei tiefer Geothermie eine ergänzende Erzeugung erforderlich, da die höchste Wärmelast in dieser Zeit auftritt und die geothermische Leistung beziehungsweise das verfügbare Temperaturniveau systemseitig nicht in jedem Fall ausreicht, um den Gesamtbedarf allein abzudecken. Im vorliegenden Kontext ist die tiefe Geothermie daher ebenfalls mit Biomasse, insbesondere Energieholz, oder mit Biogas beziehungsweise Biomethan zu kombinieren. Diese Energieträger übernehmen in der kalten Jahreszeit die Funktion der Spitzen- und Residuallastdeckung sowie der betrieblichen Absicherung. Auslegungstechnisch ist die tiefe Geothermie damit – ebenso wie die Flussthermie – als Bestandteil eines komplementären erneuerbaren Erzeugungssystems zu verstehen.

Eine saisonale Wärmespeicherung zur Verschiebung größerer Energiemengen aus dem Sommer in den Winter wird im Rahmen der angenommenen Randbedingungen als nicht wirtschaftlich bewertet. Diese Einschränkung ist analog auf den Strombereich zu übertragen: Sowohl der Strom aus Freiflächen-PV als auch aus Dach-PV ist stark

saisonal geprägt (hohe Erzeugung im Sommerhalbjahr, geringere Erzeugung im Winter). Batteriespeicher sind daher in erster Linie für den Tageslast- bzw. Tagesgangausgleich sinnvoll, nicht jedoch zur Abdeckung längerer Perioden mit geringer Erzeugung.

Zur Erhöhung der Versorgungssicherheit in längeren Dunkelflauten sowie zur Deckung des Strombedarfs in Nachtstunden kann ein Teil des Biogas- bzw. Holzgaspotenzials (z. B. Pyrolysegas) im Winter stromseitig genutzt werden. Dies kann über einen KWK-Prozess erfolgen, sodass gleichzeitig Strom bereitgestellt und die anfallende Wärme systemdienlich in das Wärmesystem integriert werden kann. Dadurch entsteht ein zusätzlicher, saisonal verfügbarer Beitrag zur Residuallastdeckung im Stromsystem, der die PV-Volatilität insbesondere in kritischen Winterperioden abfedern kann.

Luftwärmepumpen bzw. die Nutzung von Umweltwärme stellen in der Potenzialbewertung das viertgrößte Erschließungspotenzial dar. Dieses Potenzial wird überwiegend für diejenigen Teilgebiete benötigt, die in der Gesamtstrategie für eine CO₂-neutrale Einzelversorgung vorgesehen sind. Damit übernimmt Umweltwärme insbesondere dort eine zentrale Rolle, wo keine leitungsgebundene Wärmenetzversorgung vorgesehen ist und die Dekarbonisierung primär über gebäudeindividuelle Systeme erfolgt.

Für das Szenario 2 (vollständige Transformation) bzw. Szenario 1 (Teiltransformation) des Erdgasnetzes hin zu einer klimaneutralen Biomethanversorgung ist festzustellen, dass das lokal verfügbare Biogaspotenzial bei weitem nicht ausreicht, um den benötigten Energieträgerbedarf vollständig zu decken. Selbst im Szenario 3, das den Fokus noch stärker auf Wärmenetz legt, wird noch knapp doppelt so viel Biomethan verbraucht, wie lokal (Gemeindegebiet) erzeugt werden kann.

Restriktionen ergeben sich dabei insbesondere aus Flächenkonkurrenz (z. B. Landwirtschaft/Nahrungsmittelproduktion), bürokratischen Rahmenbedingungen (Genehmigung, Nachweisführung, Netzanschluss) sowie Naturschutzanforderungen und weiteren standortbezogenen Ausschlusskriterien.

Vor diesem Hintergrund sind überregionale Potenziale als zwingende Systemkomponente zu berücksichtigen. Eine fachlich plausible Option ist der Zusammenschluss mehrerer Erzeugungsstandorte mit gemeinsamer Aufbereitung und Einspeisung des Biogases als Biomethan in das lokale bzw. überregionale Gasnetz. Unter den genannten Randbedingungen stellt dieser überregionale Ansatz die einzige realistisch gangbare Lösung dar, um eine nennenswerte Biomethanquote für die Gasnetzversorgung zu erreichen.

Zusätzlich kann – sofern erforderlich – bilanziell eine überregionale Erdgasbereitstellung als Übergangs- bzw. Residuallastkomponente angesetzt werden. Dies betrifft insbesondere Zeiträume oder Szenarien, in denen die Biomethanbereitstellung trotz

überregionaler Bündelung nicht in ausreichender Menge oder zu vertretbaren Kosten verfügbar ist.

Die Versorgung mit Biomethan über die bestehende Erdgasinfrastruktur ist voraussichtlich schneller realisierbar als der Neuaufbau bzw. die Erweiterung von Wärmenetzen, da Transport und Verteilung im Gasnetz einschließlich Hausanschlüssen sowie wesentliche Betriebseinrichtungen bereits vorhanden sind und überwiegend weitergenutzt werden können. Gleichzeitig ermöglicht Biomethan eine schnelle Defossilisierung der gasbasierten Wärmebereitstellung, da Erdgas schrittweise durch einen erneuerbaren, bilanziell CO₂-neutralen Energieträger ersetzt werden kann. Voraussetzung ist eine nachhaltige Bereitstellung der Biomethanmengen sowie die Einhaltung der entsprechenden Nachweis- und Zertifizierungssysteme. Im Vergleich dazu erfordern Wärmenetze in der Regel umfangreiche Neubau- und Tiefbaumaßnahmen (Trassen, Hausanschlüsse, Übergabestationen) sowie eine schrittweise Quartierserschließung, was Planung, Genehmigung und Umsetzung zeitlich verlängert.

Auch hinsichtlich der Investitionen ergeben sich tendenziell geringere Anfangsinvestitionen, weil der Netzneubau für Wärmenetze (inkl. Baukosten und Eingriffe in den öffentlichen Raum) weitgehend entfällt. In der Folge können – bei ansonsten vergleichbaren Randbedingungen – die kapitalgebundenen Systemkosten niedriger ausfallen, was sich grundsätzlich in geringeren Verbraucherpreisen niederschlagen kann.

Diese Bewertung steht unter dem zentralen Vorbehalt, dass ausreichende Biomethanmengen (insbesondere überregional gebündelt) verfügbar sind und zu tragfähigen Energieträgerkosten bereitgestellt werden können. Damit ist die Biomethanoption insbesondere dort vorteilhaft, wo der Wärmenetzausbau technisch/ökonomisch nur mit hohem Aufwand realisierbar wäre oder die Umsetzungszeit kritisch ist.

Tabelle 52: Zusammenfassung nutzbarer Potenziale zur Deckung der Wärme- und Stromversorgung pro Jahr.

Erneuerbare Potenziale: Wärme- und Stromversorgung in Altenkunstadt pro Jahr						
Energiequelle	Potenzial (GWh) theoretisch	Potenzial (GWh) erschließbar	Gesamt-erzeugung (GWh) theoretisch	Gesamt-erzeugung (GWh) erschließbar		
100 % Biomethan	8,6	7,5	7,5	7,5	Leikeim (Baiersdorf/Prügel)	
65 % Biomethan	-	-		-		
Energieholzpotenzial	11,3	8,4	8,4	8,4		
Energiequelle			inkl. elektrischer Antriebsenergie	inkl. elektrischer Antriebsenergie	JAZ	Strombedarf
Flussthermie (2 MW - 6.000h)	120,0	12,0	186,7	18,7	2,8	13,8
Geothermie (Wärmepumpe)	5,0	2,0	7,5	3,0	3,0	1,0
tiefe Geothermie (2 MW - 8.760h)	52,0	17,5	61,5	20,7	6,5	3,2
Solarthermie (Dach)	6,7	2,0	6,7	2,0	-	-
Brauhaus (Abwärme)	1,6	1,3	2,1	1,7	4,0	0,4
Luftwärmepumpen (dezentral)	10,0	5,0	15,9	7,9	2,7	2,9
Summe Potenziale (Wärme)	215,2	55,7		62,4	Strombedarf	21,3
Wärmebedarf pro Jahr (2026)				85,7		
Wärmebedarf pro Jahr (2035)				70,7		
Wärmebedarf pro Jahr (2045)				56,3		
Wasserkraft	4,5	2,5		2,5		
Photovoltaik (Dach)	38,0	7,6		7,6		
Photovoltaik (Freifläche)	133,0	20,0		20,0		
Summe Potenziale (Strom)	175,5	30,1		30,1		
Strombedarf 2026 (ohne WP)				15,0	nicht gedeckt	
Strombedarf 2026 (mit WP)				36,3	6,2	

Der Strombedarf würde durch den Einsatz der Wärmepumpen um mindestens 23,4 GWh/a auf 38,4 GWh/a steigen. Der Ausbau der Elektromobilität ist dabei noch nicht berücksichtigt.

3.4.1. Einschränkungen beim Erschließen der Potenziale

Biomethan kann einen Beitrag zur defossilisierten Wärmeversorgung leisten, ist aber stark von den infrastrukturellen und standörtlichen Rahmenbedingungen abhängig. Eine wirtschaftliche Erschließung ist in der Regel nur dann realistisch, wenn ein Gasnetz-Verknüpfungspunkt in kurzer Distanz erreichbar ist; als Daumenregel gilt hier < 5 km, da Leitungsbau, Genehmigung und Betrieb die Kosten sonst schnell dominieren. Die Gasaufbereitung (Biogas → Biomethan) ist zudem häufig im Verbund mit weiteren Anlagen

sinnvoll, weil Skaleneffekte bei Investition, Betrieb und Wartung die spezifischen Kosten deutlich senken.

Beim Potenzial zeigt sich vielerorts, dass die einfach erschließbaren Biomethanmengen bereits weitgehend genutzt sind. Zusätzliche Steigerungen sind grundsätzlich möglich, stoßen jedoch an zentrale Grenzen: Flächenverfügbarkeit und Flächenkonkurrenz. Ein Ausbau über Energiepflanzen wäre zwar mengenwirksam und könnte – je nach Konzept – mit extensiveren Bewirtschaftungsformen kombiniert werden, bleibt aber flächenintensiv und steht damit in Konkurrenz zu anderen Nutzungen. Diese Konkurrenz verschärft sich insbesondere dort, wo Flächen alternativ für Freiflächen-Photovoltaik, Naturschutzmaßnahmen oder Nahrungs-/Futtermittelproduktion benötigt werden. Insgesamt ist Biomethan damit eher ein zielgerichteter Baustein für spezifische Anwendungen (z. B. Spitzenlast, Bestandskessel als Übergang, schwer elektrifizierbare Prozesse), während die großflächige Wärmewende meist stärker von skalierbaren erneuerbaren Wärmequellen und Wärmepumpensystemen getragen wird.

Potenzial PV-Dachflächen

Das Potenzial von PV auf Dachflächen ist theoretisch oft sehr groß, weil die Flächen grundsätzlich bereits versiegelt sind und keine zusätzliche Flächeninanspruchnahme entsteht. In der praktischen Umsetzung wird dieses Potenzial jedoch häufig deutlich reduziert, da eine Reihe von Einschränkungen berücksichtigt werden muss. Ein zentraler Punkt ist die **Statik**: Viele Bestandsdächer sind nicht ohne Weiteres für zusätzliche Lasten aus Modulen, Unterkonstruktion sowie Schnee- und Windsogreserven ausgelegt. Daraus ergeben sich entweder Begrenzungen der belegbaren Fläche oder zusätzlicher Aufwand durch Verstärkungsmaßnahmen. Ebenso relevant sind Brandschutzanforderungen, etwa notwendige Abstände zu Brandwänden, Rauch- und Wärmeabzügen, Fluchtwegen, Feuerwehruzugängen oder Anforderungen an Leitungsführung und Abschaltkonzepte. Solche Vorgaben können die nutzbare Dachfläche spürbar verkleinern und den Planungsaufwand erhöhen. Zusätzlich kann Denkmalschutz die Umsetzbarkeit deutlich einschränken:

Bei denkmalgeschützten Gebäuden (oder in Ensembles/Altstadtbereichen) sind PV-Anlagen oft nur unter strengen gestalterischen Auflagen zulässig oder werden ganz ausgeschlossen, was die nutzbare Dachfläche und die Realisierungswahrscheinlichkeit weiter reduziert.

Hinzu kommt, dass die Realisierung stark von Eigentums- und Nutzungsverhältnissen abhängt. Bei gemieteten oder verpachteten Gebäuden ist eine Umsetzung meist nur mit Zustimmung der Eigentümer möglich; zudem können Interessen zwischen Eigentümer, Mieter und Betreiber auseinanderlaufen (z. B. Investition vs. Nutzen des Eigenverbrauchs). Damit verbunden ist die Frage der Finanzierung und Betreibermodelle: Ob Eigeninvestition, Contracting, Pachtmodell oder gemeinschaftliche Lösungen (z. B. Mieterstrom/On-site-PPA) gewählt werden, beeinflusst Wirtschaftlichkeit,

Risikoallokation und Umsetzbarkeit erheblich. Zusätzlich können Netzanschlusskapazitäten, Zählerkonzepte und regulatorische Anforderungen die Umsetzung erschweren.

Bei Solarthermie auf Dachflächen erscheint das Potenzial auf den ersten Blick häufig groß, wird in der Praxis aber durch mehrere Randbedingungen deutlich eingeschränkt. Zunächst ist Solarthermie im Vergleich zu PV flächenintensiver, da für spürbare Wärmemengen meist größere Kollektorflächen benötigt werden und die Erträge zudem stark saisonal anfallen. Technisch spielen Statik und Dachzustand eine zentrale Rolle: Kollektoren, Unterkonstruktion sowie gegebenenfalls Aufständigung und Ballast erhöhen die Dachlast; bei Bestandsgebäuden sind deshalb nicht selten Verstärkungen oder eine Dachsicherung/Sanierung erforderlich. Auch Ausrichtung, Neigung und Verschattung begrenzen die nutzbaren Dachbereiche, da Solarthermie auf Verschattung besonders empfindlich reagiert.

Ein wesentlicher Unterschied zu PV ist der höhere Integrationsaufwand: Für den Betrieb braucht es hydraulische Anbindung, gut gedämmte Leitungswege, Durchdringungen und ausreichend Technikfläche. Damit verbunden ist meist ein erheblicher Speicherbedarf, weil solarthermische Erzeugung und Wärmeabnahme zeitlich nicht zusammenfallen; ohne passenden Wärmespeicher sinkt die nutzbare Solarquote deutlich. Zusätzlich hängt die Effizienz stark vom Temperaturniveau des Wärmesystems ab: Hohe Vorlauf- und Rücklauftemperaturen reduzieren die Kollektorerträge und erschweren eine wirtschaftliche Einbindung. Bei geringer Abnahme – insbesondere im Sommer – kommt es außerdem zu Stagnationssituationen mit sehr hohen Kollektortemperaturen, was Materialbeanspruchung, Wartungsaufwand und Anforderungen an die Betriebssicherheit erhöht.

Wie bei PV wirken außerdem Brandschutz- und baurechtliche Vorgaben (Abstände, Zugänglichkeit, Rettungswege, Durchdringungen) sowie organisatorische Faktoren wie Eigentümerstruktur, Betreibermodell und Finanzierung potenzialbegrenzend, weil Investition, Betrieb und Nutzen nicht immer beim gleichen Akteur liegen. Schließlich kann auch der Denkmalschutz in Altstadt- oder Ensemblebereichen die Installation stark einschränken oder nur unter gestalterischen Auflagen zulassen, wodurch die tatsächlich nutzbare Dachfläche weiter sinkt.

Bei Freiflächen-PV-Anlagen wird das theoretische Potenzial in der Praxis vor allem durch Naturschutz-/Artenschutz, Planungsrecht und Flächenkonkurrenz begrenzt. Ein häufiger Konfliktpunkt ist die sogenannte Feldvogelkulisserie: Offenlandarten wie Kiebitz, Rebhuhn (auch Feldlerche u. a.) sind auf großflächig offene, übersichtliche Agrarlandschaften angewiesen. Je nach Ausgestaltung können PV-Felder als Barriere wirken, zu Meideverhalten führen oder wichtige Brut- und Nahrungshabitate beeinträchtigen. Dadurch werden Standorte in Bereichen mit nachgewiesenen Vorkommen, Brutplätzen

oder funktional wichtigen Offenlandräumen oft fachlich kritisch bewertet bzw. benötigen aufwendige artenschutzrechtliche Prüfungen und Vermeidungs-/Ausgleichsmaßnahmen (z. B. Standortverschiebung, Puffer zu Brutbereichen, angepasste Pflegekonzepte, Aufwertungsflächen).

Zusätzlich begrenzen Schutzgebiete und Landschaftsbelange (z. B. FFH-/Vogelschutzgebiete, Biotope, Landschaftsschutz, Sichtachsen) die Realisierung, ebenso wie bauplanungsrechtliche Anforderungen im Außenbereich (Bebauungsplan, kommunale Steuerung, Eingriffsregelung). Parallel dazu besteht Flächenkonkurrenz mit der übrigen Landwirtschaft: Besonders auf guten Böden ist die Umwidmung zu PV politisch und gesellschaftlich sensibel, weil sie Nahrungs-/Futtermittelproduktion, Pachtpreise und betriebliche Entwicklung beeinflussen kann. Dieser Zielkonflikt lässt sich teilweise über Agri-PV oder biodiversitätsorientierte Konzepte (extensive Nutzung, Grünlandpflege, Blühstreifen, Schafbeweidung) entschärfen – ersetzt aber nicht die standortspezifische Prüfung, ob Offenland- und Feldvogelbelange am geplanten Standort überhaupt verträglich lösbar sind.

Bei Luft/Wasser-Wärmepumpen (LWP) liegt das technisch nutzbare Potenzial zwar grundsätzlich „überall“ vor, in der Praxis wird die Einsetzbarkeit aber durch mehrere Randbedingungen begrenzt. Entscheidend ist zunächst das Temperaturniveau im Gebäude bzw. im Netz: Je höher die benötigten Vorlauftemperaturen (z. B. unsanierte Gebäude mit Radiatoren, hohe Netztemperaturen), desto schlechter werden Effizienz (COP/JAZ) und Wirtschaftlichkeit, insbesondere bei niedrigen Außentemperaturen. Deshalb sind LWP besonders geeignet in Niedertemperatur-Systemen (Flächenheizung, große Heizflächen, abgesenkte Vorlauftemperaturen) oder wenn begleitend Gebäudesanierung/Temperaturabsenkung erfolgt.

Ein weiterer wesentlicher limitierender Faktor ist der Standort. Außengeräte benötigen ausreichend Platz, geeignete Aufstellflächen und gute Luftführung; gleichzeitig sind Lärmschutz und Nachbarschaftsverträglichkeit häufig kritisch (Abstände zu Fenstern/Nachbargrenzen, Nachtbetrieb, tonale Anteile). In dicht bebauten Bereichen kann die schalltechnische Einhaltung der Immissionsrichtwerte (z. B. durch Aufstellort, Schallschutzhauben, Entkopplung) den Einsatz deutlich erschweren oder verteuern.

Zusätzlich ist der elektrische Netzanschluss ein praktisches Nadelöhr: Wärmepumpen erhöhen die Anschlussleistung, benötigen ggf. Leistungserhöhung am Hausanschluss, passende Zähler-/Tarifkonzepte und können – bei größerer Dichte im Quartier – zu Anforderungen an das lokale Verteilnetz führen. Gerade bei größeren Anlagen/Quartierslösungen sind außerdem Platz und Kosten für Technik (Hydraulik, Pufferspeicher, ggf. Spitzenlastkessel) zu berücksichtigen.

Für die Einordnung in diesem Projekt ist wichtig: In dem betrachteten Szenario wurde keine eigene Potenzialermittlung für Luftwärmepumpen durchgeführt. Entsprechend können hier keine belastbaren Mengen (MWh/a) ausgewiesen werden; die LWP ist

vielmehr als Option zu verstehen, deren tatsächlicher Beitrag standort- und gebäudespezifisch (Temperaturniveau, Lärm, Netzanschluss, Platz) separat zu prüfen wäre.

Bei der Geothermienutzung (oberflächennahe Geothermie) wird das theoretische Potenzial in der Praxis vor allem durch Flächenverfügbarkeit, Untergrund-/Hydrogeologie, Genehmigungen und den langfristig nachhaltigen Betrieb (Regeneration) begrenzt. Je nach System – Erdkollektor/Grabensystem oder Erdsondenbohrung – verschieben sich die Restriktionen.

Fläche und Einbauart:

Flache Systeme wie Grabenkollektoren bzw. Erdkollektoren benötigen viel Grundstücksfläche und stehen in Konkurrenz zu anderer Nutzung (Bebauung, Stellplätze, Leitungen, Bäume). Zusätzlich sind Mindestabstände und geeignete Bodenverhältnisse nötig. Erdsonden benötigen dagegen deutlich weniger Oberfläche, erfordern aber Bohrungen (Investition, Logistik, Zugang für Bohrgerät) und sind stärker von geologischen Schichten, Bohrbarkeit und dem thermischen Verhalten des Untergrunds abhängig.

Grundwasser und Hydrogeologie:

Grundwasser ist ein zentraler Randfaktor. In Wasserschutzgebieten oder bei empfindlichen Aquiferen gelten häufig strenge Anforderungen oder Einschränkungen. Bohrungen müssen so ausgeführt werden, dass keine hydraulischen Kurzschlüsse zwischen Grundwasserstockwerken entstehen und keine Beeinträchtigung der Wasserqualität möglich ist. Je nach Region können auch bergrechtliche/wasserrechtliche Genehmigungen, Auflagen zur Verpressung und Dokumentation sowie zusätzliche Gutachten erforderlich werden.

Thermische Wechselwirkungen und Abstände:

Bei Sondenfeldern sind die Abstände zwischen den Sonden sowie zu Nachbaranlagen wichtig, um gegenseitige Abkühlung zu vermeiden. Eine zu hohe Entzugsdichte führt langfristig zu sinkenden Quellentemperaturen und damit zu schlechterer Effizienz und Leistung. Das ist insbesondere in dicht bebauten Gebieten relevant, wo viele Anlagen konkurrieren könnten.

Regeneration als Schlüssel (und Sommerlast als Vorteil):

Für einen nachhaltigen Betrieb ist die Regeneration des Untergrunds entscheidend – also die jährliche Rückführung von Wärme, damit sich das Temperaturniveau nicht über Jahre „leerzieht“. Optimal ist eine Sommerkühllast (Gebäudekühlung), weil dabei Wärme in den Boden eingetragen wird: Das verbessert die Bilanz, stabilisiert Quellentemperaturen und erhöht die Jahresarbeitszahl im Winter. Auch regenerative Einträge über Solarthermie oder Abwärme können die Regeneration unterstützen. Ohne ausreichende Regeneration muss die Entzugsleistung konservativer angesetzt werden, was das nutzbare Potenzial reduziert.

Bei einer tiefegeothermischen Erschließung mit einem Temperaturniveau von etwa 45 °C bestehen wesentliche Einschränkungen hinsichtlich der direkten Nutzbarkeit. Dieses Temperaturniveau ist in der Regel nur in Niedertemperatur-Wärmesystemen wirtschaftlich und technisch sinnvoll einsetzbar und eignet sich damit insbesondere für Wärmenetze in Neubaugebieten, sanierte Bestandsquartiere oder neuere Gebäude mit Flächenheizungen bzw. geringen erforderlichen Vorlauftemperaturen. Für unsanierte Altbauten mit klassischen Heizkörpersystemen ist ein solches Temperaturniveau in der Regel nicht ausreichend, sofern nicht zusätzliche Temperaturerhebungen oder gebäudeseitige Sanierungsmaßnahmen erfolgen. Auch für die Trinkwarmwasserbereitung ist häufig eine ergänzende Temperaturerhöhung erforderlich. Tiefe Geothermie auf diesem Temperaturniveau ist daher vorrangig als grundlastfähige Wärmequelle zu bewerten, die im Winter durch zusätzliche Wärmeerzeuger, insbesondere Biomasse, Biogas oder Biomethan, ergänzt werden muss. Erschwerend kommt hinzu, dass die bei tiefer Geothermie bereitgestellte Wärme häufig über größere Entfernungen mittels Fernleitung zum eigentlichen Versorgungsgebiet transportiert werden muss. Dadurch steigen der infrastrukturelle Aufwand, die Investitionskosten und die Wärmeverluste. Die wirtschaftliche Nutzbarkeit hängt daher in besonderem Maß von der Entfernung zwischen Erschließungsstandort und Abnehmern, von einer ausreichend hohen Wärmedichte sowie von einer verlustarmen Einbindung in ein Niedertemperatur-Wärmenetz ab.

Gewässerthermie bietet grundsätzlich ein hohes, gut skalierbares Potenzial, ist in der praktischen Wärmenetzversorgung aber stark vom Winterbetrieb abhängig. Gerade in der Heizperiode sinken die Wassertemperaturen und gleichzeitig steigt die Wärmelast deutlich an. Dadurch nimmt die Leistungsfähigkeit bzw. Effizienz der Wärmepumpen ab, und es kann – je nach Auslegung, Entnahmerechten und Mindesttemperaturanforderungen – zu einer Begrenzung der entziehbaren Wärmeleistung kommen. Für ein Wärmenetz bedeutet das: Gewässerthermie kann häufig einen großen Anteil der Jahresarbeit liefern, benötigt aber im Winter in vielen Fällen eine Ersatz- bzw. Zusatzleistung zur gesicherten Versorgung.

Diese Ersatzleistung kann je nach Systemkonzept z. B. über Spitzenlastkessel (biogen/Power-to-Heat/ggf. Übergangslösungen), zusätzliche Wärmepumpenquellen (Abwärme, Geothermie), Wärmespeicher oder eine bivalente Auslegung bereitgestellt werden. Besonders wichtig ist zudem ein niedriges Netztemperaturniveau, da dies die Wärmepumpeneffizienz bei kalten Quelltemperaturen verbessert und damit den Bedarf an Zusatzleistung reduziert. Insgesamt ist Gewässerthermie daher häufig der mengenmäßig größte Baustein zur Defossilisierung – aber in der Regel nicht als alleinige Quelle, sondern als Grundlastsystem, das im Winter durch Spitzen-/Reservekapazitäten abgesichert werden muss.

Biomethan ist aufgrund seiner Flexibilität und Speicherfähigkeit sowohl als Grund-, Mittel- und als Spitzenlast-Energieträger/Energiequelle geeignet. Zudem kann landwirtschaftlicher Energiepflanzenanbau durch geeignete Pflanzen und Bewirtschaftungsmethoden nachhaltig und klimafreundlich sein. Außerdem könnten auch Pflanzenreststoffe genutzt werden, die bisher ungenutzt blieben. In Kombination mit Pyrolyse-Anlagen könnten sogar, unter gewissen Umständen, bilanziell negative CO₂-Emissionen erzeugt und gleichzeitig Humus wieder aufgebaut werden. Außerdem erhöht sich der Methan-Output der Biogasanlage [12].

Eine Aufbereitungsanlage für Rohbiogas zu Biomethan und eine Verdichterstation wären kurz- bis mittelfristig umsetzbar. Das bestehende Erdgasnetz könnte weiter genutzt werden, und die Kunden könnten außerdem ihre Bestandsanlagen (Erdgas-Heizkessel) weiterbetreiben. Es könnten außerdem schnell große CO₂-Minderungspotenziale ausgeschöpft werden. Aktuell ist die Mischung aus 65 % Biomethan und Erdgas noch wirtschaftlicher. Biomethan ist primär für die Gebiete geeignet, in denen sich ein Wärmenetz nicht wirtschaftlich betreiben lässt. Dies betrifft Neubaugebiete und Gebiete mit geringer Wärmeliniendichte (dörfliche Siedlungsstrukturen).

Feste Biomasse (Energieholz/Waldrestholz) stellt eine wichtige Größe dar. Vor allem für die Heizperiode (Mittellast) ist dieses Potenzial unverzichtbar. Die Nutzung sollte allerdings größtenteils in effizienten Großfeuerungsanlagen im Zusammenhang mit Wärmenetzen stattfinden, um die Emissionen auf ein Minimum zu reduzieren. Ein zweiter Vorteil: Holz ist ein guter Energiespeicher und kann bis in die Heizperiode gelagert werden, ohne nennenswerten Energieinhalt zu verlieren.

Feuerungsanlagen größer als 1 MW Feuerungswärmeleistung fallen unter die 4. BImSchV (Verordnung über genehmigungsbedürftige Anlagen). Durch das aufwändigere Genehmigungsverfahren muss mit zusätzlichen Kosten gerechnet werden (Gutachterkosten/Genehmigungskosten). Außerdem ist mit erhöhtem zeitlichem Aufwand zu rechnen. Die optimale Anlagengröße liegt im Bereich von fünf bis zehn Megawatt.

Die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW) macht außerdem Vorgaben zum zulässigen Biomasseanteil. Bis 20 km Netzlänge (Hauptleitungen) sind 100 % Biomasseanteil möglich. Von 20 bis 50 km Netzlänge maximal 25 %, ab 50 km höchstens 15 %.

Geothermie: Für Neubauten sowie neuere Bestandsgebäude und Quartiere stellt Geothermie eine geeignete Option zur Wärmeversorgung dar. Für Altenkunstadt ist die Standortgüte überwiegend als mäßig bis gut einzustufen. Vor einer Umsetzung sind jedoch standortbezogene Fachgutachten einzuholen, insbesondere zur lokalen Geologie und zu potenziellen Auswirkungen auf das Grundwasser.

In Kombination mit Niedertemperatur-Wärmeübergabesystemen (z. B. Flächenheizungen) und bei nachgewiesener ausreichender Regeneration des Erdreichs im Umfeld der Entnahmestelle kann Geothermie langfristig und wirtschaftlich betrieben werden. Aufgrund der vergleichsweise hohen Investitionskosten ist der Einsatz vorzugsweise zur Deckung des Grundlastwärmebedarfs auszulegen.

Die Gewässerthermie bietet im Vergleich zur rein standortbezogenen Abwärmenutzung häufig den größeren Hebel für die Defossilisierung der Wärmeversorgung, weil sie als grundsätzlich breit verfügbares, skalierbares Wärmequellenkonzept unabhängig von Produktionsprozessen funktioniert. Sie ist hinsichtlich Systemaufbau und Betriebsweise grundsätzlich mit der Geothermie vergleichbar. Für die Einholung sämtlicher erforderlicher Genehmigungen ist jedoch ein erhöhter Zeitbedarf einzuplanen. Limitierende Randbedingungen ergeben sich insbesondere aus den einzuhaltenden Gewässergrenzwerten (vgl. 3.3.6) sowie aus den im Winter niedrigen Gewässertemperaturen.

Aufgrund dieser Rahmenbedingungen ist Gewässerthermie in den meisten Anwendungsfällen als Bestandteil eines hybriden Erzeugungssystems auszulegen und mit zusätzlichen Wärmeerzeugern zur Abdeckung der Mittel- bzw. Spitzenlast zu kombinieren. Das Szenario ist zudem in der Regel in Verbindung mit Wärmenetzen zu konzipieren.

Industrielle Abwärme: die diversen Abwärmequellen im Brauhaus Leikeim weisen ein verwertbares Potenzial auf, unterscheiden sich jedoch deutlich in ihrer energetischen Qualität und damit in der praktischen Nutzbarkeit. Besonders hervorzuheben ist das Sudhaus mit Abwärmertemperaturen von über 110 °C. Dieses Temperaturniveau ermöglicht – je nach Auslegung des Wärmenetzes – eine direkte Nutzung über Wärmetauscher ohne vorgelagerte Temperaturerhöhung. Dadurch eignet sich die Sudhausabwärme sehr gut als zuverlässige Einspeisequelle für ein Niedertemperatur-Wärmenetz. Zusätzlich sprechen die in der Regel hohe Verfügbarkeit des Prozesses sowie die Innenstadtlage für geringe Transportwege und damit niedrige Verteilverluste, was die Wirtschaftlichkeit weiter verbessert.

Demgegenüber stammen die übrigen Potenziale überwiegend aus Kälteprozessen (30 °C Abwärmtemperatur) sowie aus der Hallenlüftung (ca. 27 °C Abwärmtemperatur). Diese Quellen liefern hauptsächlich Niedertemperaturwärme, die nicht direkt netztauglich ist und für eine Einspeisung in der Regel eine Wärmepumpe zur Temperaturanhebung erfordert. Zudem ist bei diesen Quellen häufig von einer produktionsabhängigen Verfügbarkeit auszugehen, da der Betrieb typischerweise nicht durchgehend im 24/7-Modus erfolgt. Für eine stabile Einbindung in ein Wärmenetz sind daher ergänzend Betriebsstrategien, ggf. Pufferspeicher und eine auf den tatsächlichen Lastgang abgestimmte Wärmepumpenauslegung sinnvoll. Insgesamt ergibt sich damit ein plausibles Stufenkonzept: Sudhausabwärme als direkt nutzbare, hochwertige Basisquelle und die Kälteabwärme als mengenmäßig großer, aber temperaturseitig anspruchsvollerer Baustein, der über Wärmepumpentechnik erschlossen werden kann.

Da bei der BAUR-Gruppe die Abwärme nur während der Sommermonate verfügbar wäre und das Temperaturniveau zwischen 25 und 30 °C liegt, wird dieses Potenzial nicht betrachtet.

KWK-Anlagen: In Kombination mit Wärmepumpen spielen KWK-Anlagen eine wichtige Rolle, da sie z. B. während einer Dunkelflaute sowohl Strom für den Betrieb von Wärmepumpen als auch Wärme produzieren können. Für eine schnelle Umsetzung könnten die Anlagen zu Beginn mit Erdgas betrieben und später auf klimafreundlichere Gase wie Biogas oder Wasserstoff umgestellt werden. Es gibt allerdings auch hier eine Einschränkung durch die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze: Wenn das BHKW mit Erdgas betrieben wird, dürfen nur maximal 15 % der eingespeisten Wärmeenergie damit erzeugt werden. Die hohen Investitionskosten erfordern lange Laufzeiten (Grundlastdeckung). Um dies zu erreichen, wird ein Abnehmer benötigt, der ganzjährig sowohl Wärme als auch Strom benötigt (kleine Quartiere, Altenheime ...).

Erdgas-/Biogaskessel: Auftretende Lastspitzen, wie sie z. B. bei sehr kalten Außentemperaturen auftreten, werden größtenteils über Gaskessel abgedeckt. Die spezifischen Betriebskosten müssen niedrig sein, da diese Wärmerzeuger oft nur wenige hundert Stunden im Jahr in Betrieb sind. Emissionsrechtlich gibt es dafür nur wenige Auflagen, was die Projektumsetzung beschleunigen kann. Allerdings ist ein konventioneller Erdgaskessel, im Kontext der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze, in einem neuen Wärmenetz auf maximal 10 % der eingespeisten Wärmemenge beschränkt. Der Kessel könnte aber auch mit Biogas, Biomethan oder Wasserstoff betrieben werden, was diese Beschränkungen aufheben würde.

In der folgenden Tabelle werden noch einmal alle potenziellen Wärmequellen hinsichtlich der möglichen Einsatzplanung, des Umsetzungszeitraumes (Projektintegration), ihrer Eignung (Bewertung) und der Integration in das dazugehörige Energiesystem bewertet.

Tabelle 53: Wärmepotential: Einsatzplanung, Umsetzungszeitraum, Bewertung und Zugehörigkeit zum Energiesystem

Potenzial	Einsatzplanung	Umsetzungszeitraum	Bewertung	Energiesystem
Biomethan 100 %	Grund-, Mittel- und Spitzenlast	3–5 Jahre	++	Erdgasnetz
Energieholzpotenzial	Mittellast	3–10 Jahre	++	Fernwärme/Quartier
Geothermie/tiefe Geothermie	Grund -und Mittellast	3–10 Jahre	0	Gebäude/Quartier/ Wärmenetze
Flussthermie (Main)	Grund -und Mittellast	3–10 Jahre	++	Fernwärme
Abwärme Brauhaus	Mittellast	3–10 Jahre	0	Fernwärme
Erdgas/Biogas KWK-Anlagen	Grund-, Mittel- oder Spitzenlast	3–6 Jahre	+	Fernwärme
Erdgas-/Biogaskessel	Spitzenlast	2–4 Jahre	+	Fernwärme

4. Zielszenario

Projektziel ist die Entwicklung eines Szenarios zur Deckung des zukünftigen Wärmebedarfs mit erneuerbaren Energien zur Erreichung einer klimaneutralen Wärmeversorgung. Dazu gehört eine räumlich aufgelöste Beschreibung der dafür benötigten künftigen Versorgungsstruktur im Jahr 2045 mit Wegmarken in den Jahren 2030, 2035 und 2040. Dies gelingt durch die Ermittlung von Eignungsgebieten für neue bzw. zu erweiternde Wärmenetze und die Einzelversorgung der Gebäude.

4.1. Bedarfsreduzierung

Ausgehend von der IST-Bilanz können Reduktionsfaktoren je Sektor angewandt werden, um den zukünftigen Wärmebedarf abzuschätzen. **Maßgeblich für die Beurteilung solcher Reduktionsfaktoren sind:**

- der Zusammenhang zwischen Energieeinsparung und Treibhausgas-Minderung
- die Potenziale durch Energieeinsparung
- der Zusammenhang zwischen Substitution fossiler Energieträger und Treibhausgas-Minderung
- die Ausnutzung der ermittelten lokalen Potenziale erneuerbarer Energien
- der Einfluss synthetischer Energieträger und dafür erforderlicher Strombedarf

Wesentliche Maßnahmen zur Minderung bzw. Änderung des Wärmebedarfs sind:

- energetische Gebäudesanierung
- Änderungen am Gebäudebestand (Neubau, Nachverdichtung, Abriss)
- Neuansiedlung oder Abwanderung von Betrieben
- Reduzierung beim Energiebedarf in Betrieben durch Effizienzmaßnahmen, Produktionsschwankungen etc.
- veränderte Gebäudenutzungen (Umwidmungen)
- Effekte des fortschreitenden Klimawandels (gegebenenfalls mit zusätzlichem Kühlbedarf)

4.1.1. Sanierungsmaßnahmen

Die Bewertung der im Zuge von Sanierungsmaßnahmen zu hebenden Potenziale und deren Wirksamkeit ist bereits in Kapitel 3.1 dargestellt.

Sanierungsmaßnahmen wären aus fachlicher Sicht grundsätzlich sinnvoll und sollten innerhalb der Prioritätsskala grundsätzlich an erster Stelle stehen. In der Praxis ist aufgrund der angespannten Finanzlage sowohl bei den Kommunen als auch bei privaten Haushalten jedoch nur mit einer begrenzten Sanierungsquote zu rechnen. Entsprechend sind kurzfristig nur geringe zusätzliche Effekte durch Sanierung zu erwarten.

4.1.2. Sanierungskosten

Bezugnehmend auf das oben genannte Sanierungsszenario wird auf die Beurteilung der Sanierungsstände anhand spezifischer Gebäudebauteile hier noch einmal detaillierter eingegangen.

Die energetisch relevante Hülle der Gebäude lässt sich in die Fassade, die Fenster, die Dachfläche bzw. die oberste Geschossdecke und den unteren Gebäudeabschluss (Bodenplatte oder Kellerdecke) unterteilen. Entsprechend den Sanierungsständen werden für diese Bauteile Wärmedurchgangswerte (U-Wert) bestimmt und diese gehen entsprechend ihrem Flächenanteil in die Wärmebedarfsberechnungen ein.

Für die Bestimmung der Sanierungskosten wird eine Vollsanierung der Gebäude angenommen (wenn diese nicht bereits die bestmöglichen Bauteile aufweisen). Jedem zu verbesserndem Bauteil sind nach (Winkelmüller, Optimierung der Nachfrage- und Erzeugungsstruktur kommunaler Energiesysteme am Beispiel von Wien 2006), (Kernocker 2009), (Hinz, Gebäudetypologie Bayern 2006) spezifische Sanierungskosten (€/m²) zugeordnet. Zusammen mit den berechneten Bauteilflächen ergeben sich absolute Sanierungskosten (für den Vollsanierungsfall auf das energetisch beste Niveau). Die energetisch besten Bauteileigenschaften richten sich nach den U-Wert-Vorgaben der Richtlinie für die Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM).

Berechnung über Bauteilflächen

Ausgehend von den geometrischen Informationen in Verbindung mit entsprechenden Attributwerten, wie Geschosszahl, Höhe und Grundfläche, wird eine Art dreidimensionales Modell errechnet (siehe folgende Abbildungen). Ausreichend detailliert, sodass die für eine energetische Sanierung infrage kommenden Flächen ermittelt werden können.

Die Kosten der einzelnen Bauteile werden jeweils ungekoppelt, also als volle Investitionskosten, betrachtet. Im Gegensatz zu gekoppelten Sanierungen, bei denen angenommen wird, dass ohnehin eine Sanierung z. B. der Fassade und des Außenputzes ansteht und deshalb z. B. die Kosten eines Baugerüsts nicht eingerechnet werden (Hinz, 2006), (Winkelmüller, 2006).

Die folgenden Abbildungen stellen die räumliche Verteilung des Sanierungsstandes und die Höhe der zu investierenden Kosten für die Sanierung der Gebäude dar.

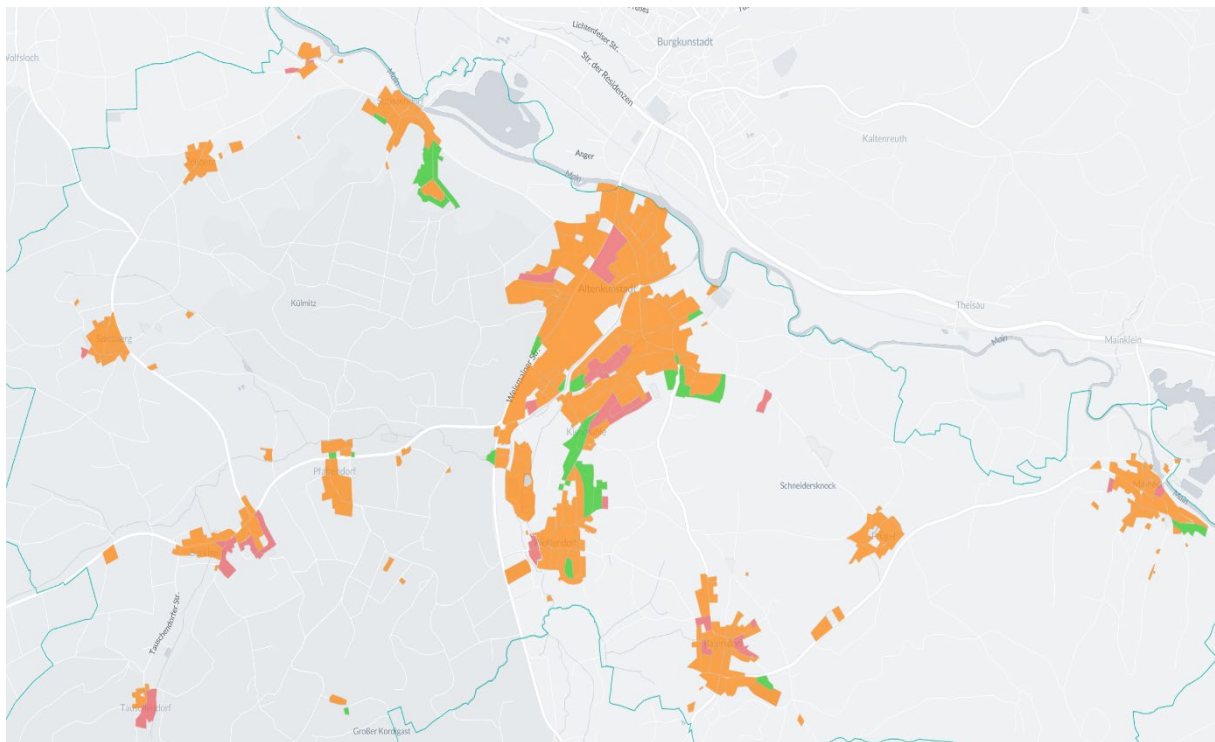


Abbildung 113: Gemeindegebiet | Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Überwiegender Sanierungsstand

■ unsaniert
 ■ teilsaniert
 ■ vollsaniert

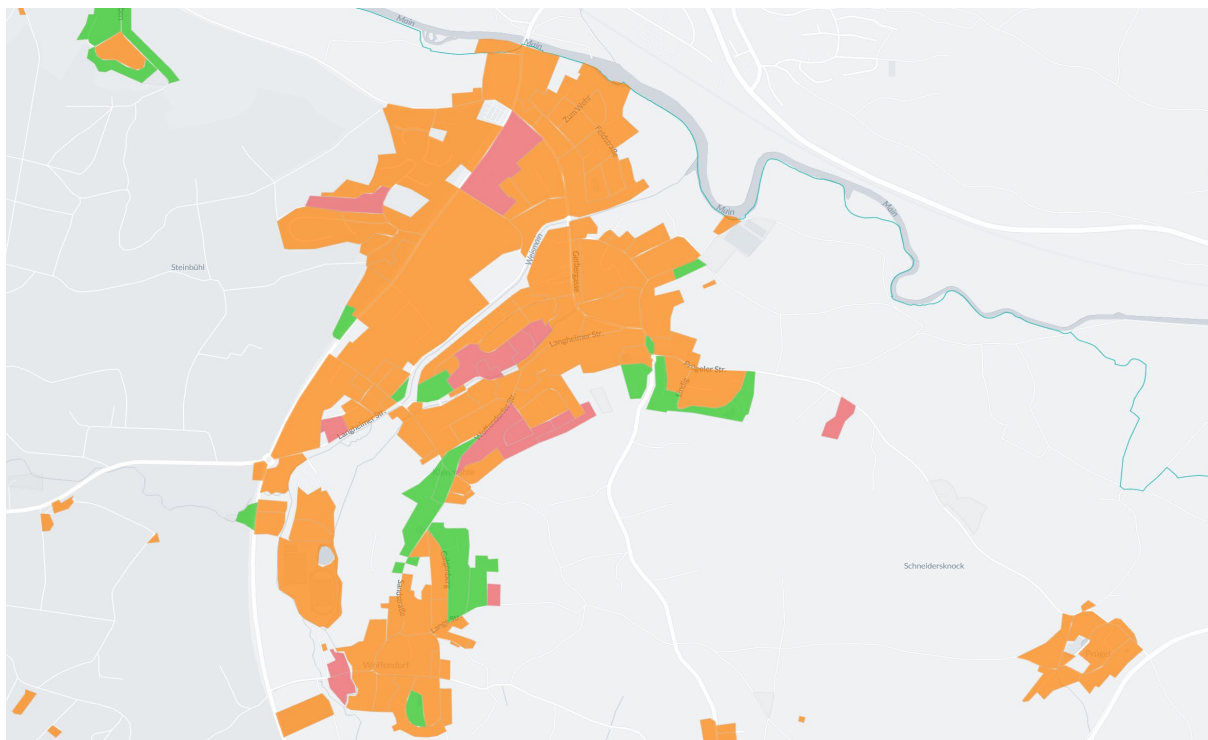


Abbildung 114: Hauptort | Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

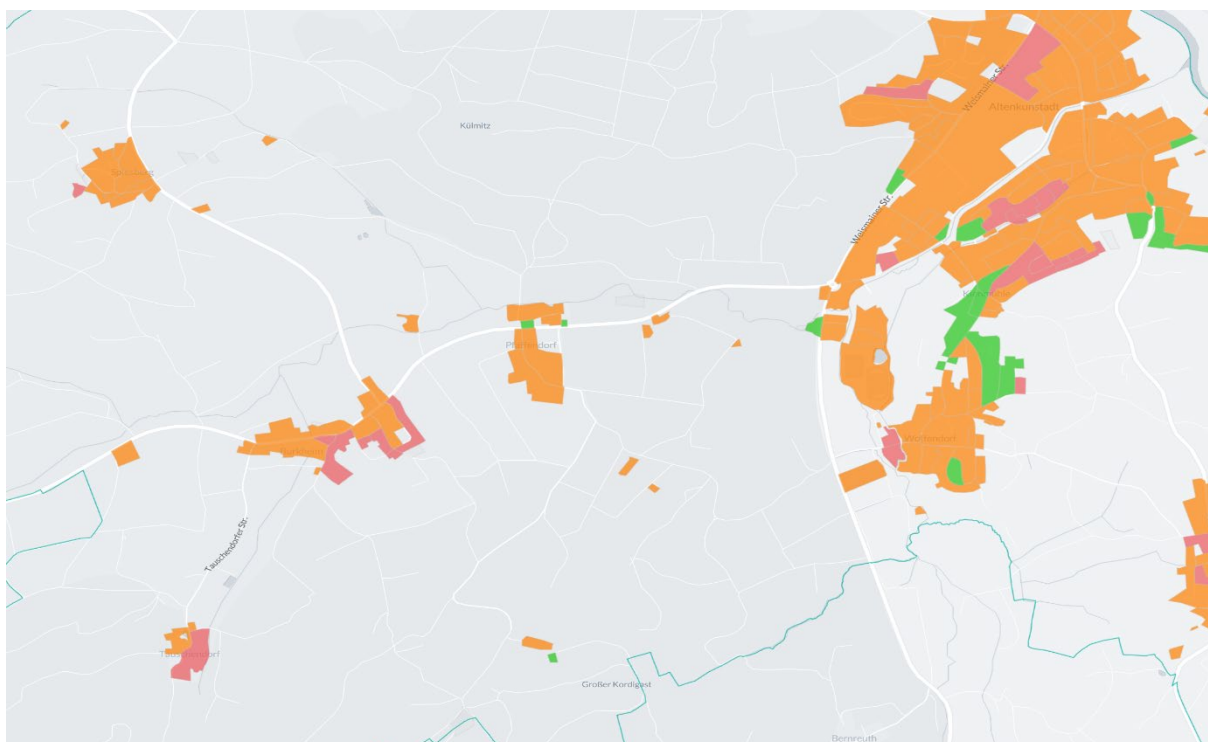


Abbildung 115: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Überwiegender Sanierungsstand ■ unsaniert ■ teilsaniert ■ vollsaniert



Abbildung 116: Baierdorf (links), Prügel und Mainneck | Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

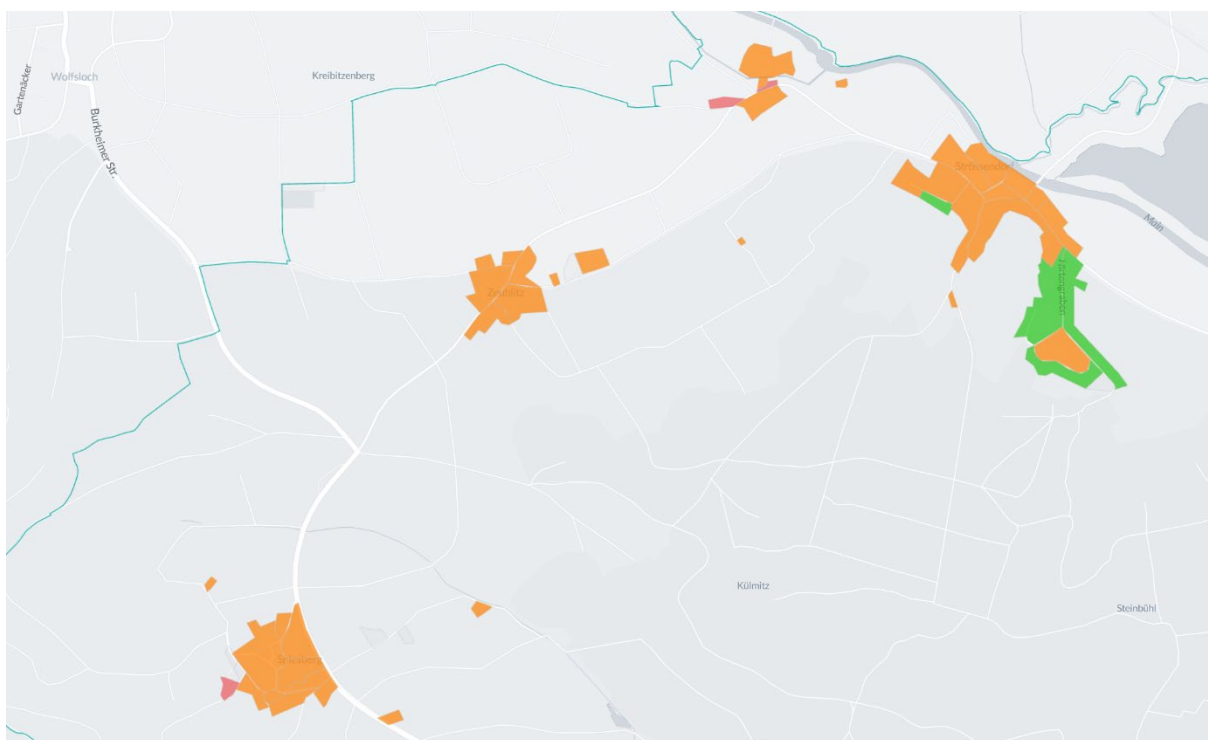


Abbildung 117: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Überwiegender Sanierungsstand ■ unsaniert ■ teilsaniert ■ vollsaniert

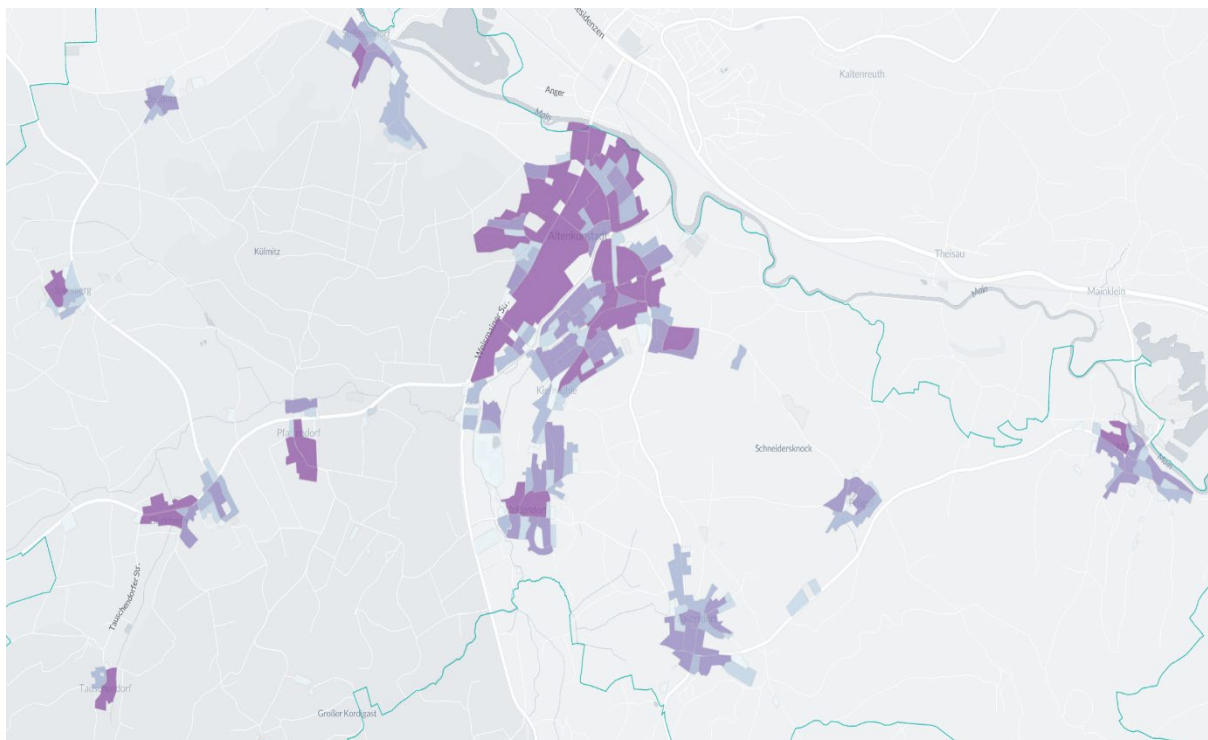


Abbildung 118: Gemeindegebiet | abgeschätzte Sanierungskosten auf Baublock-Ebene

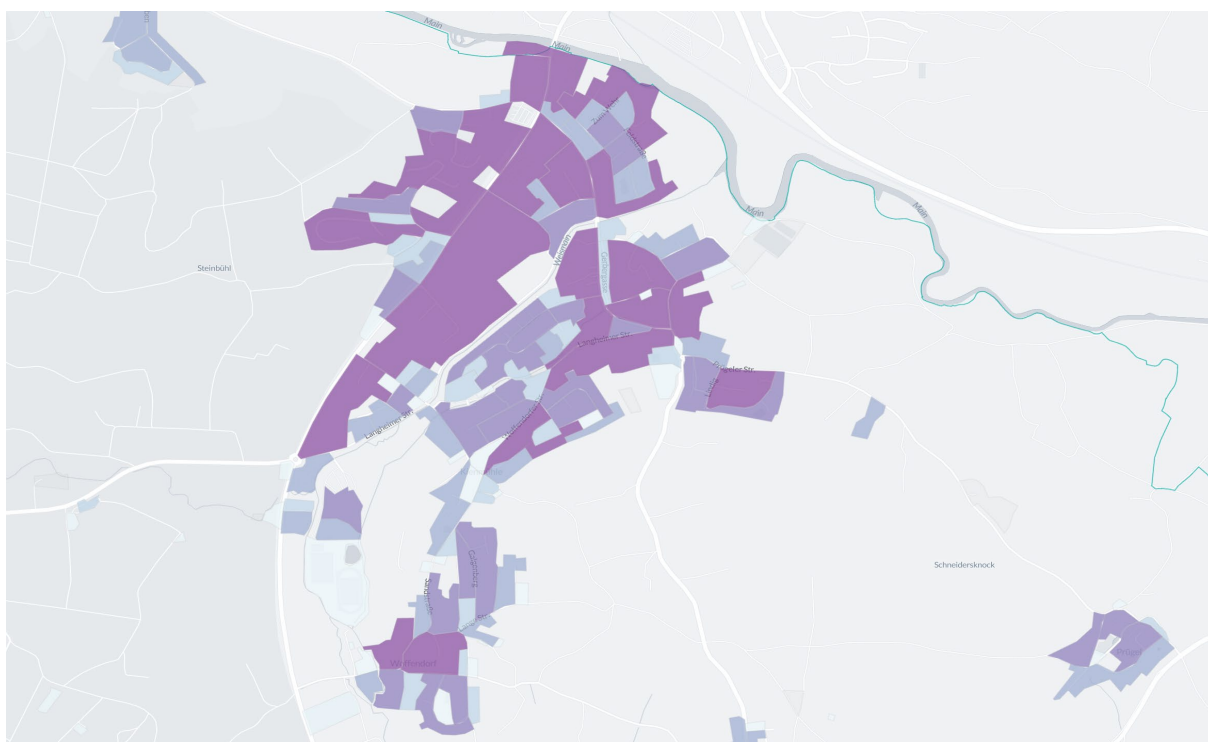
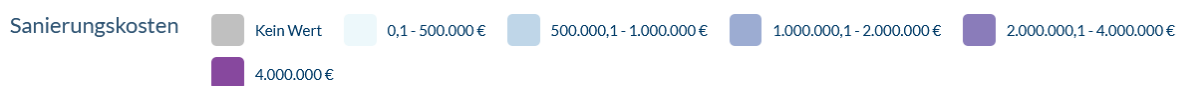
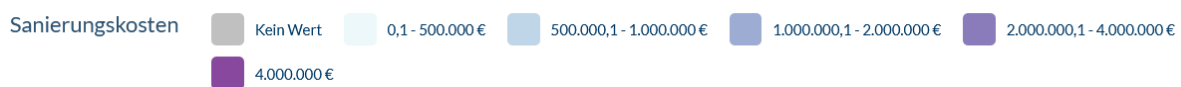


Abbildung 119: Hauptort | abgeschätzte Sanierungskosten auf Baublock-Ebene



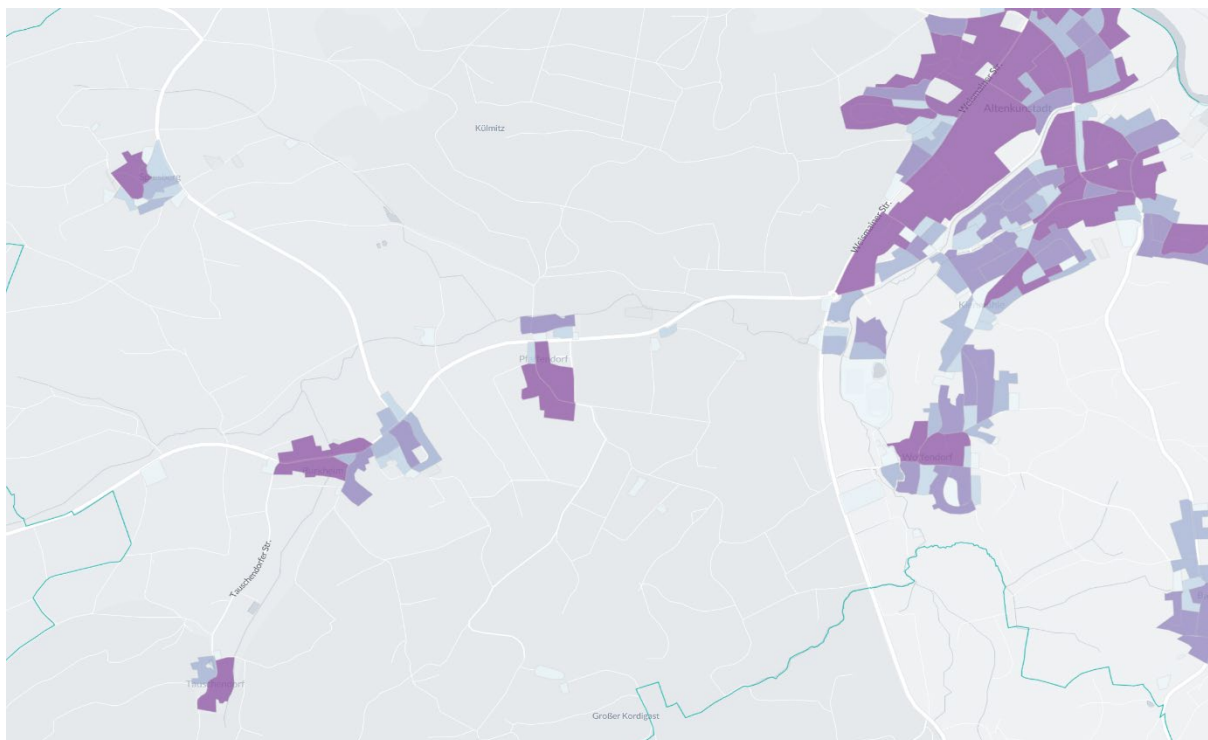
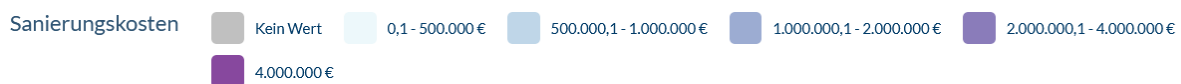


Abbildung 120: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | abgeschätzte Sanierungskosten auf Baublock-Ebene



Abbildung 121: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck | abgeschätzte Sanierungskosten auf Baublock-Ebene



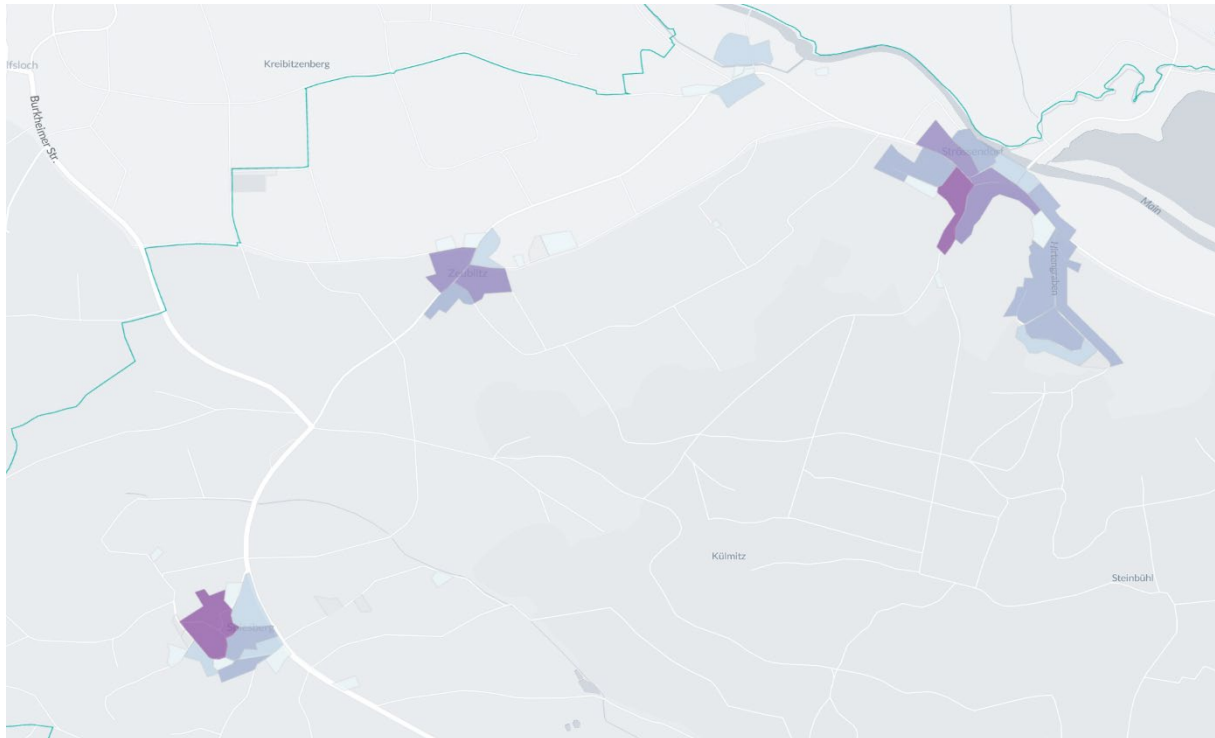


Abbildung 122: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | abgeschätzte Sanierungskosten auf Baublock-Ebene

Erläuterung Abbildung 124 bis Abbildung 127: Die Abbildungen zeigen die Kosten für eine umfassende Sanierung für jedes Gebäude in Altenkunstadt. Da es sich hierbei um absolute Werte handelt, sind die Kosten in Bereichen mit einer hohen Bebauungsdichte in der Aggregation entsprechend hoch.

Insgesamt ergeben die aktuellen Berechnungen Kosten in Höhe von 510.188.373,2 EUR für das gesamte Gemeindegebiet.

Erläuterung zur Tabelle 52: Aus der Tabelle kann abgelesen werden, welcher Gebäudetyp den größten Anteil an den zu investierenden Kosten für die energetische Gebäudesanierung aufweist. Zusammen mit den Erkenntnissen zu den jeweils betroffenen Akteuren/Sektoren, lässt sich ein Handlungsfokus herausstellen. In den Sanierungskosten sind die Kosten zur Ertüchtigung der Gebäudehülle und der Einbau von Lüftungsanlagen enthalten. Investitionskosten in neue Heizungstechnologien werden hier nicht berücksichtigt. Die ausgewiesenen Kosten gelten für den Fall der Vollsanierung jedes Gebäudes auf den aktuell energetisch effizientesten BAFA-Standard (U-Werte). Die Gebäudetypen werden in der obigen Tabelle nur für den Wohngebäudebereich dargestellt. Eine Ausweisung der Gebäudetypen (Gebäudefunktionen) auch für die anderen BSKO-Sektoren würde die Übersichtlichkeit in diesem Bericht stark beeinträchtigen, da über 30 Unterkategorien aufzuführen wären.

Tabelle 54: Sanierungskosten aufgeteilt auf die BSKO-Sektoren

BSKO-Sektor	Sanierungskosten
Private Haushalte	193.474.679,1 €
Industrie	42.926.308,5 €
Kommunale Einrichtungen	6.341.758,6 €
GHD/Sonstiges	267.445.626,9 €
Summe	510.188.373,2 €

4.1.3. Wirtschaftlichkeitsbetrachtung

Grundsätzlich sollten alle wirtschaftlichen Maßnahmen umgesetzt werden. Eine Maßnahme ist dann wirtschaftlich, wenn innerhalb der rechnerischen Lebensdauer die eingesparten Energie- und Betriebskosten höher sind als die erforderlichen Investitionskosten.

Die Summe der annualisierten Investitionskosten und der jährlichen Betriebskosten ist dabei zu minimieren. Vor diesem Hintergrund helfen die folgenden Kartendarstellungen, eine erste Beurteilung dahingehend vorzunehmen.

Die angesetzten Kosten für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen basieren nicht auf dem sogenannten „Kopplungsprinzip“, demnach Maßnahmen zur Energieeinsparung nur dann ergriffen werden, wenn am Bauteil ohnehin aus Gründen der Bauinstandhaltung bzw. Verkehrssicherungspflicht größere Maßnahmen erforderlich werden. Da diese Umstände flächenhaft nur schwer erfasst werden können und einer Einzelfalluntersuchung bedürfen, werden hier die Vollkosten angesetzt.

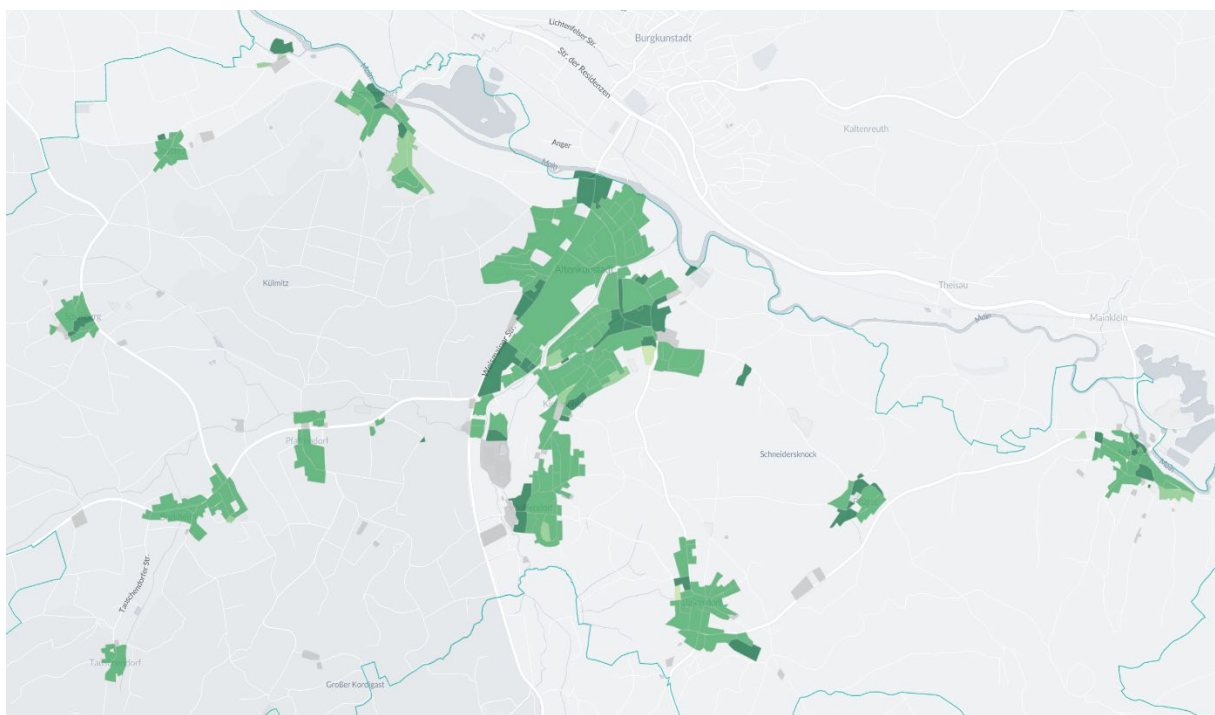


Abbildung 123: Gemeindegebiet | Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Sanierungspotenzial

Kein Wert	0,1 - 10%	10,1 - 20%	20,1 - 40%	40,1 - 80%	80%
-----------	-----------	------------	------------	------------	-----

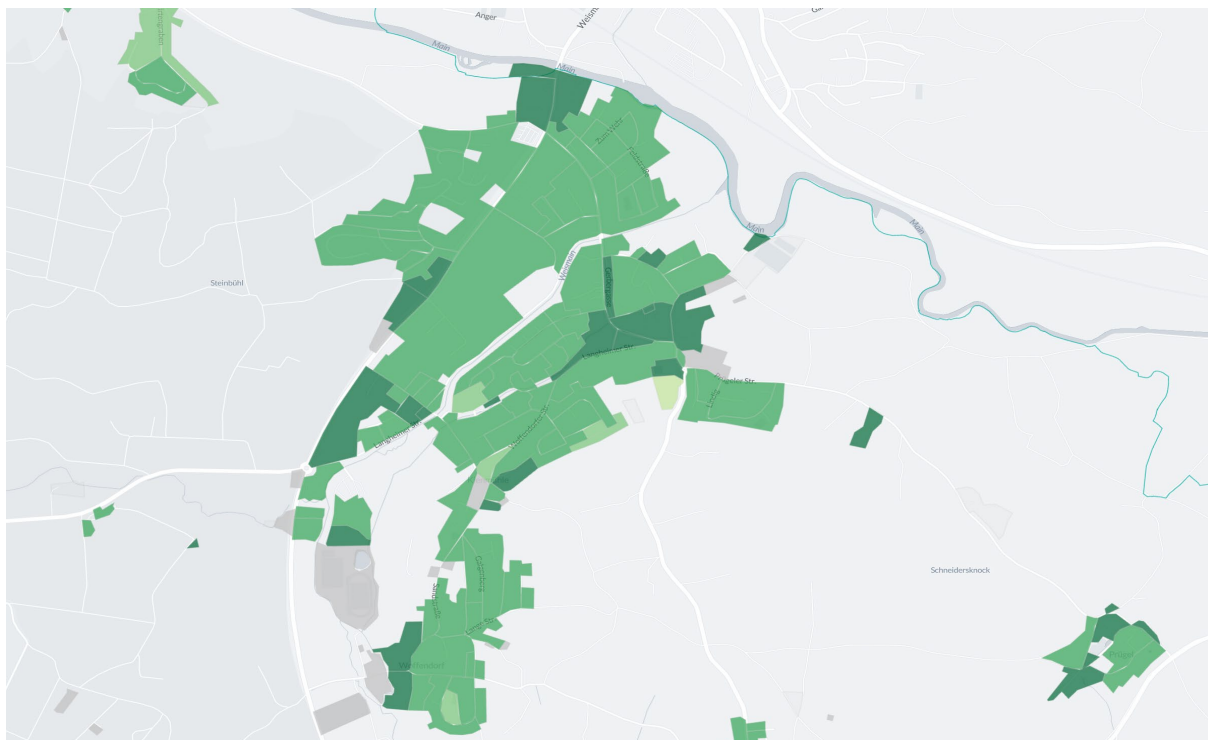


Abbildung 124: Hauptort | Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Sanierungspotenzial

Kein Wert	0,1 - 10 %	10,1 - 20 %	20,1 - 40 %	40,1 - 80 %	80 %
-----------	------------	-------------	-------------	-------------	------

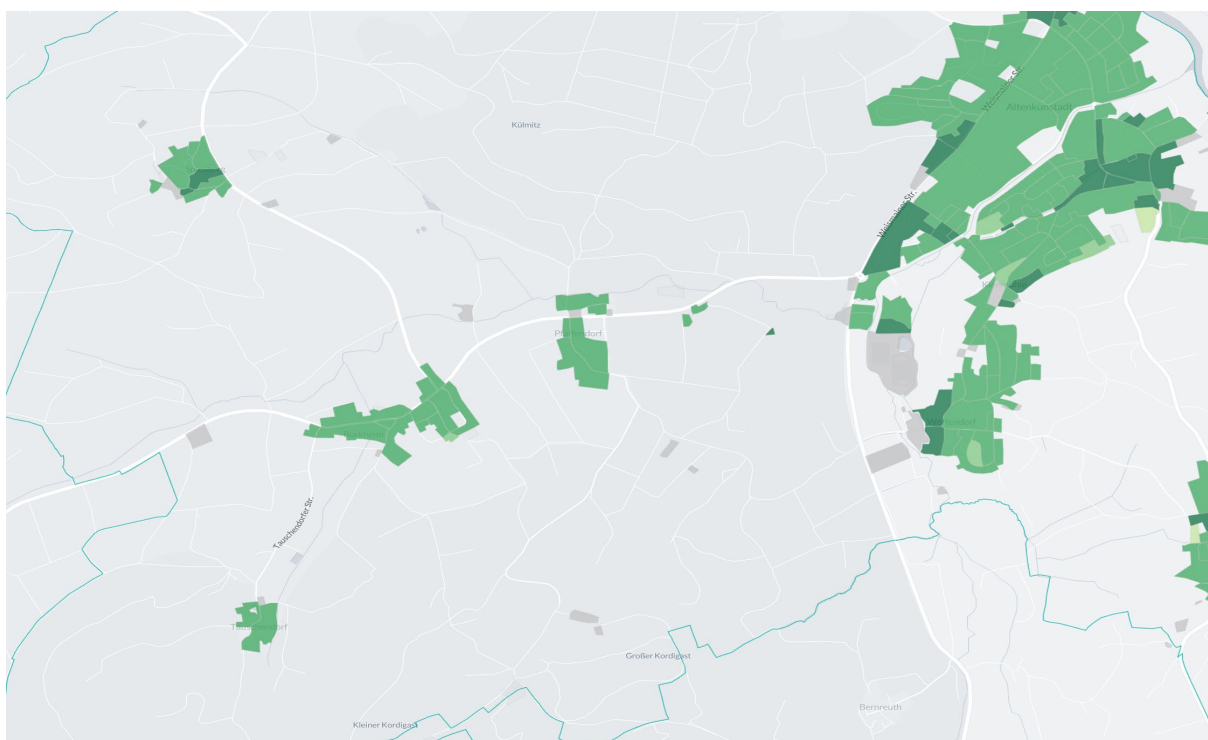


Abbildung 125: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)



Abbildung 126: Baiersdorf (links), Prügel und Mainneck | Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Sanierungspotenzial

Kein Wert	0,1 - 10 %	10,1 - 20 %	20,1 - 40 %	40,1 - 80 %	80 %
-----------	------------	-------------	-------------	-------------	------

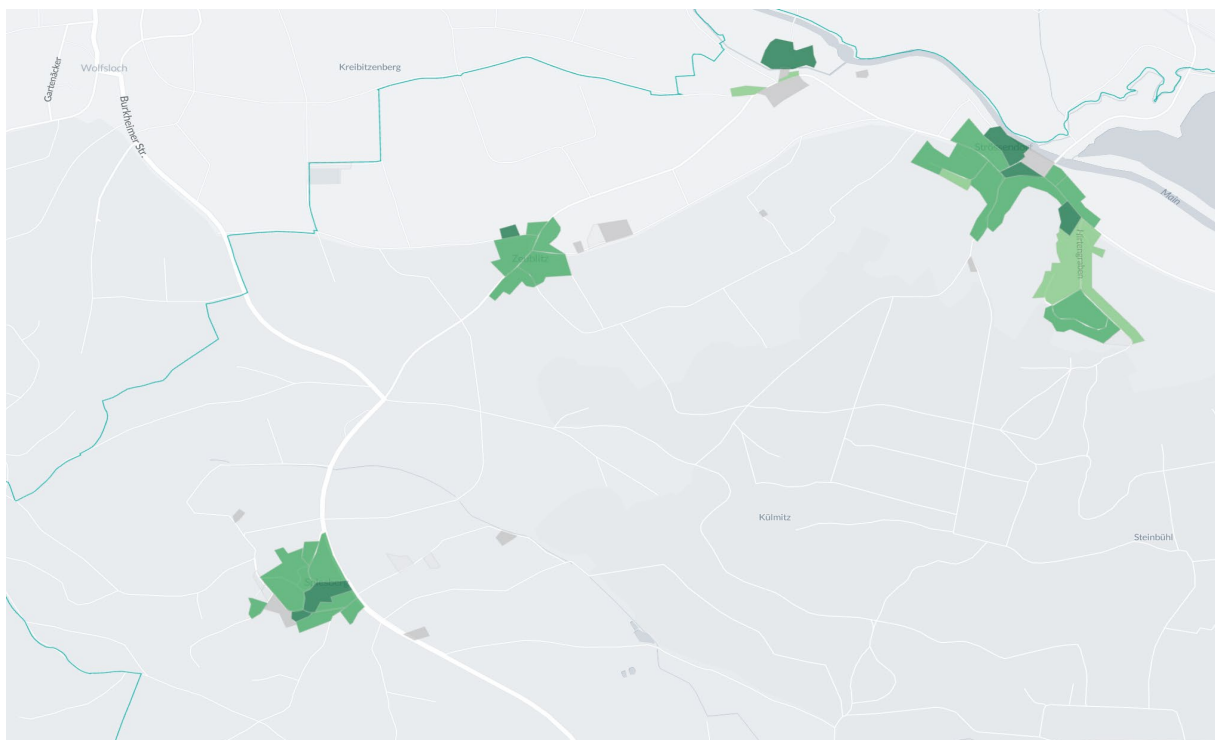


Abbildung 127: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)

Im folgen Abschnitt sind noch einmal die Wärmekosten dargestellt.

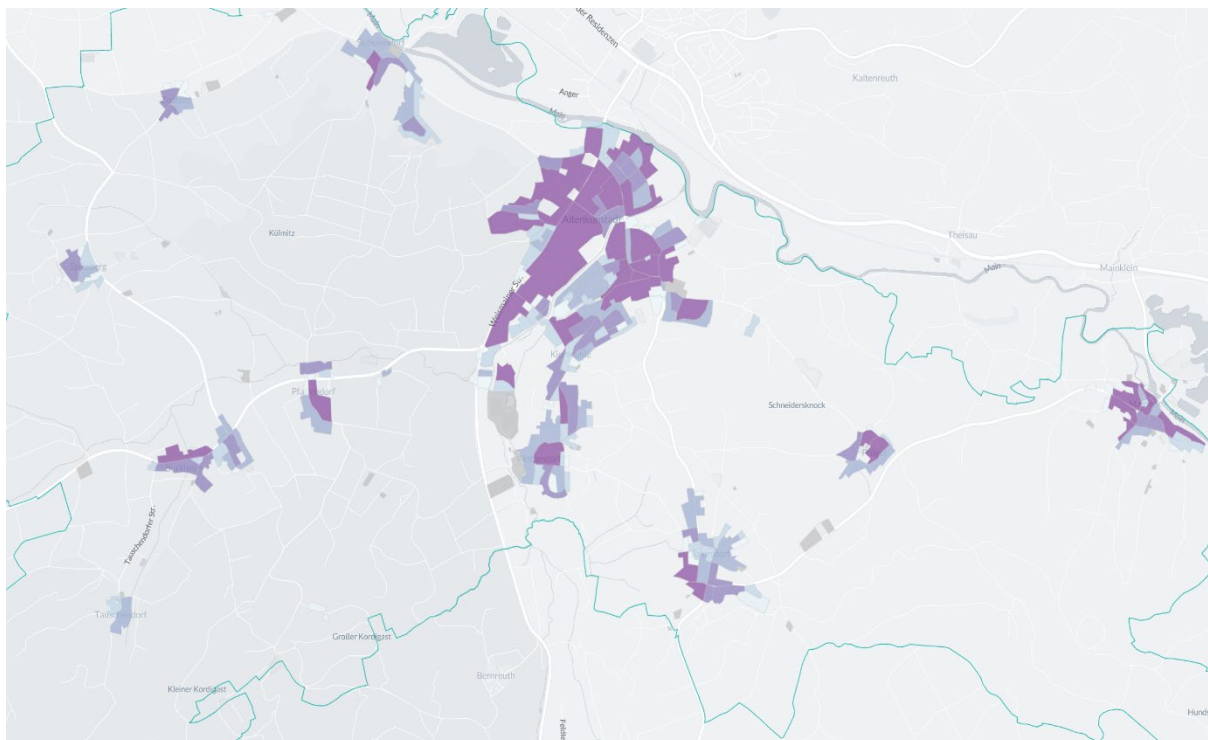


Abbildung 128: Gemeindegebiet | Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)

Wärme - Kosten ■ Kein Wert ■ 0,1 - 7.000 € ■ 7.000,1 - 20.000 € ■ 20.000,1 - 40.000 € ■ 40.000,1 - 70.000 € ■ 70.000 €

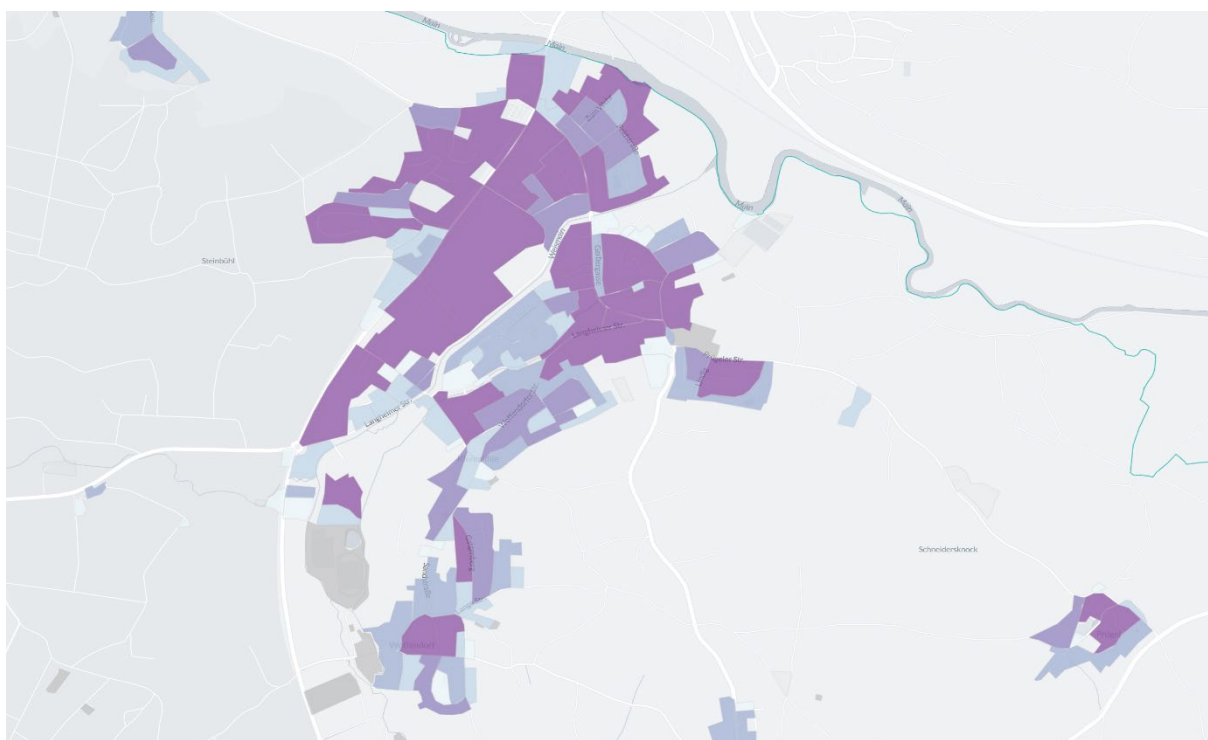


Abbildung 129: Hauptort | Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)

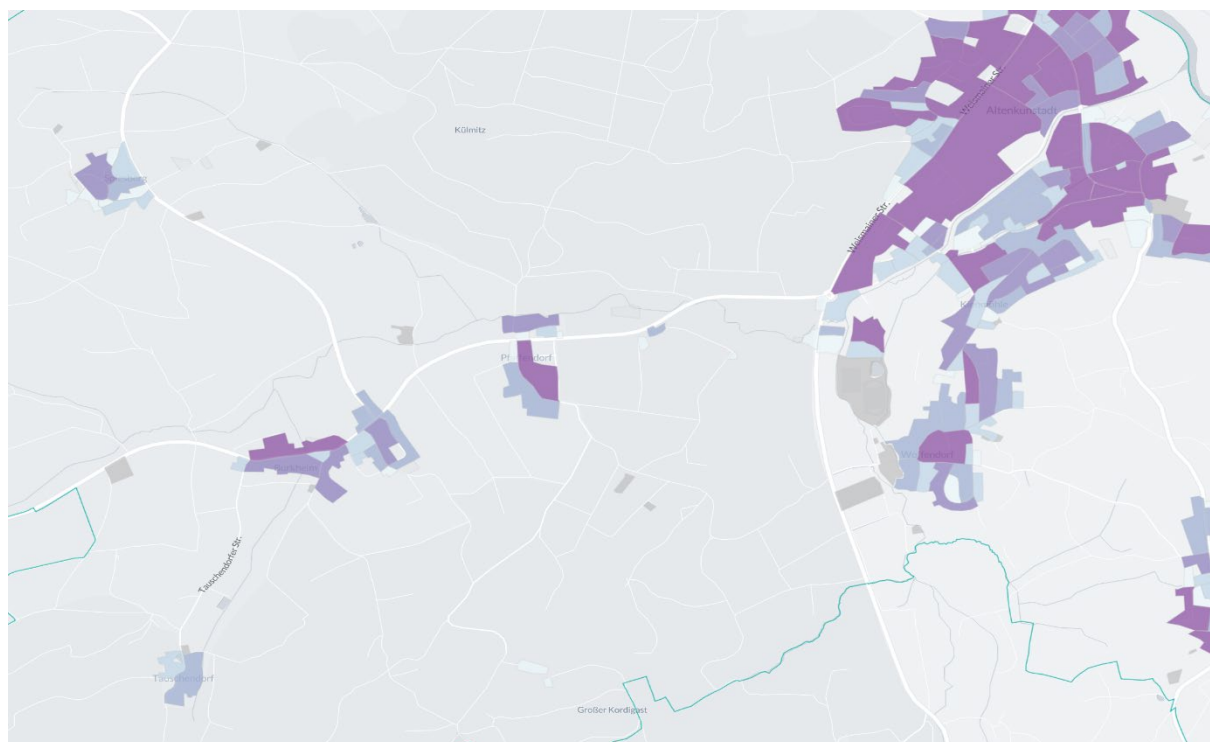


Abbildung 130: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)



Abbildung 131: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck | Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)

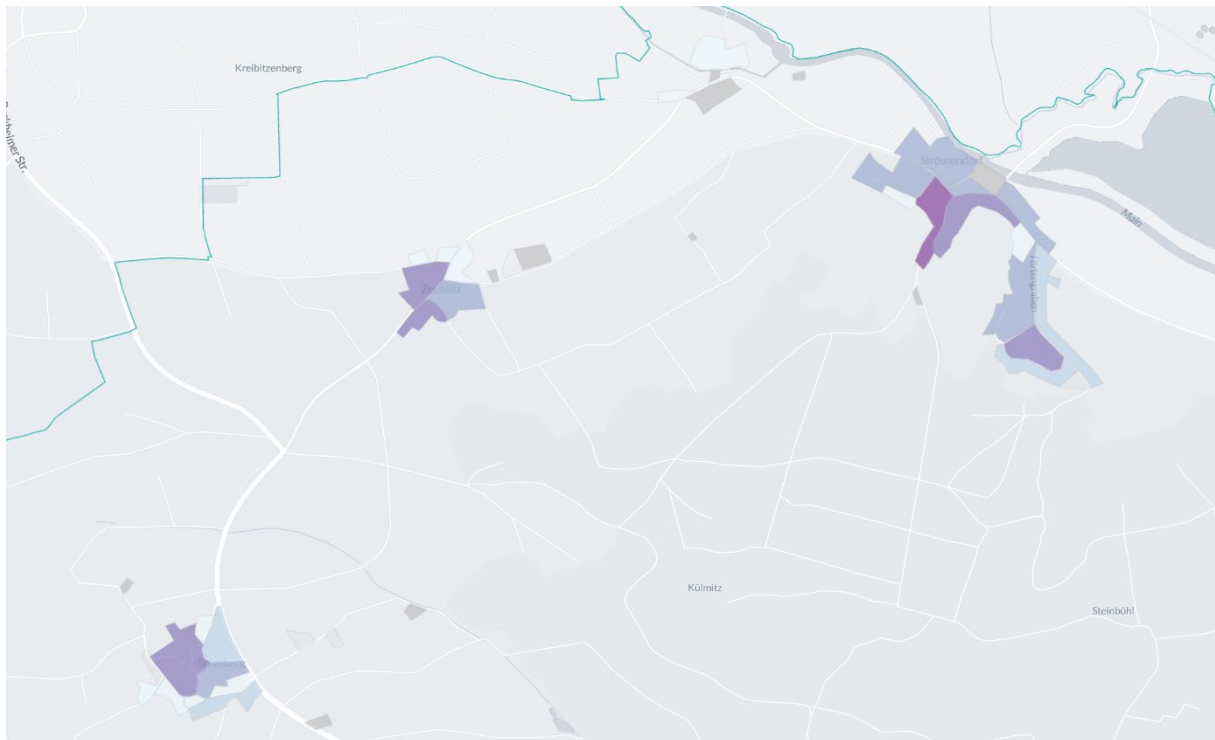


Abbildung 132: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)

4.2. Zukünftige Versorgungsstruktur

Für die kommunale Wärmeplanung gibt das Klimaschutzgesetz das Ziel einer klimaneutralen Wärmeversorgung bis 2045 vor. Gemäß Gesetzesbegründung bedeutet dies, dass durch die Wärmeversorgung spätestens im Jahr 2045 keine Treibhausgasemissionen mehr verursacht werden dürfen. Daraus ergibt sich, dass dem aufzustellenden Zielszenario 2045 die Dekarbonisierung des Wärmesektors zugrunde liegt.

4.2.1. Einteilung der Wärmeversorgungsgebiete

Die nachfolgenden Darstellungen zeigen die räumliche Einteilung des Gemeindegebietes in Eignungsgebiete.

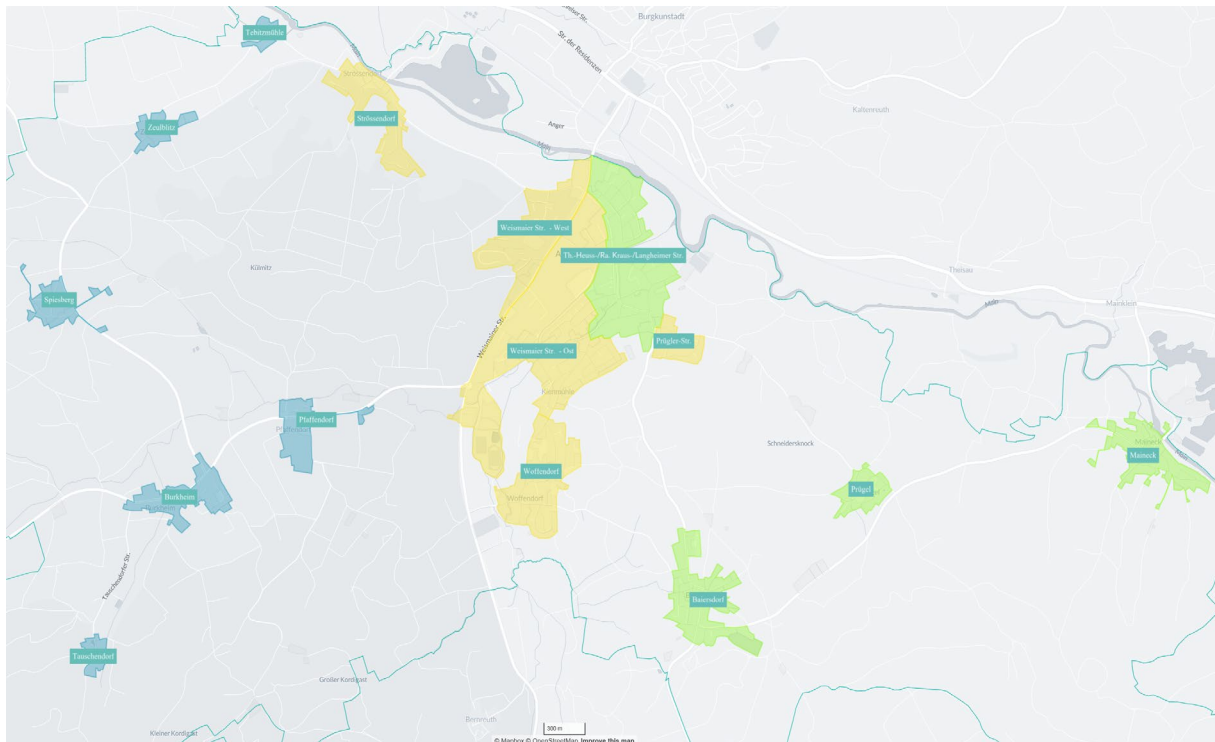


Abbildung 133: Gemeindegebiet | Räumliche Verteilung von Quartieren, Eignungsgebieten, Vorranggebieten.



Abbildung 134: Nördlicher Teil - Hauptort | Räumliche Verteilung von Quartieren, Eignungsgebieten, Vorranggebieten.

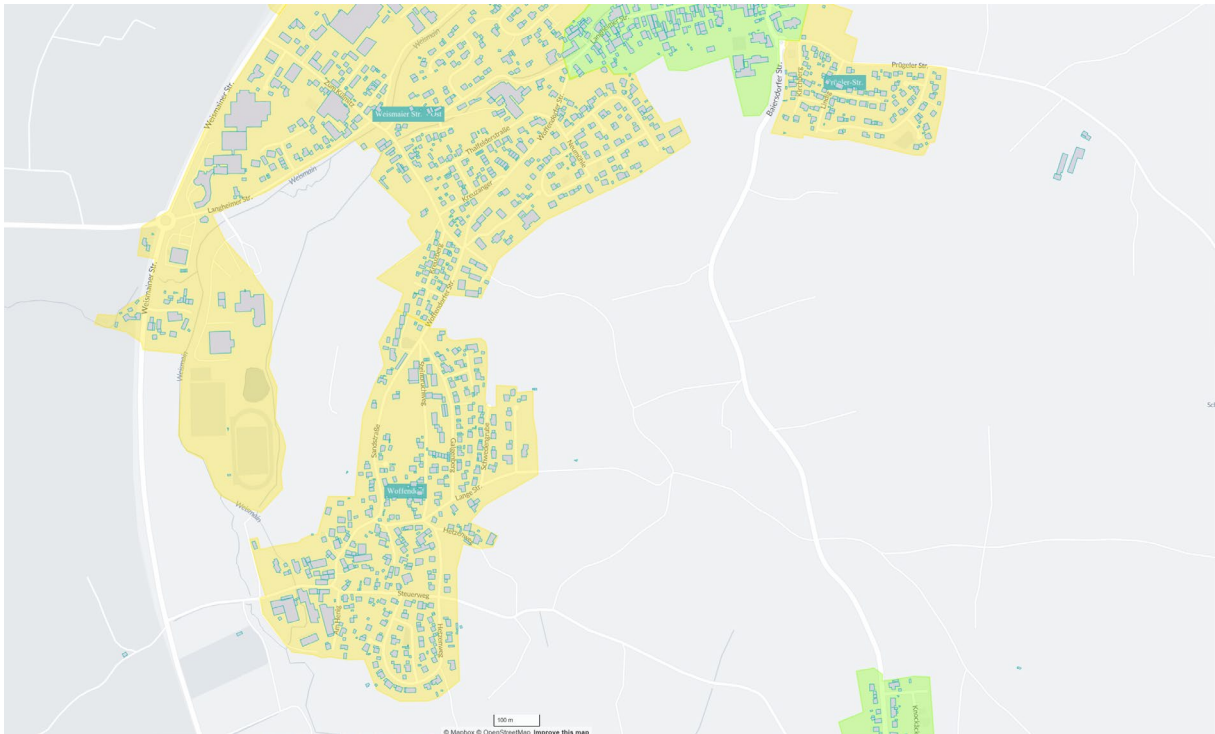


Abbildung 135: Südlicher Teil - Hauptort | Räumliche Verteilung von Quartieren, Eignungsgebieten, Vorranggebieten.

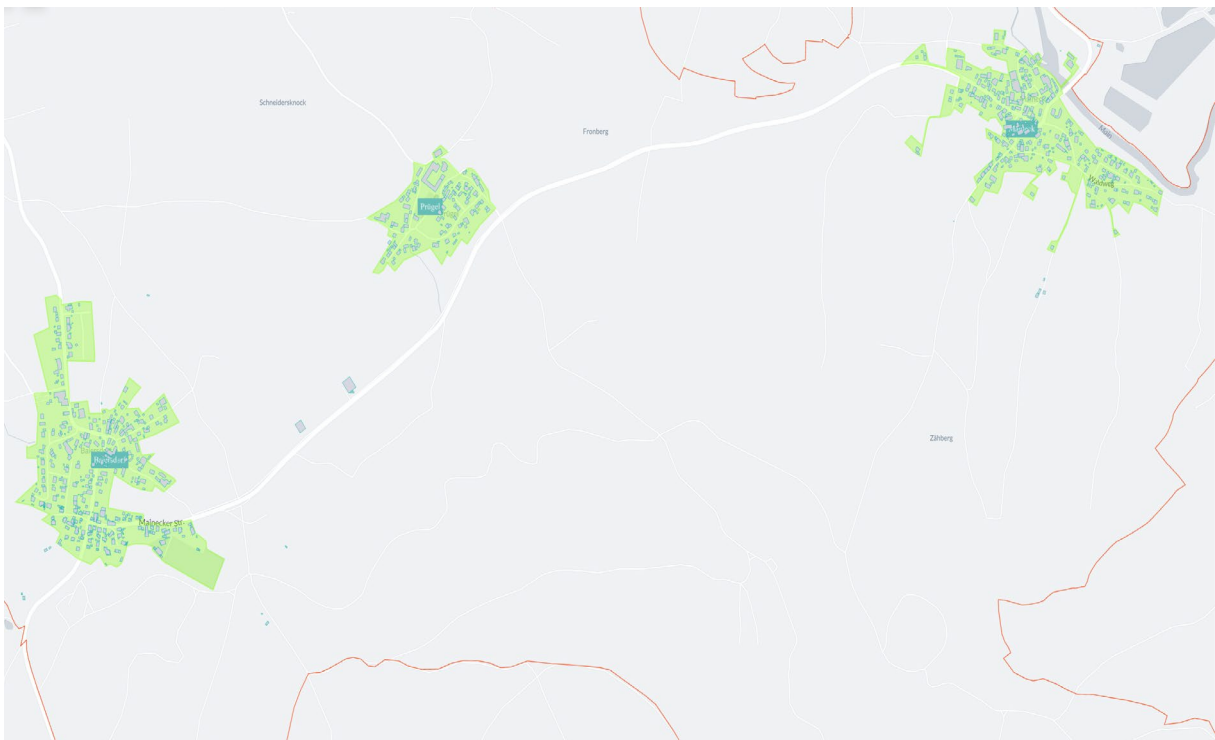


Abbildung 136: Baiersdorf, Prügel und Mainneck | Räumliche Verteilung von Quartieren, Eignungsgebieten, Vorranggebieten.

4.2.2. Eignung nach Wärmedichte und Wärmelastgang

Für die Berechnung von Häufigkeiten für eventuell auftretende Wärmedichten ist die Gegenüberstellung von 3 Parametern notwendig: die Gebäudenutzung, die Wärmebedarfsdichte und deren zeitlicher Verlauf, welcher sich wiederum aus der Gebäudenutzung ergibt.

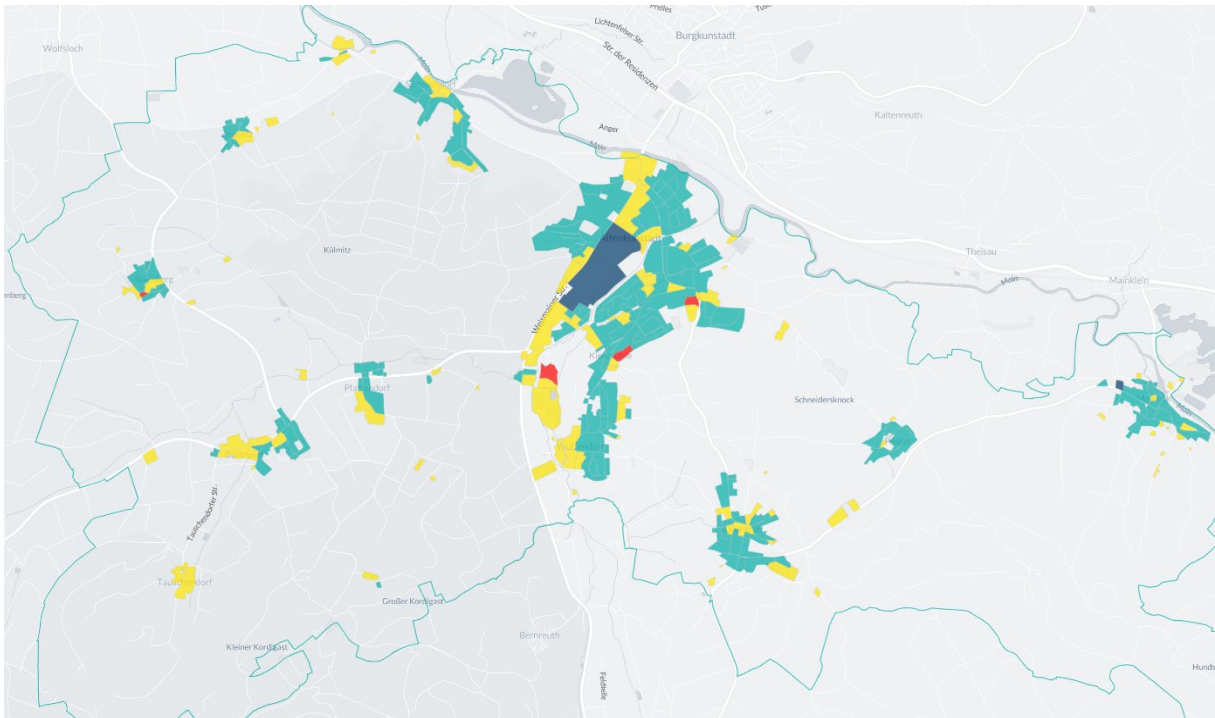


Abbildung 137: Gemeindegebiet | Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene)

Überwiegende BSKO Sektoren

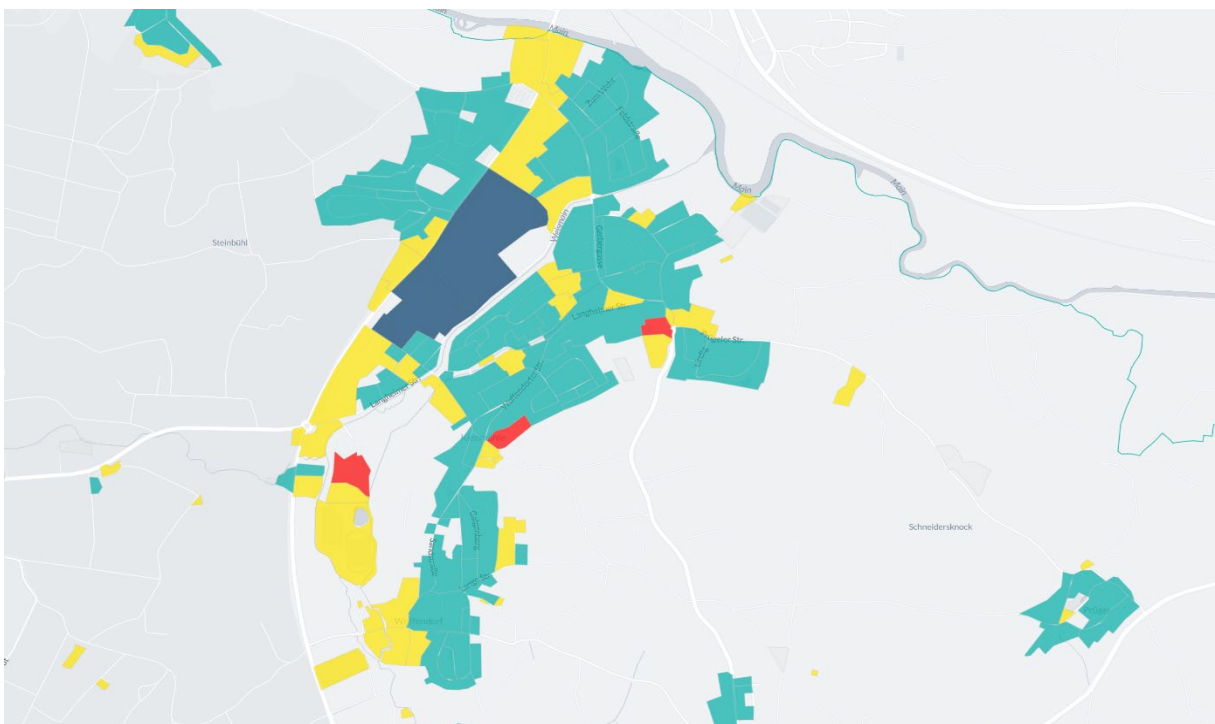


Abbildung 138: Hauptort | Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene)

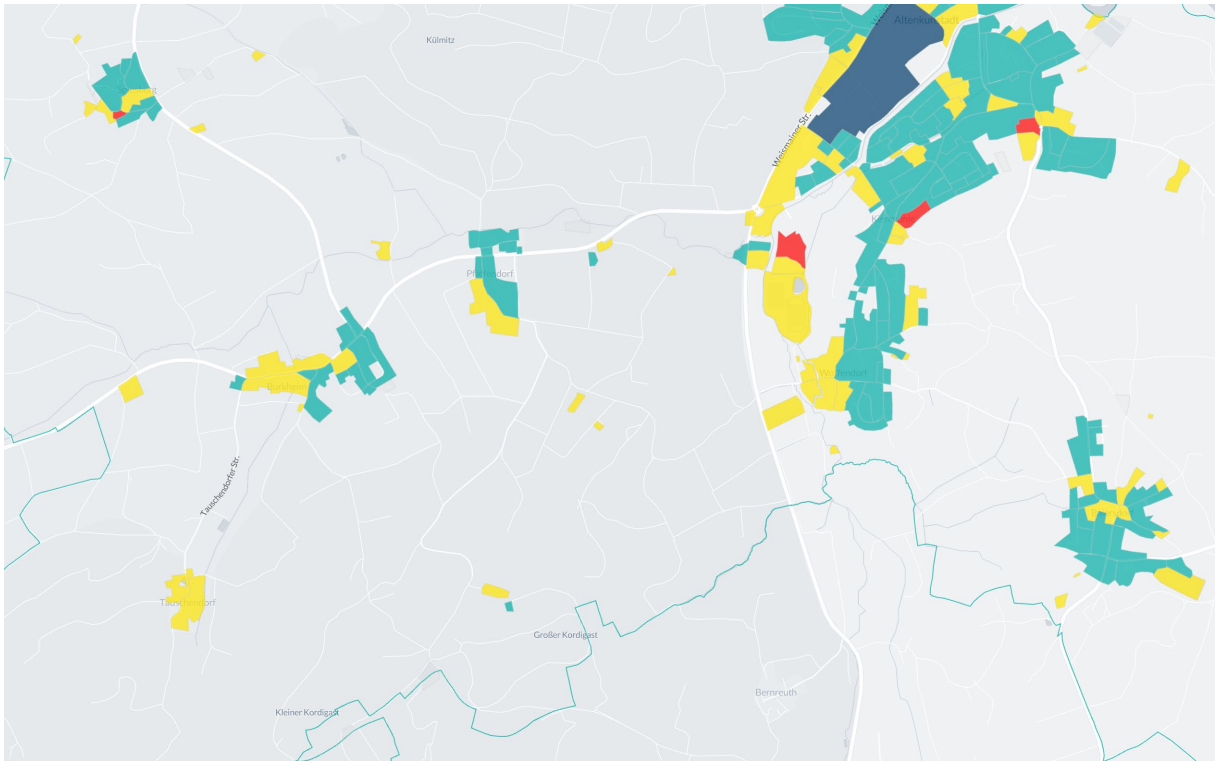


Abbildung 139: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene)

Überwiegende BSKO Sektoren



Abbildung 140: Baiersdorf (links), Prügel und Mainneck | | Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene)

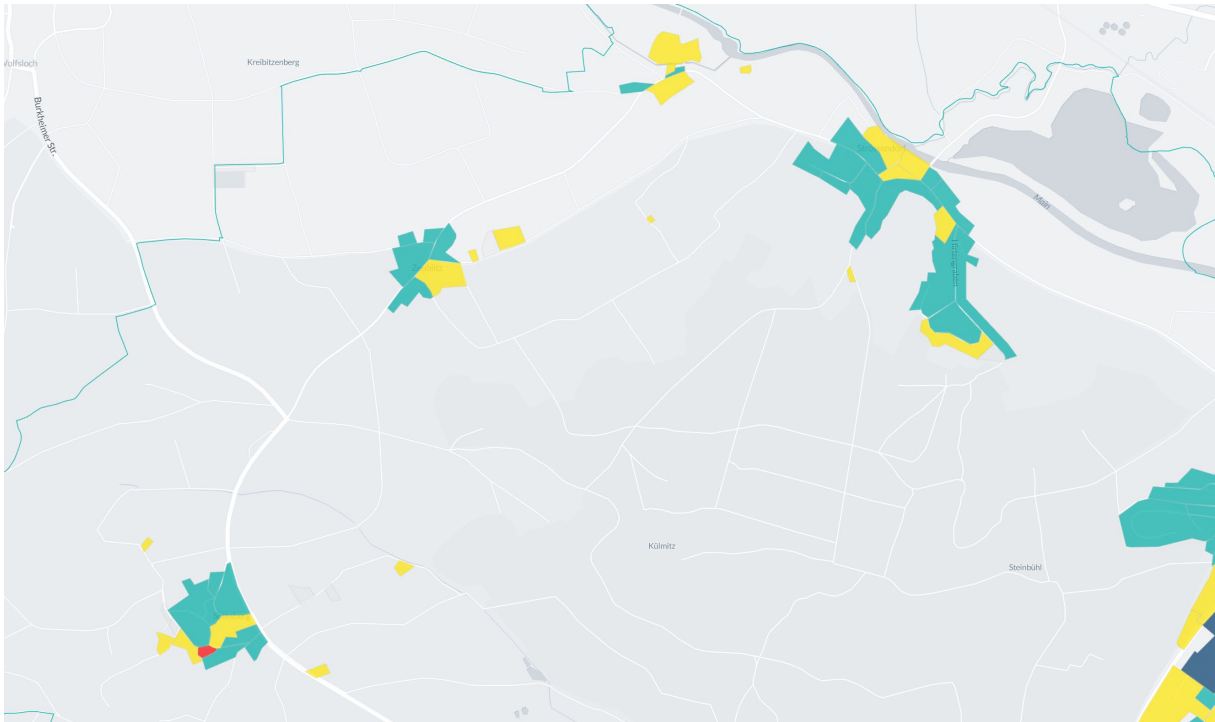


Abbildung 141: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene)

Erläuterungen zu obigen Abbildungen: In den dargestellten Karten lässt sich u. a. die räumliche Verteilung von Wohn- und Nichtwohnnutzung der Gebäude erkennen. Beiden Nutzungsarten lassen sich unterschiedliche zeitliche Verläufe des Wärmebedarfes über den Tag, die Woche, den Monat und das Jahr hinweg zuordnen. In grober Näherung können Rückschlüsse auf allgemeine Wärmelastgänge gezogen werden, wenn keine detaillierteren Angaben dazu vorliegen.

Durch den Abgleich dieser Informationen mit der räumlichen Verteilung der absoluten Verbräuche ergibt sich eine Einschätzung der Eignung von Gebieten für eine netzgebundene Versorgung – eine Fernwärmeeignung.

Aus energetischer Sicht lässt sich die Fernwärmeeignung durch die folgende Kartierung der Wärmebedarfsdichte darstellen.

Die Wärmebedarfsdichte entspricht dem Quotienten aus bilanziertem Wärmebedarf (Nutzenergie) und einem verallgemeinerten Nutzungsgrad einer potenziellen Fernwärme-Hausübergabestation (0,9). In der Karte werden Gebiete innerhalb des Gemeindegebietes angezeigt, die als potenziell geeignet für einen Fernwärme-Anschluss gelten. Darüber hinaus sind die angezeigten Eignungsgebiete farblich differenziert, anhand der Güte ihrer Eignung für einen Fernwärmeanschluss. Je mehr Rot-Anteil, desto besser geeignet für einen Fernwärmeanschluss.

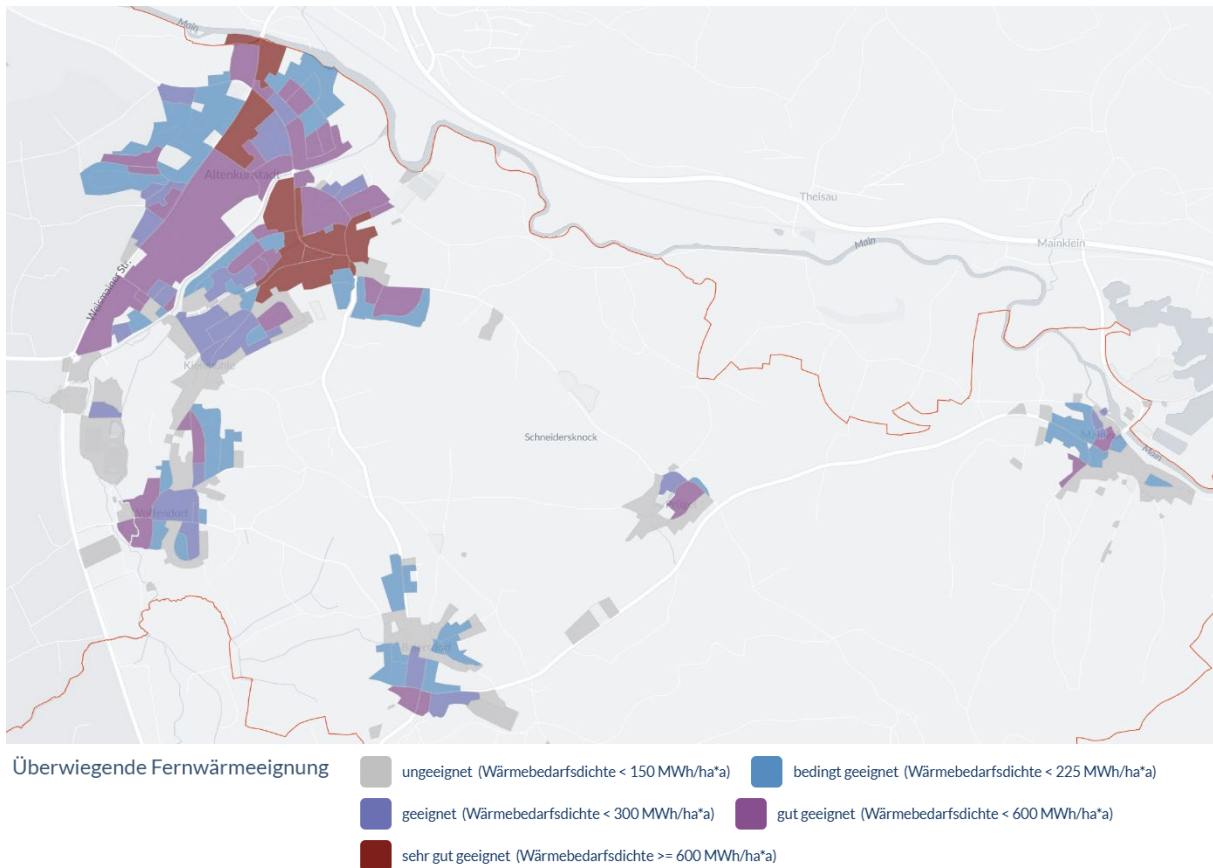


Abbildung 142: Hauptort (links), Baiersdorf, Prügel und Mainneck | Kartierung der Wärmebedarfsdichte für eine Leitungsgebundene Versorgung - Fernwärmeeignung (Baublockebene)

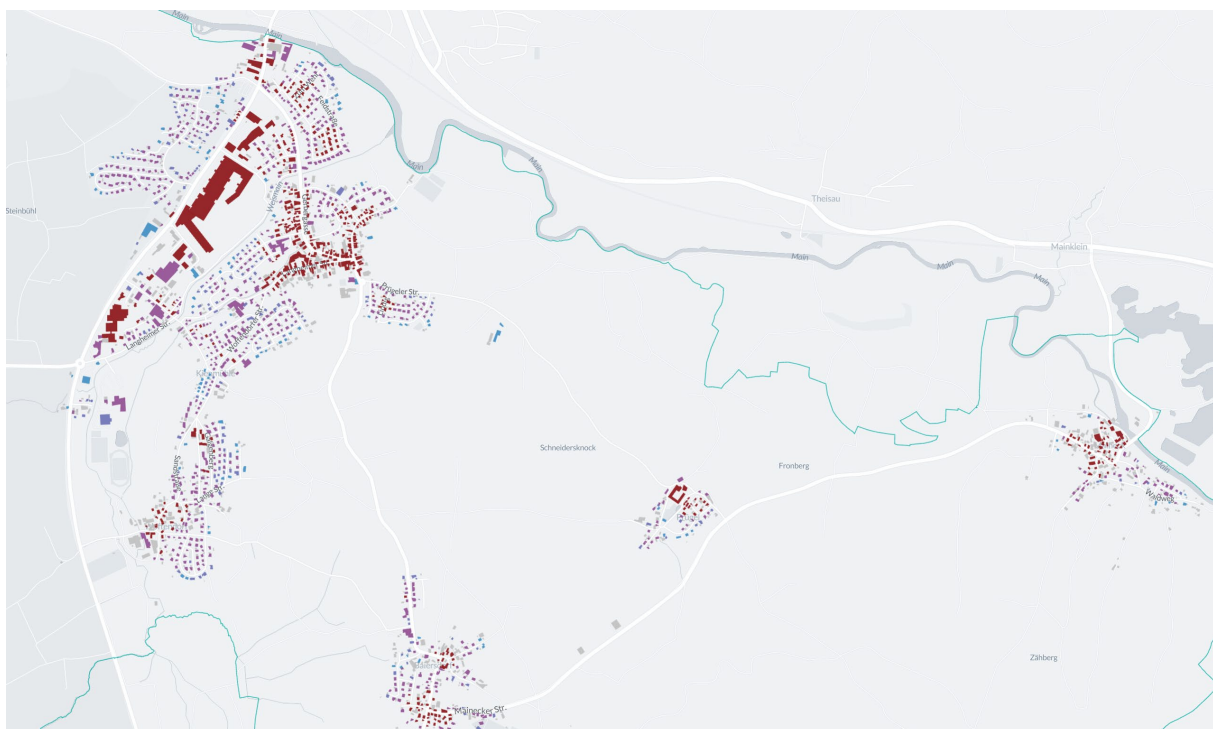


Abbildung 143: Hauptort (links), Baiersdorf, Prügel und Mainneck | Kartierung der Wärmebedarfsdichte für eine Leitungsgebundene Versorgung - Fernwärmeeignung (gebäudescharf)



Abbildung 144: Hauptort, nördlicher Teil | Kartierung der Wärmebedarfsdichte für eine Leitungsgebundene Versorgung - Fernwärmeeignung (gebäudescharf)

Überwiegende Fernwärmeeignung

 ungeeignet (Wärmebedarfsdichte < 150 MWh/ha*a)
  bedingt geeignet (Wärmebedarfsdichte < 225 MWh/ha*a)

 geeignet (Wärmebedarfsdichte < 300 MWh/ha*a)
  gut geeignet (Wärmebedarfsdichte < 600 MWh/ha*a)

 sehr gut geeignet (Wärmebedarfsdichte >= 600 MWh/ha*a)

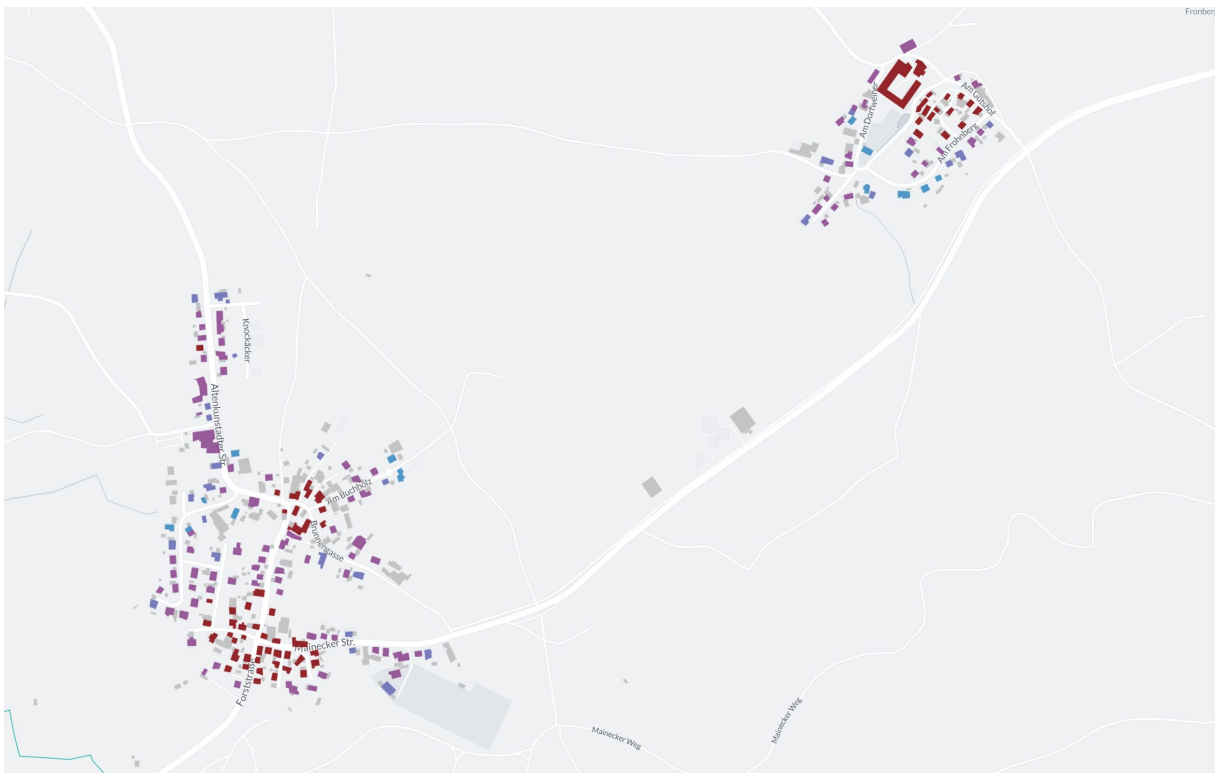


Abbildung 145: Baiersdorf und Prügel | Kartierung der Wärmebedarfsdichte für eine Leitungsgebundene Versorgung - Fernwärmeeignung (gebäudescharf)

4.2.3. Eignung nach Wirtschaftlichkeit (Netzkosten vs. dezentrale Kosten)

In (dezentral versorgten) Gebieten, in denen die absoluten Wärmekosten sehr hoch sind, lohnt sich ggf. eine Untersuchung zentraler Wärmeversorgungsoptionen oder die Nachverdichtung eines bereits vorhandenen Wärmenetzes.

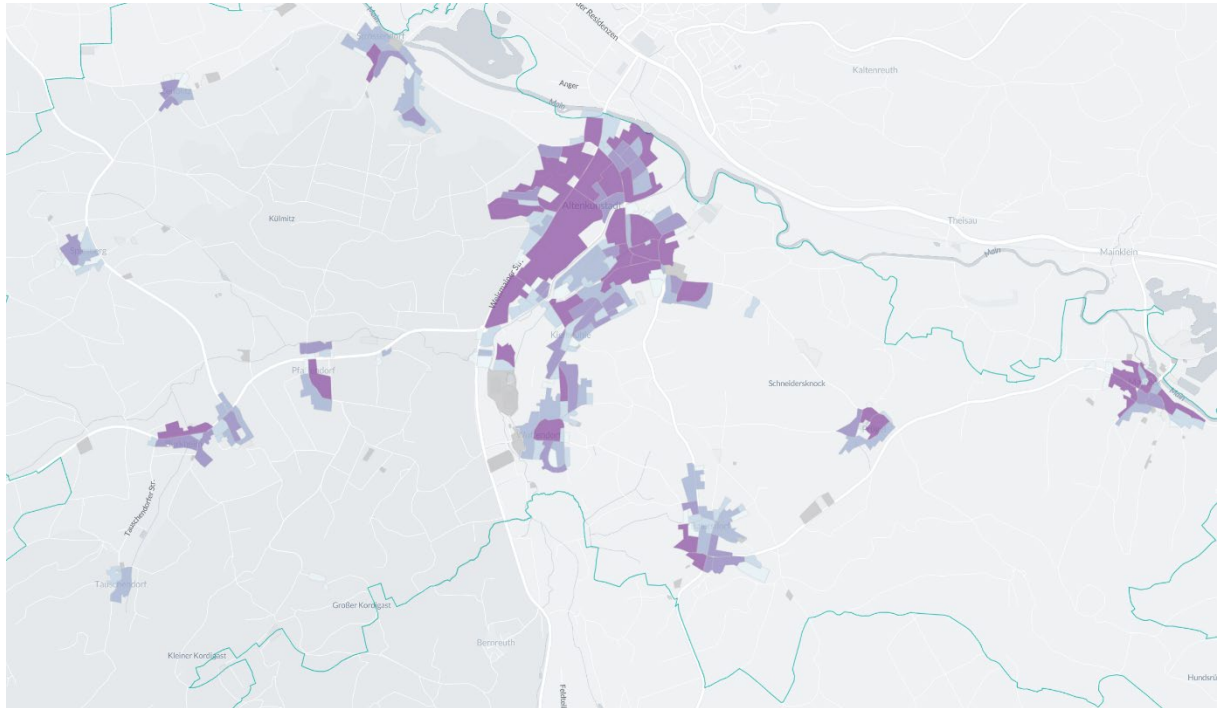


Abbildung 146: Gemeindegebiet | Räumliche Verteilung der Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)

Wärme - Kosten ■ Kein Wert ■ 0,1 - 7.000 € ■ 7.000,1 - 20.000 € ■ 20.000,1 - 40.000 € ■ 40.000,1 - 70.000 € ■ 70.000 €

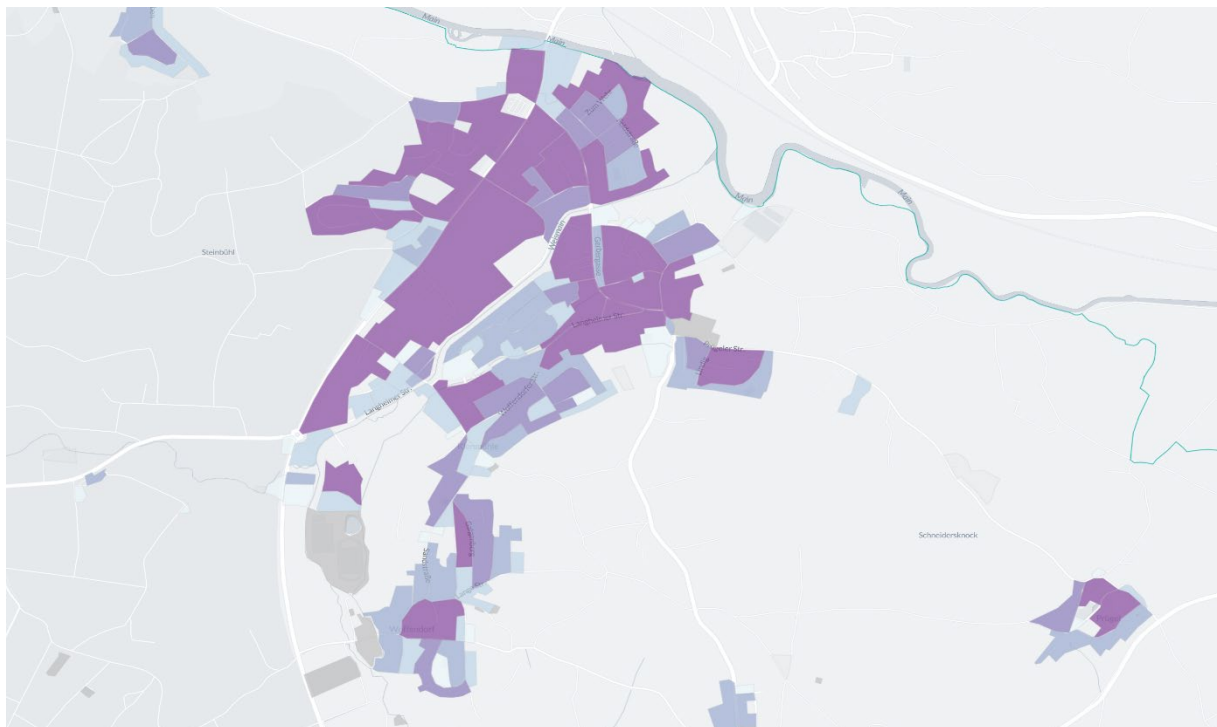


Abbildung 147: Hauptort | Räumliche Verteilung der Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)

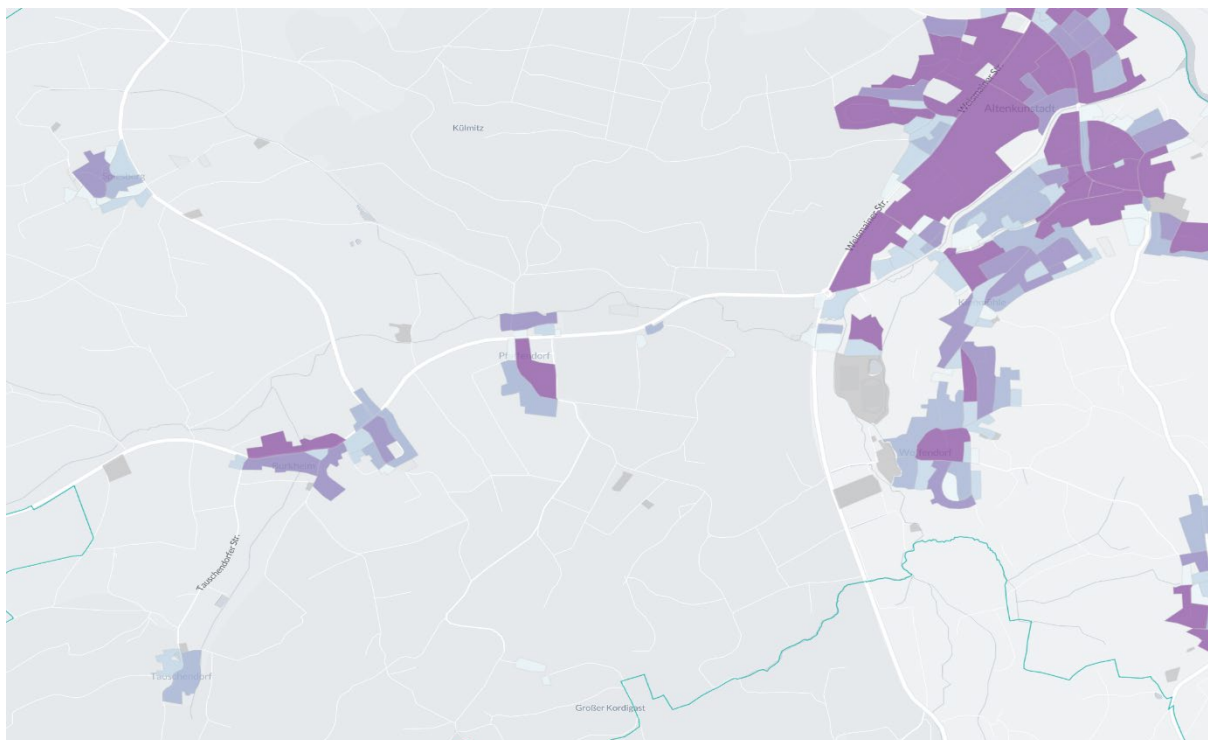


Abbildung 148: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | Räumliche Verteilung der Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)



Abbildung 149: Baiersdorf (links), Prügel und Mainek | Räumliche Verteilung der Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)

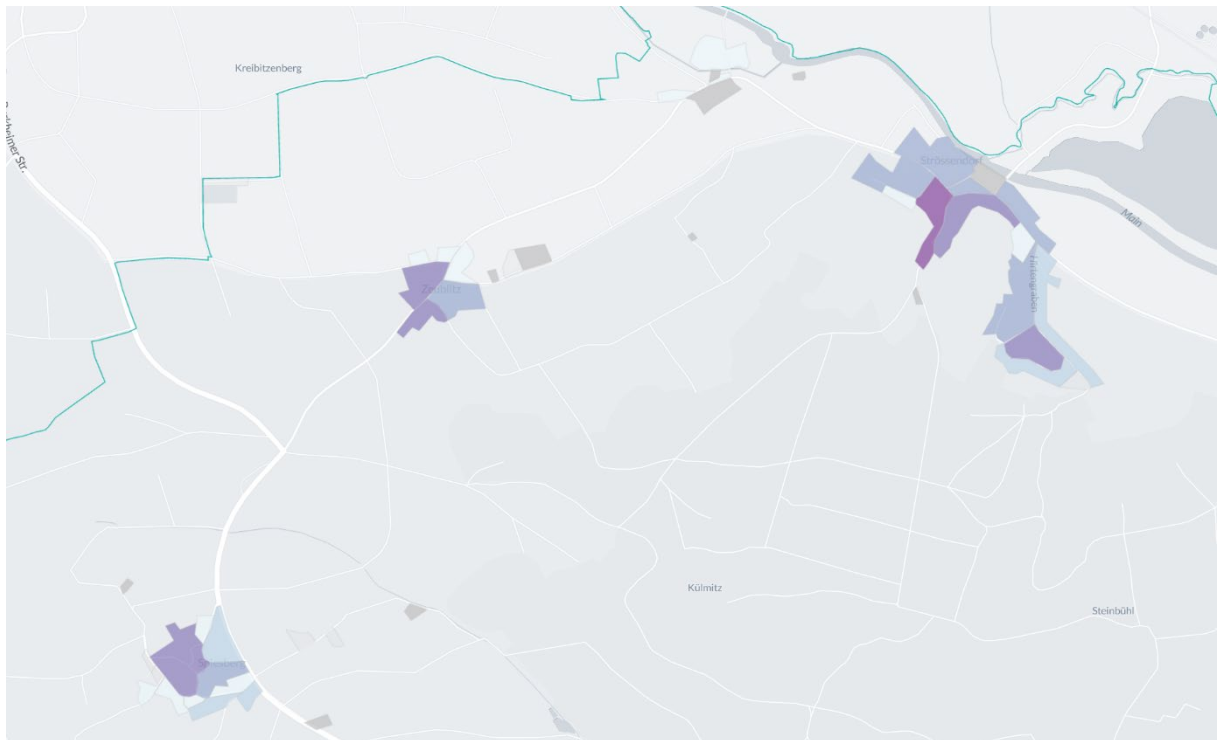


Abbildung 150: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | Räumliche Verteilung der Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)

In Gebieten mit einem sehr hohen Sanierungspotenzial ist hingegen mit einem starken Rückgang der Wärmenachfrage durch zukünftige energetische Sanierung des Gebäudebestandes zu rechnen.

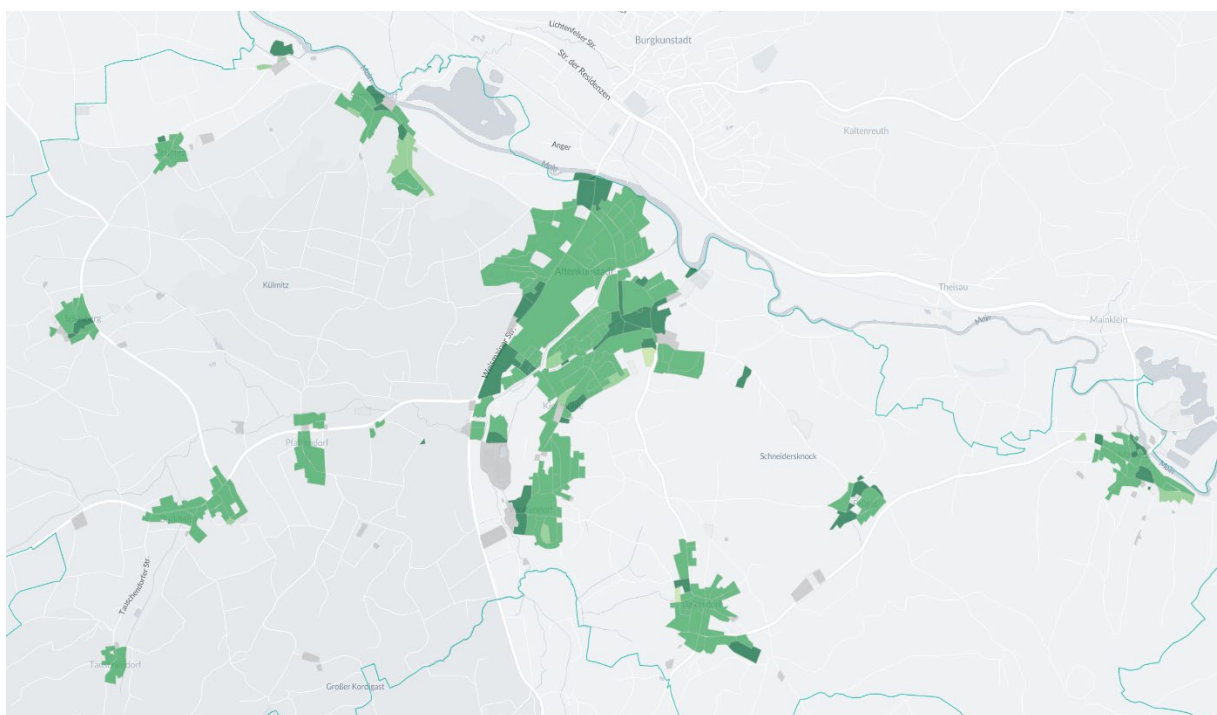


Abbildung 151: Gemeindegebiet | räumliche Verteilung der prozentualen Einsparungen durch Sanierungen

Sanierungspotenzial

Kein Wert	0,1 - 10%	10,1 - 20%	20,1 - 40%	40,1 - 80%	80%
-----------	-----------	------------	------------	------------	-----

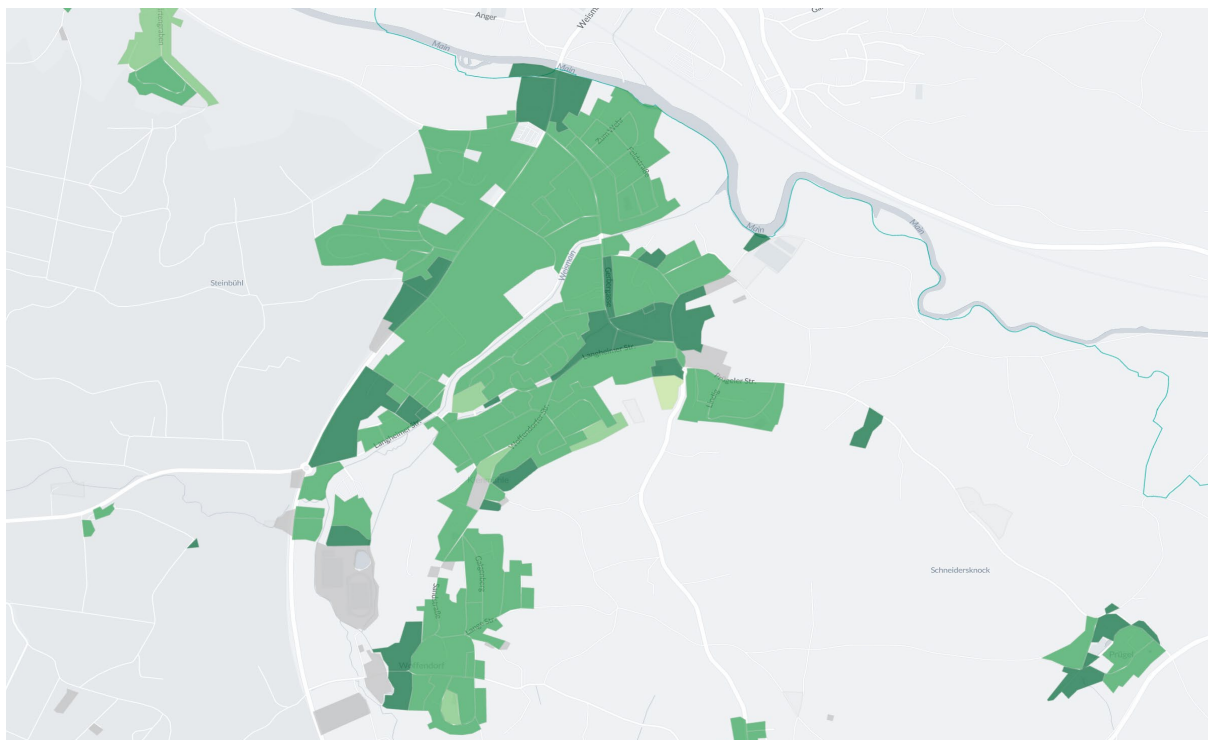


Abbildung 152: Hauptort | räumliche Verteilung der prozentualen Einsparungen durch Sanierungen

Sanierungspotenzial Kein Wert 0,1 - 10% 10,1 - 20% 20,1 - 40% 40,1 - 80% 80%

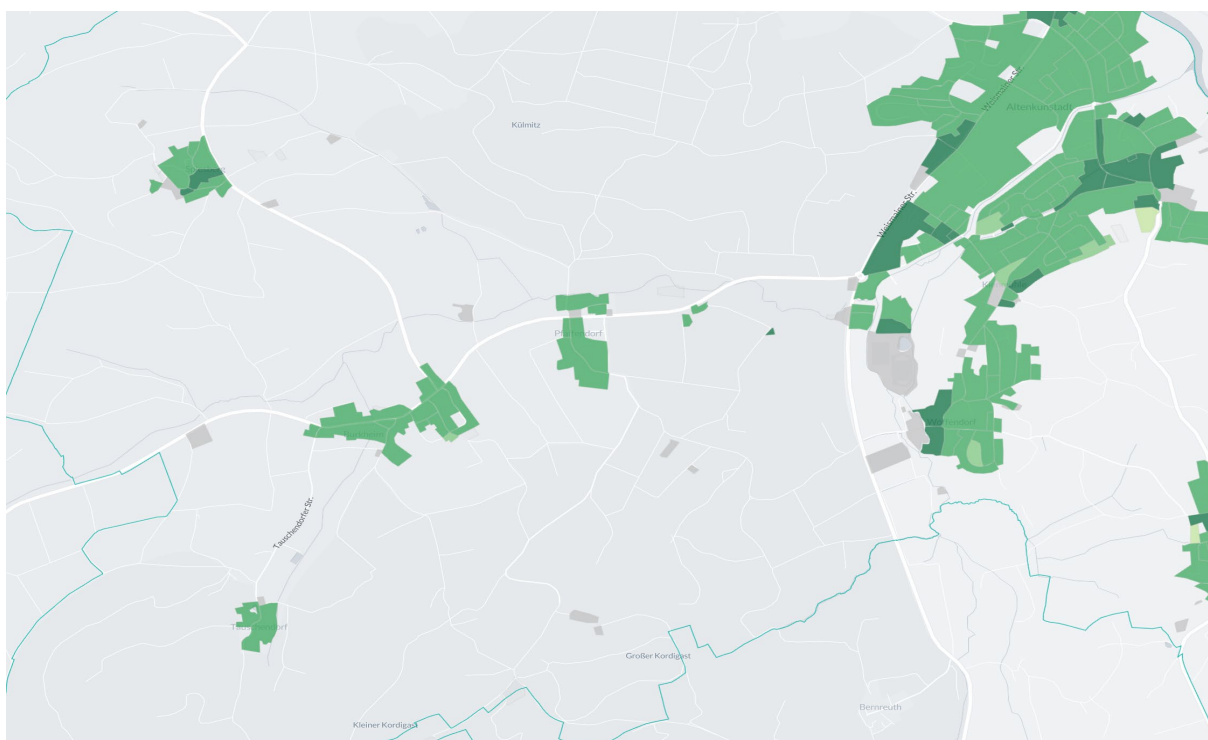


Abbildung 153: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort | räumliche Verteilung der prozentualen Einsparungen durch Sanierungen



Abbildung 154: Baiersdorf (links), Prügel und Mainneck | räumliche Verteilung der prozentualen Einsparungen durch Sanierungen

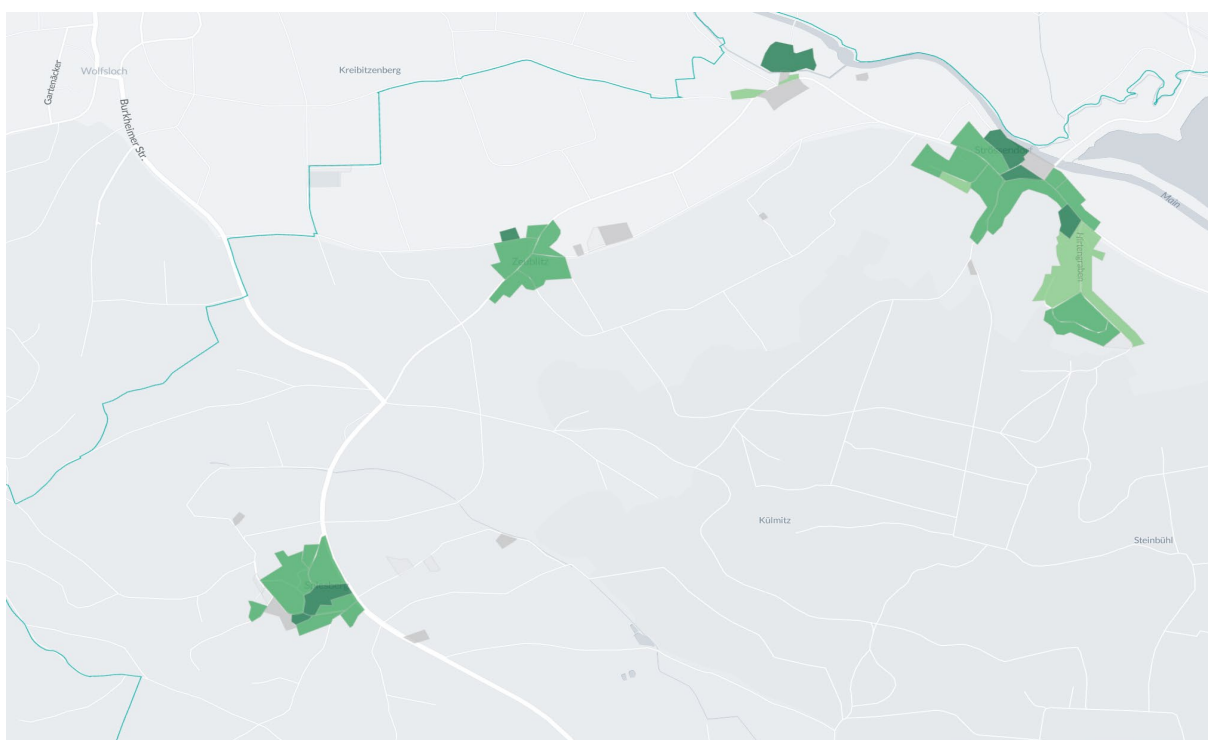


Abbildung 155: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf | räumliche Verteilung der prozentualen Einsparungen durch Sanierungen

4.3. Möglichen Szenarien für 2035 und 2045

Für die Beurteilung des Zielszenarios werden die Erkenntnisse aus dem Ausschöpfen des Sanierungspotenziales aufgegriffen. Die energetische Gebäudesanierung führt zur Reduzierung des Wärmebedarfes, ggf. auch der Wärmebedarfsdichte und schlägt sich somit auch im absoluten Energieverbrauch wieder.

Tabelle 55: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren (Szenario)

	IST-Zustand	2035	2045
BSKO-Sektor	Jahresendenergiebedarf	Jahresendenergiebedarf	Jahresendenergiebedarf
Private Haushalte	62,3 GWh	51,0 GWh	37,9 GWh
Industrie	5,6 GWh	5,4 GWh	5,6 GWh
Kommunale Einrichtungen	1,3 GWh	1,3 GWh	0,8 GWh
GHD/ Sonstiges	15,5 GWh	13 GWh	11,9 GWh
Summe	85,7 GWh	70,7 GWh	56,3 GWh

Erläuterung zur Tabelle: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren für das aktuelle Jahr und abgeschätzt für die aufgeführten zukünftigen Jahre.

4.3.1. Szenario 1 – Wärmenetz + Biomethan

Tabelle 56: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach Energieträgern | Variante/Szenario: Wärmenetz + Biomethan

Energieträger	IST-Zustand Jahresendenergie- bedarf	2035 Jahresendenergie- bedarf	2045 Jahresendenergie- bedarf
Heizstrom/ Wärmepumpe	10,7 GWh	8,0 GWh	-
Erdgas	32,7 GWh	-	-
Fernwärme Heizwerk Bestand	1,3 GWh	0,9 GWh	-
Heizöl	35,5 GWh	13,0 GWh	-
Holzpellets (+Biomasse)	5,3 GWh	4,0 GWh	3,6 GWh
Wärmepumpe (Ökostrom)	0,2 GWh	4,5 GWh	9,3 GWh
Biomethan	-	26,8 GWh	20,7 GWh
Flussthermie (Fernwärme)	-	9,4 GWh	15,9 GWh
Biomasse (Fernwärme)	-	4,1 GWh	6,8 GWh
Summe	85,7 GWh	70,7 GWh	56,3 GWh

Szenario 1 beschreibt einen Transformationspfad, bei dem die Wärmeversorgung bis 2045 weitgehend defossilisiert wird und dabei ein Teil des Hauptortes über ein Wärmenetz erschlossen wird. Ausgangspunkt ist der heutige Jahresendenergiebedarf von 85,7 GWh/a, der infolge der unterstellten Sanierungsmaßnahmen auf 70,7 GWh/a im Jahr 2035 und auf 56,3 GWh/a im Jahr 2045 sinkt. Die Defossilisierung erfolgt dabei nicht über einen einzelnen Energieträger, sondern über eine Kombination aus zentralen und dezentralen erneuerbaren Versorgungslösungen.

Ein zentraler Baustein des Szenarios ist die teilweise Anbindung des Hauptortes an ein Wärmenetz. Dieses Wärmenetz wird im Zielbild überwiegend erneuerbar gespeist und setzt sich bilanziell im Wesentlichen aus Flussthermie und Biomasse zusammen. Im Jahr 2045 entfallen auf die Flussthermie 15,9 GWh/a und auf Biomasse im Wärmenetz 6,8 GWh/a. Damit übernimmt die Flussthermie die Funktion des mengenmäßig dominierenden erneuerbaren Grundlastbausteins, während Biomasse insbesondere der winterlichen Mittel-, Spitzen- und Residuallastdeckung dient. Diese

Kombination ist fachlich plausibel, da die Flussthermie zwar hohe Jahresarbeitsanteile abdecken kann, ihre Verfügbarkeit und Effizienz im Winter jedoch begrenzt sein können.

Parallel dazu wird Erdgas in diesem Szenario weitgehend durch Biomethan substituiert. Der Biomethanbedarf liegt bei 26,8 GWh/a im Jahr 2035 und sinkt auf 20,7 GWh/a im Jahr 2045. Der Rückgang bis 2045 ist darauf zurückzuführen, dass mit fortschreitendem Ausbau des Wärmenetzes sowie mit dem zunehmenden Einsatz elektrischer Wärmepumpen ein Teil der zunächst noch gasbasierten Wärmeversorgung durch andere erneuerbare Versorgungspfade ersetzt wird. Heizöl wird schrittweise zurückgedrängt und bis 2045 vollständig ersetzt. An seine Stelle treten insbesondere Wärmepumpen, dezentrale Biomasseheizungen sowie die Wärmenetzversorgung. Der Beitrag der Wärmepumpen steigt dabei von 0,2 GWh/a im IST-Zustand auf 4,5 GWh/a im Jahr 2035 und 9,3 GWh/a im Jahr 2045.

Positiv zu bewerten ist an diesem Szenario vor allem die breite Diversifizierung der zukünftigen Wärmeversorgung. Im Unterschied zu einer stark monostrukturierten Versorgung verteilt sich die Wärmeerzeugung auf mehrere erneuerbare Bausteine. Dadurch wird das lokal vorhandene Potenzial der Flussthermie systemisch nutzbar gemacht und zugleich die Abhängigkeit von Biomethan gegenüber einem rein gasnetzgestützten Transformationspfad reduziert. Das Szenario ist damit aus energetischer Sicht robust, da es zentrale und dezentrale Lösungen miteinander kombiniert und unterschiedliche erneuerbare Potenziale integriert.

Gleichzeitig ist das Szenario mit einem erhöhten Infrastruktur- und Umsetzungsaufwand verbunden. Der Aufbau eines Wärmenetzes erfordert erhebliche Investitionen in Trassen, Hausanschlüsse und Übergabestationen sowie entsprechende Planungs-, Genehmigungs- und Bauzeiten. Hinzu kommen die technischen und rechtlichen Randbedingungen der Flussthermie, insbesondere in Bezug auf winterliche Gewässertemperaturen, wasserrechtliche Anforderungen und die Notwendigkeit einer ergänzenden Wärmeerzeugung zur Absicherung der Versorgung. Die wirtschaftliche Tragfähigkeit des Wärmenetzes hängt daher wesentlich von einer ausreichenden Wärmeliniedichte, einer hohen Anschlussquote und einer geeigneten räumlichen Abgrenzung des Versorgungsgebietes ab.

Insgesamt ist Szenario 1 für verdichtete Siedlungsbereiche und insbesondere für den Hauptort fachlich als sinnvoll und langfristig robust zu bewerten. Das Szenario nutzt lokale erneuerbare Wärmequellen in systemischer Weise, reduziert die Abhängigkeit von importierten Energieträgern und ermöglicht eine schrittweise, aber strukturell tragfähige Defossilisierung. Voraussetzung für die Realisierung ist allerdings, dass der Wärmenetzausbau technisch, wirtschaftlich und organisatorisch tragfähig umgesetzt

werden kann und dass die ergänzenden biogenen Energieträger in ausreichendem Umfang zur Verfügung stehen.

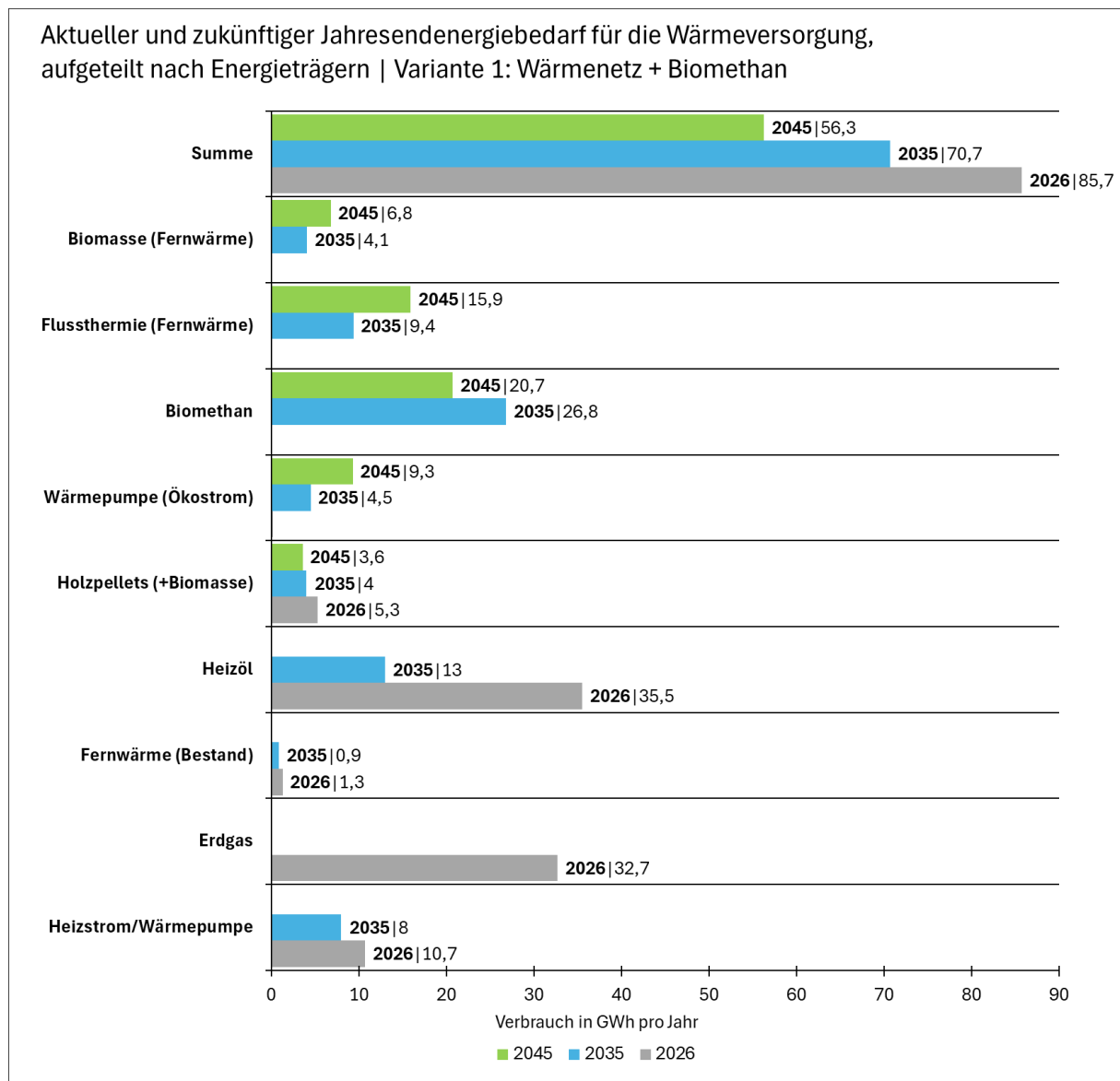


Abbildung 156: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach Energieträgern | Variante 1: Wärmenetz + Biomethan

4.3.2. Szenario 2 – Biomethan

Tabelle 57: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach Energieträgern | Variante/Szenario 2: Biomethan

Energieträger	IST-Zustand Jahresendenergie- bedarf	2035 Jahresendenergie- bedarf	2045 Jahresendenergie- bedarf
Heizstrom/ Wärmepumpe	10,7 GWh	8,0 GWh	-
Erdgas	32,7 GWh	-	-
Fernwärme Heizwerk Bestand	1,3 GWh	0,9 GWh	-
Heizöl	35,5 GWh	13,0 GWh	-
Holzpellets (+Biomasse)	5,3 GWh	8,4 GWh	8,4 GWh
Wärmepumpe (Ökostrom)	0,2 GWh	6,2 GWh	9,3 GWh
Biomethan	-	34,2 GWh	38,6 GWh
Summe	85,7 GWh	70,7 GWh	56,3 GWh

Szenario 2 beschreibt einen Transformationspfad, bei dem die Wärmeversorgung bis 2045 weitgehend defossilisiert wird, jedoch ohne den Aufbau eines zusätzlichen Wärmenetzes. Ausgangspunkt ist der heutige Jahresendenergiebedarf von 85,7 GWh/a, der infolge der unterstellten Sanierungsmaßnahmen auf 70,7 GWh/a im Jahr 2035 und auf 56,3 GWh/a im Jahr 2045 sinkt. Die Defossilisierung erfolgt in diesem Szenario im Wesentlichen über Biomethan, dezentrale Wärmepumpen und dezentrale Biomasseheizungen.

Kennzeichnend für dieses Szenario ist, dass keine zentrale erneuerbare Wärmenetzversorgung aufgebaut wird. Damit entfällt insbesondere die Nutzung der **Flussthermie** als lokaler erneuerbarer Großbaustein. Stattdessen wird die Transformation vorrangig über bestehende bzw. dezentrale Versorgungsstrukturen umgesetzt.

Erdgas wird dabei weitgehend durch Biomethan ersetzt. Der Biomethanbedarf steigt auf 34,2 GWh/a im Jahr 2035 und auf 38,6 GWh/a im Jahr 2045. Biomethan übernimmt damit im Zieljahr die mengenmäßig dominierende Rolle innerhalb der Wärmeversorgung.

Parallel dazu wird Heizöl schrittweise zurückgedrängt und bis 2045 vollständig ersetzt. Der Beitrag der Wärmepumpen mit Ökostrom steigt von 0,2 GWh/a im IST-Zustand auf 6,2

GWh/a im Jahr 2035 und 9,3 GWh/a im Jahr 2045. Auch die dezentrale Biomasse gewinnt an Bedeutung. Der Beitrag von Holzpellets beziehungsweise Biomasse nimmt von 5,3 GWh/a auf 8,4 GWh/a zu und verbleibt bis 2045 auf diesem Niveau. Damit basiert Szenario 2 auf einer Kombination aus gasförmigen biogenen Energieträgern, elektrischer Wärmeerzeugung und dezentraler fester Biomasse.

Positiv zu bewerten ist an diesem Szenario vor allem der im Vergleich zu einem Wärmenetz geringere Infrastruktur- und Umsetzungsaufwand. Da keine neue Fernwärmeinfrastruktur mit Leitungsbau, Hausanschlüssen und Übergabestationen errichtet werden muss, kann die Transformation grundsätzlich schneller und mit geringeren Eingriffen in den öffentlichen Raum erfolgen. **Zudem ist dieses Szenario insbesondere für Bereiche mit geringer Wärmeliniendichte, disperser Siedlungsstruktur oder fehlender Wärmenetzeignung grundsätzlich plausibel.** Die Wärmeversorgung kann stärker gebäudeweise beziehungsweise teilgebietsbezogen umgestellt werden.

Gleichzeitig weist Szenario 2 jedoch eine ausgeprägte Abhängigkeit von Biomethan auf. Da das lokal verfügbare Biogas- bzw. Biomethanpotenzial nach den vorliegenden Einschätzungen nicht ausreicht, setzt dieses Szenario in hohem Maß eine überregionale Bereitstellung voraus. Damit gehen Unsicherheiten hinsichtlich langfristiger Verfügbarkeit, Preisentwicklung und nachhaltiger Bereitstellung einher. Im Unterschied zu Szenario 1 wird zudem ein wesentliches lokales erneuerbares Potenzial, nämlich die Flussthermie oder die tiefe Geothermie, nicht genutzt. Die zukünftige Wärmeversorgung ist damit weniger diversifiziert und in stärkerem Umfang auf einen zentralen Energieträger angewiesen.

Hinzu kommt, dass die Umsetzung dieses Szenarios in hohem Maß von dezentralen Einzelentscheidungen abhängt, etwa von Eigentümerinvestitionen in Wärmepumpen, Biomasseheizungen oder die weitere Nutzung gasbasierter Versorgungssysteme mit Biomethan. Dadurch kann die Transformation kleinteiliger und in der praktischen Umsetzung heterogener verlaufen als bei einer zentral mit Wärmenetz strukturierten Lösung. Auch wenn keine neue Wärmenetzinfrastruktur erforderlich ist, bleibt somit ein erheblicher Koordinations- und Umsetzungsaufwand auf Gebäudeebene bestehen.

Insgesamt ist Szenario 2 vor allem für diejenigen Teilgebiete als sinnvoll zu bewerten, in denen ein Wärmenetzausbau technisch oder wirtschaftlich nicht tragfähig ist. Für solche Bereiche stellt es einen grundsätzlich realisierbaren Transformationspfad dar. **Aus energetisch-systemischer Sicht ist das Szenario jedoch weniger robust als eine stärker diversifizierte Lösung mit Nutzung lokaler erneuerbarer Großpotenziale, da es in hohem Maß auf die dauerhafte Verfügbarkeit von Biomethan angewiesen ist.**

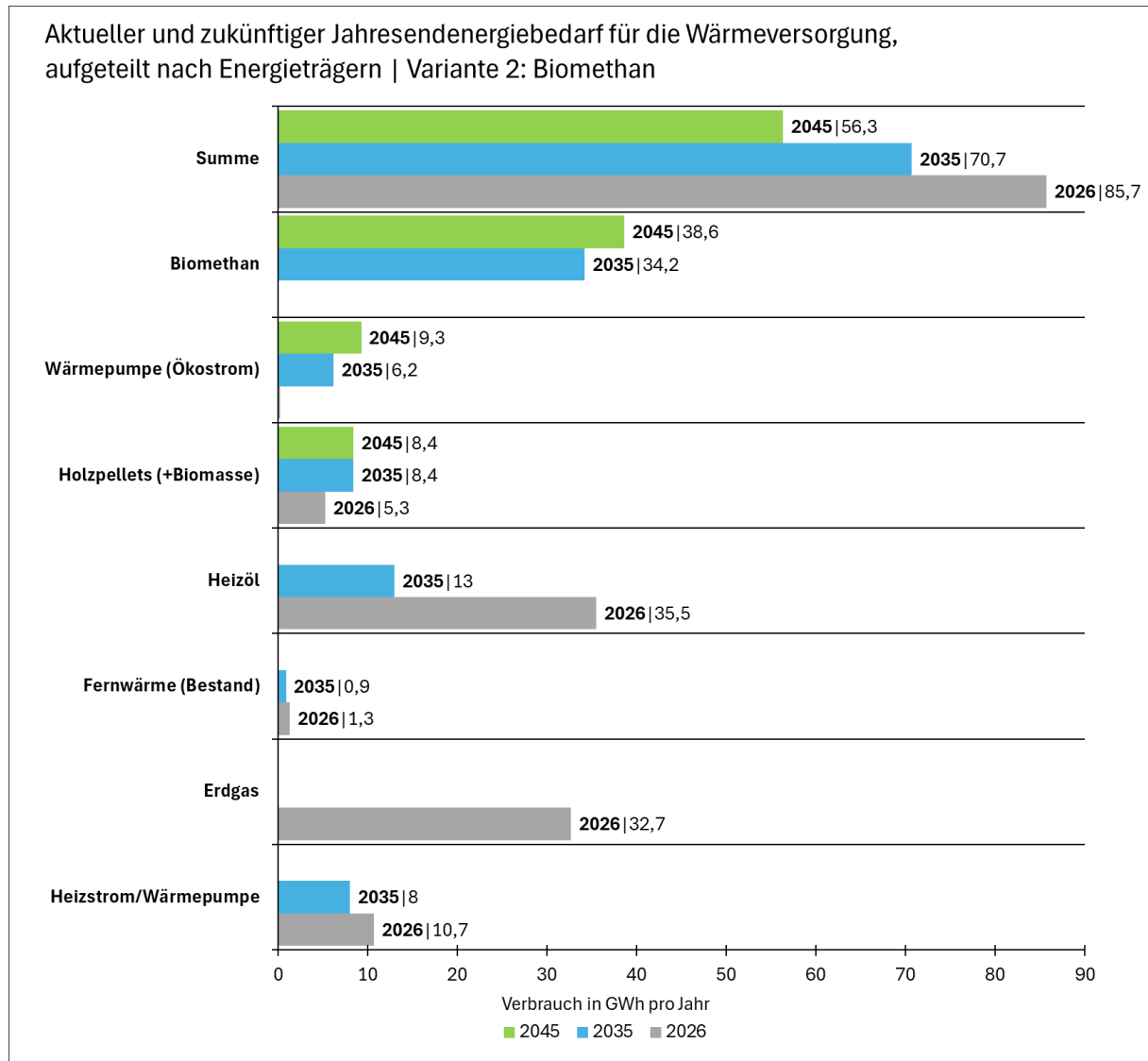


Abbildung 157: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach Energieträgern | Variante 2: Biomethan

4.3.3. Szenario 3 – Wärmenetz mit tiefer Geothermie + Biomethan

Tabelle 58: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach Energieträgern | Variante/Szenario 3: Wärmenetz mit tiefer Geothermie + Biomethan

Energieträger	IST-Zustand Jahresendenergie- bedarf	2035 Jahresendenergie- bedarf	2045 Jahresendenergie- bedarf
Heizstrom/Wärmepumpe	10,7 GWh	8,0 GWh	-
Erdgas	32,7 GWh	-	-
Fernwärme (Bestand)	1,3 GWh	0,9 GWh	-
Heizöl	35,5 GWh	13,0 GWh	-
Holzpellets (+Biomasse)	5,3 GWh	4,0 GWh	3,6 GWh
Wärmepumpe (Ökostrom)	0,2 GWh	4,5 GWh	7,1 GWh
Biomethan	-	16,8 GWh	16,8 GWh
tiefe Geothermie	-	15,1 GWh	20,4 GWh
Biomasse (Fernwärme)	-	8,4 GWh	8,4 GWh
Summe	85,7 GWh	70,7 GWh	56,3 GWh

Szenario 3 einen Transformationspfad zur Defossilisierung mit einem Zwischenstand für das Jahr 2035 und dem Zielzustand im Jahr 2045.

Ein zentraler Baustein des Szenarios ist die teilweise Anbindung geeigneter Versorgungsgebiete an ein Wärmenetz, das überwiegend durch tiefe Geothermie gespeist wird. Die tiefe Geothermie übernimmt dabei die Funktion der grundlastfähigen erneuerbaren Wärmequelle, während Biomasse im Wärmenetz zur Deckung der winterlichen Mittel-, Spitzen- und Residuallast dient.

Da das Temperaturniveau der geothermischen Wärme bei etwa 45 °C liegt, ist die direkte Nutzung vor allem in geeigneten Neubauten, sanierten Bestandsgebäuden sowie Quartieren mit niedrigen Vorlauftemperaturen sinnvoll. Für unsanierte Altbauten mit hohem Temperaturniveau ist diese Erschließungsform dagegen nur eingeschränkt geeignet beziehungsweise nur mit zusätzlichen Temperaturanhebungen oder gebäudeseitigen Anpassungen nutzbar (dezentrale Wärmepumpen oder zentrale Großwärmepumpen mit Niedertemperaturnetzten (< 90 °C).

Erdgas wird in diesem Szenario weitgehend durch Biomethan substituiert. Parallel dazu wird Heizöl schrittweise durch verschiedene erneuerbare Energieträger beziehungsweise Technologien ersetzt, insbesondere durch Wärmepumpen, dezentrale Biomasseheizungen sowie durch die Wärmenetzversorgung auf Basis tiefer Geothermie. Bis 2035 erfolgt eine deutliche Reduktion der fossilen Energieträger durch Substitution und Technologiewechsel sowie durch den Aufbau der hierfür erforderlichen Erzeugungs- und Netzinfrastruktur. Im Jahr 2045 wird schließlich das Zielbild einer weitgehend defossilisierten Wärmeversorgung erreicht.

Im Unterschied zu Szenario 1 mit Flussthermie basiert dieses Szenario auf der Nutzung einer tiefergeothermischen Wärmequelle. Diese ist im Betrieb weniger von saisonalen Schwankungen der Quellentemperatur abhängig und daher grundsätzlich als stabiler Grundlastbaustein geeignet.

Gleichzeitig ist die Nutzbarkeit räumlich und technisch stärker an die Lage der geothermischen Erschließung, an die Transportentfernung über Fernleitungen sowie an ein niedriges Temperaturniveau im Netz und in den angeschlossenen Gebäuden gebunden. Daraus folgt, dass die tiefe Geothermie vor allem in denjenigen Bereichen sinnvoll einsetzbar ist, in denen ein LowEx-Wärmenetz mit niedrigen Netztemperaturen wirtschaftlich aufgebaut und eine ausreichend hohe Wärmedichte erreicht werden kann. Für die Absicherung **im Winter bleibt die Kombination mit Biomasse erforderlich;** ergänzend wird Biomethan insbesondere in den nicht wärmenetzversorgten Gebieten weiterhin als wichtiger Energieträger benötigt.

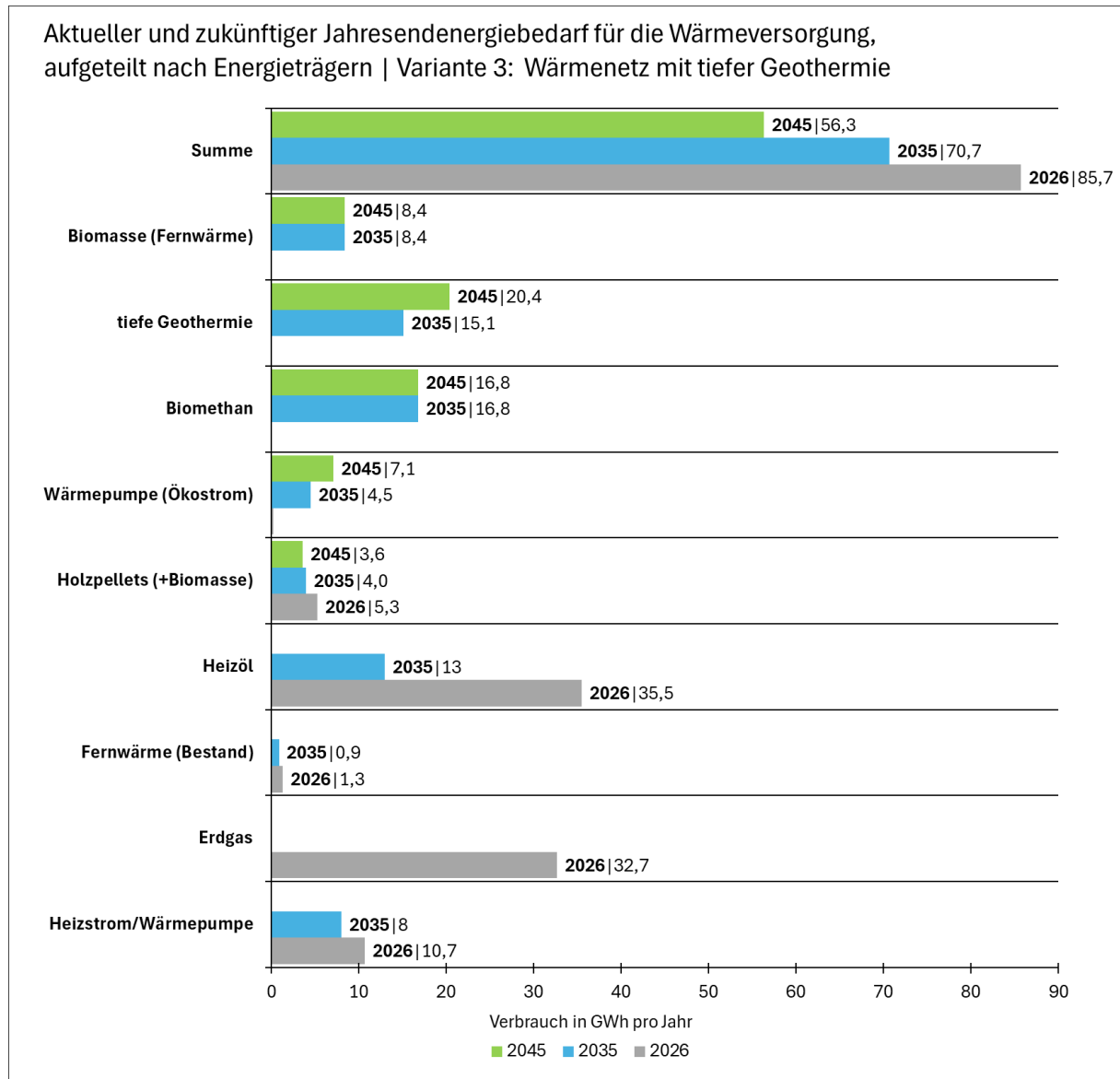


Abbildung 158: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach Energieträgern | Variante 3: Wärmenetz mit tiefer Geothermie + Biomethan

4.3.4. Verlauf der prognostizierten Treibhausgasemissionen bis 2045.

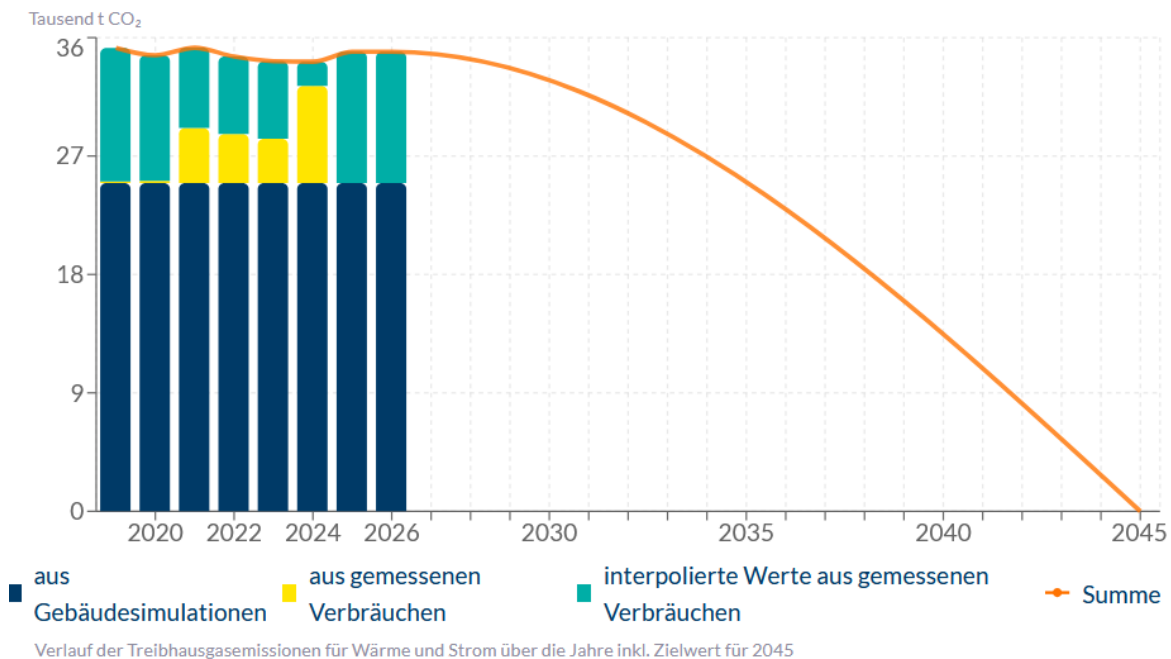


Abbildung 159: Verlauf der prognostizierten Treibhausgasemissionen bis 2045.

Die obige Abbildung nimmt Bezug auf die prognostizierten Szenarien und beschreibt den Weg zur Treibhausgasneutralität bis 2045. Zwischenschritte: 2030, 2035 und 2040. Der Pfad zur Treibhausgasminderung ruht insgesamt auf vier Säulen:

4.3.5. Vier Säulen auf dem Weg zur Treibhausgasneutralität

- 1. Durch den Ausbau von Wärmenetzen in Szenario 1 und Szenario 3 werden zusätzliche lokale erneuerbare Wärmequellen systematisch integriert und nutzbar gemacht.** In Szenario 1 betrifft dies insbesondere die Erschließung der Gewässerthermie des Mains in Kombination mit lokal verfügbarer Biomasse. In Szenario 3 wird anstelle der Flussthermie die tiefe Geothermie als grundlastfähige Wärmequelle erschlossen und ebenfalls mit Biomasse zur winterlichen Mittel-, Spitzen- und Residuallastdeckung kombiniert. In Szenario 2 entfällt dieser zentrale Beitrag, da kein Wärmenetz realisiert wird; die Defossilisierung erfolgt dort stattdessen stärker dezentral über Wärmepumpen und Biomasseheizungen. Bezogen auf den Zielzustand 2045 können durch die zentrale erneuerbare Wärmenetzversorgung in Szenario 1 rechnerisch rund 26 % und in Szenario 3 rund 34 % des heutigen Wärmebedarfs durch Flussthermie bzw. tiefe Geothermie zusammen mit Biomasse substituiert werden.

2. **Parallel erfolgt in allen drei Szenarien die Substitution von Erdgas durch Biomethan.** Der rechnerische Beitrag des Biomethans zur Substitution des heutigen Wärmebedarfs liegt im Zielzustand 2045 bei rund 24 % in Szenario 1, bei rund 45 % in Szenario 2 und bei rund 20 % in Szenario 3. Szenario 2 weist damit die höchste Abhängigkeit von gasförmigen erneuerbaren Energieträgern auf, da dort mangels Wärmenetz ein deutlich größerer Anteil der Wärmeversorgung über Biomethan bzw. perspektivisch andere klimaneutrale Gase bereitgestellt werden muss.
3. **Bau zusätzlicher erneuerbarer Energieerzeugungsanlagen, insbesondere im Bereich Photovoltaik (ca. 40 % Reduktion).** Schwerpunktnutzung der elektrischen Energie zum Betrieb von Wärmepumpen. Aktuell liegt hier der größte kurzfristige Hebel, da der deutsche Netzstrommix weiterhin mit hohen spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren verbunden ist – entsprechend wirken Maßnahmen zur Strombedarfsreduktion bzw. zur Substitution durch erneuerbare Erzeugung unmittelbar emissionsmindernd.
4. **Sanierungs- und Effizienzmaßnahmen im Gebäudesektor** (ca. 20 % Reduktion bis 2045).

4.4. Festlegung der Wärmeversorgungsgebiete/Eignungsgebiete

Nach dem Wärmeplanungsgesetz (WPG) des Bundes in Verbindung mit dem Bayerischen Wärmeplanungsgesetz sind die Gemeinden verpflichtet, ihr Gemeindegebiet systematisch in Wärmeversorgungsgebiete zu gliedern. Diese Gebietseinteilung dient der strategischen Festlegung, welche Art der Wärmeversorgung langfristig als vorrangig geeignet angesehen wird.

Zu unterscheiden sind insbesondere Gebiete für zentrale Wärmeversorgung (insbesondere Wärmenetze), Gebiete für dezentrale Einzelversorgung (z. B. Wärmepumpen, Biomasse, Solarthermie) sowie Übergangs- oder Prüfgebiete, in denen zum Zeitpunkt der Planung noch keine abschließende Festlegung möglich ist. Die Ausweisung der Wärmeversorgungsgebiete erfolgt auf Grundlage einer Bestandsanalyse des Wärmebedarfs, der vorhandenen Infrastruktur, der Potenziale erneuerbarer Energien und unvermeidbarer Abwärme sowie einer wirtschaftlichen und technischen Bewertung. Die Gebietseinteilung entfaltet keine unmittelbare Anschluss- oder Nutzungspflicht für Eigentümer, stellt jedoch eine verbindliche planerische Orientierung für kommunale Entscheidungen, Investitionen in Wärmenetze und die Ausrichtung zukünftiger Energieinfrastruktur dar.

Es ist zu beachten, dass die Trennung zwischen den Gebieten nicht immer genau gebäudescharf erfolgen kann.

Die Einteilung der zukünftigen Wärmeversorgungsgebiete erfolgt zunächst bis zur Fortschreibung des Wärmplans Ende 2031/32. Die Neubewertung bzw. Fortschreibung

betrifft überwiegend die Prüfgebiete und dient der Klärung, ob das zukünftige Versorgungskonzept weiterhin umsetzbar ist. Nicht markierte oder nicht explizit aufgeführte Bereiche werden automatisch der Kategorie „Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung“ (blau) zugeordnet.

Einteilung des beplanten Gebiets in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete gemäß WPG: Wärmenetzgebiet, Wasserstoffnetzgebiet, Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung sowie Prüfgebiet. Prüfgebiete können ergänzend informell nach ihrer voraussichtlichen Entwicklung differenziert werden, etwa in Prüfgebiete mit Perspektive Wärmenetz, dezentrale Wärmeversorgung oder Wasserstoffnetz.

Einteilung der Gebiete nach der zukünftigen Versorgungsart gemäß WPG: [18] [19]

Das geplante Gebiet wird nach § 18 WPG in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete eingeteilt. Gesetzliche Kategorien sind ausschließlich:

- Wärmenetzgebiet
- Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung
- Wasserstoffnetzgebiet
- Prüfgebiet

Die nachfolgend verwendeten Farben dienen ausschließlich der kartografischen Unterscheidung innerhalb des Wärmeplans; sie sind keine eigenständigen gesetzlichen Rechtskategorien.

Interne Untergliederungen eines Prüfgebiets, etwa nach der voraussichtlichen weiteren Prüfrichtung, können aus Darstellungsgründen verwendet werden. Sie sollten jedoch ausdrücklich als informelle oder interne Kartierungshilfe bezeichnet werden.

- Prüfgebiet – perspektivisch Wärmenetzgebiet (grün)
- Prüfgebiet – perspektivisch Biomethan-/Wasserstoffnetzgebiet (gelb)
- Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung (blau)

Der Gemeinderat/Stadtrat nimmt die im Wärmeplan dargestellte Einteilung in voraussichtliche Wärmeversorgungsgebiete nach dem Wärmeplanungsgesetz zur Kenntnis. Dargestellt werden Wärmenetzgebiete, Wasserstoffnetzgebiete, Gebiete für die dezentrale Wärmeversorgung sowie Prüfgebiete. Eine weitergehende Untergliederung von Prüfgebieten dient ausschließlich der informellen planerischen Differenzierung und ersetzt nicht die formale Gebietskategorie nach dem Wärmeplanungsgesetz.

Tabelle 59: Einteilung der Gebiete nach der zukünftigen Versorgungsart

Gebietsbezeichnung	Kategorie Wärmeversorgungsgebiet
Hauptort (Th.-Heuss-/Ra. Kraus-/Langheimer Str.)	Prüfgebiet – perspektivisch Wärmenetzgebiet
Hauptort (Weismainer Str. – Ost)	Prüfgebiet – perspektivisch Biomethan-/Wasserstoffnetzgebiet
Hauptort (Weismainer Str. – West)	Prüfgebiet – perspektivisch Biomethan-/Wasserstoffnetzgebiet
Hauptort (Prügler Str.)	Prüfgebiet – perspektivisch Biomethan-/Wasserstoffnetzgebiet
Baiersdorf	Prüfgebiet – perspektivisch Wärmenetzgebiet
Burkheim	Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung
Kapelle	Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung
Kienmühle	Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung
Kordigast	Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung
Maineck	Prüfgebiet – perspektivisch Wärmenetzgebiet
Pfaffendorf	Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung
Prügel	Prüfgebiet – perspektivisch Wärmenetzgebiet
Röhrig	Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung
Spiesberg	Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung
Strössendorf	Prüfgebiet – perspektivisch Biomethan-/Wasserstoffnetzgebiet
Tauschendorf	Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung
Trebitzmühle	Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung
Woffendorf	Prüfgebiet – perspektivisch Biomethan-/Wasserstoffnetz
Zeublitz	Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung



Abbildung 160: Gemeindegebiet | Räumliche Verteilung von Quartieren, Eignungsgebieten, Vorranggebieten.

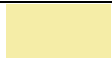
Farbe	Einteilung der Gebiete nach der zukünftigen Versorgungsart
	Prüfgebiet – perspektivisch Biomethan-/Wasserstoffnetzgebiet
	Prüfgebiet – perspektivisch Wärmenetzgebiet
	Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung



Abbildung 161: Nördlicher Teil - Hauptort | Einteilung: Prüfgebiet – perspektivisch Biomethan-/Wasserstoffnetzgebiet und Prüfgebiet – perspektivisch Wärmenetzgebiet

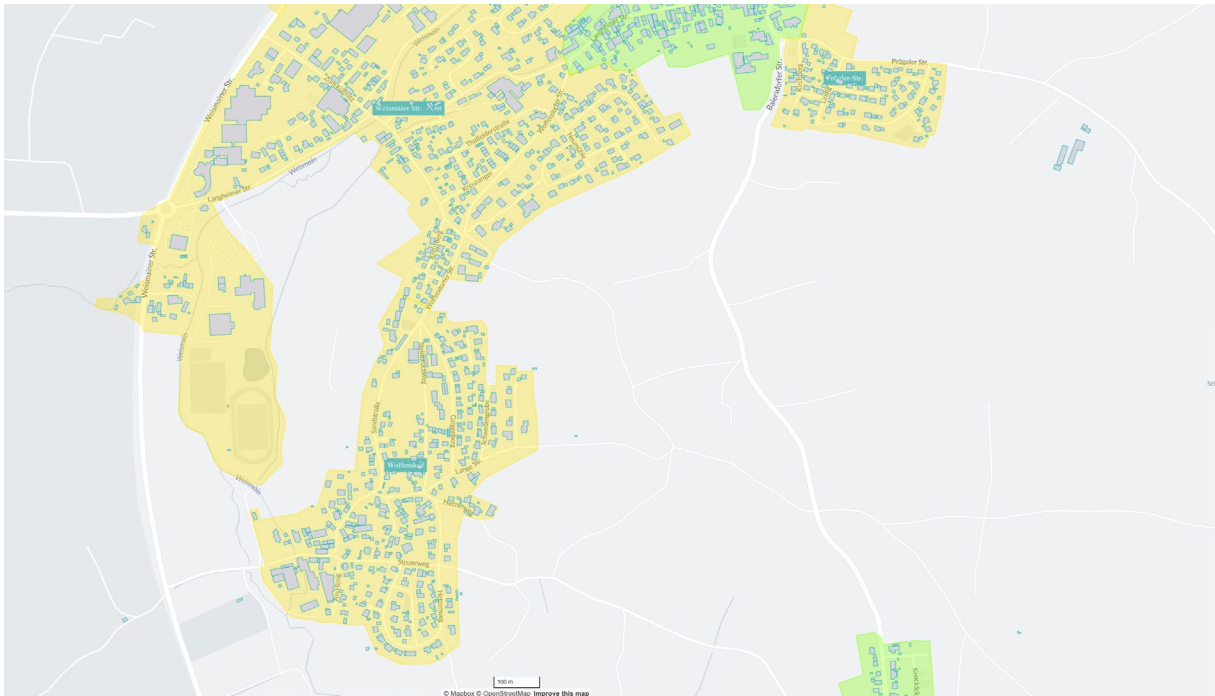
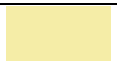


Abbildung 162: Südlicher Teil - Hauptort | Einteilung: Prüfgebiet – perspektivisch Biomethan-/Wasserstoffnetzgebiet

Farbe	Einteilung der Gebiete nach der zukünftigen Versorgungsart
	Prüfgebiet – perspektivisch Biomethan-/Wasserstoffnetzgebiet
	Prüfgebiet – perspektivisch Wärmenetzgebiet
	Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung

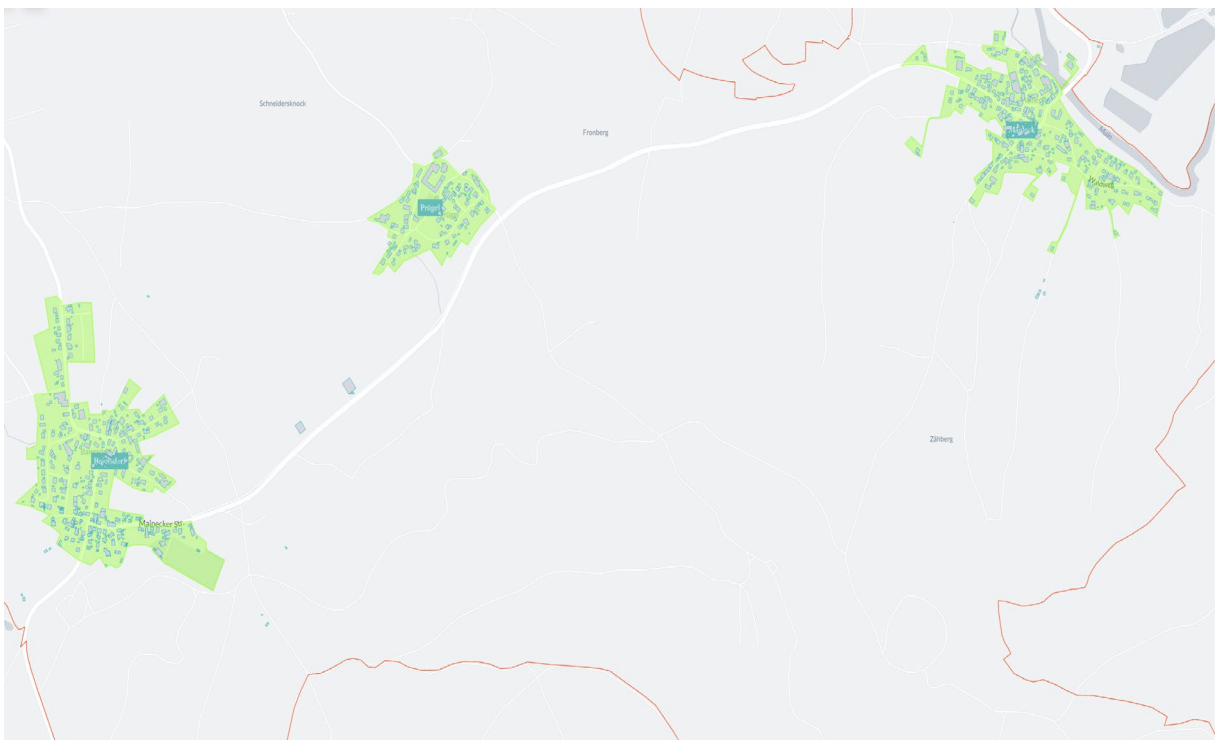


Abbildung 163: Baiersdorf, Prügel und Mainneck | Einteilung: Prüfgebiet – perspektivisch Wärmenetzgebiet

4.5. Rechtsrahmen in den Wärmeversorgungsgebieten

4.5.1. Wärmenetzgebiet

Rechtslage beim Einbau oder bei der Aufstellung einer Heizungsanlage

Der Anschluss an ein Wärmenetz ist ein gesetzlicher Erfüllungsweg nach dem Gebäudeenergiegesetz.

Bis zum Anschluss an das Wärmenetz kann eine Übergangslösung nur unter den Voraussetzungen des § 71j GEG in Anspruch genommen werden. Erforderlich sind insbesondere ein Vertrag über den späteren Anschluss an das Wärmenetz sowie die Belieferung mit mindestens 65 Prozent Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme; außerdem müssen die weiteren gesetzlichen Anforderungen, insbesondere an den Wärmenetzausbau- und -dekarbonisierungsfahrplan, vorliegen.
[18] [19]

Zu beachten

Die bloße Einteilung eines Grundstücks oder Teilgebiets in ein voraussichtliches Wärmeversorgungsgebiet nach dem Wärmeplanungsgesetz begründet für sich genommen weder einen Anspruch auf eine bestimmte Versorgung noch die Pflicht, eine bestimmte Wärmeversorgungsart tatsächlich zu nutzen oder bereitzustellen.

Eine frühere Anwendbarkeit der Anforderungen des § 71 Abs. 1 GEG in Bestandsgebäuden tritt nur ein, wenn eine gesonderte Entscheidung über die Ausweisung als Gebiet zum Neu- oder Ausbau von Wärmenetzen nach § 26 WPG getroffen und bekanntgegeben wurde.

4.5.2. Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung

Rechtslage beim Einbau oder bei der Aufstellung einer Heizungsanlage

In einem Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung gelten die allgemeinen Erfüllungsoptionen des Gebäudeenergiegesetzes. In Betracht kommen insbesondere der Anschluss an ein Wärmenetz, eine Wärmepumpe, eine Stromdirektheizung, eine solarthermische Anlage, eine Heizungsanlage zur Nutzung von Biomasse oder grünem oder blauem Wasserstoff einschließlich daraus hergestellter Derivate sowie Wärmepumpen- oder Solarthermie-Hybridheizungen nach Maßgabe der §§ 71b bis 71h GEG.

Soweit in Bestandsgebäuden die Anforderungen des § 71 Abs. 1 GEG noch nicht gelten, richten sich Zulässigkeit und Folgeverpflichtungen nach den gesetzlichen Übergangsregelungen.

[18] [19]

Zu beachten

Die Gebietsausweisung begründet keine eigenständigen technischen Sonderregeln. Maßgeblich bleiben die Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes.

Vor dem Einbau oder der Aufstellung einer Heizungsanlage, die mit einem festen, flüssigen oder gasförmigen Brennstoff betrieben wird, ist die Beratungspflicht nach § 71 Abs. 11 GEG zu beachten.

4.5.3. Prüfgebiet

Rechtslage beim Einbau oder bei der Aufstellung einer Heizungsanlage

Ein Prüfgebiet ist keine eigenständige Erfüllungsoption des Gebäudeenergiegesetzes und begründet keine Sonderrechte. Zulässig ist nur, was nach dem Gebäudeenergiegesetz zulässig ist.

Für ein Prüfgebiet gelten daher dieselben gesetzlichen Erfüllungswege und Übergangsregelungen wie außerhalb eines Prüfgebiets.

Ein späterer Anschluss an ein Wärmenetz oder die Inanspruchnahme einer Übergangsregelung ist nur unter den gesetzlichen Voraussetzungen des Gebäudeenergiegesetzes zulässig. [18] [19]

Zu beachten

Ein Prüfgebiet ist ein beplantes Teilgebiet, das noch nicht einem voraussichtlichen Wärmeversorgungsgebiet zugeordnet wird, weil die für die Einteilung erforderlichen Umstände noch nicht ausreichend bekannt sind oder weil ein erheblicher Anteil der ansässigen Letztverbraucher auf andere Art mit Wärme versorgt werden soll.

Die Wärmeplanung ist eine rechtlich unverbindliche, strategische Fachplanung.

4.5.4. Gemeinsame technische Anforderungen in allen Gebieten

Maßgeblich ist § 71 Abs. 1 GEG. Danach dürfen Heizungsanlagen zum Zweck der Inbetriebnahme grundsätzlich nur eingebaut oder aufgestellt werden, wenn sie mindestens 65 Prozent der mit der Anlage bereitgestellten Wärme aus erneuerbaren Energien oder unvermeidbarer Abwärme erzeugen.

Diese Anforderung gilt in Bestandsgebäuden nicht ausnahmslos sofort. Maßgeblich sind die Übergangsregelungen des § 71 Abs. 8 GEG; die Anforderungen gelten grundsätzlich ab dem 30. Juni 2026 beziehungsweise ab dem 30. Juni 2028 oder bereits einen Monat nach Bekanntgabe einer einschlägigen Ausweisungsentscheidung nach dem Wärmeplanungsgesetz.

Für bestimmte vor Ablauf der maßgeblichen Fristen eingebaute Heizungsanlagen gelten anschließend die stufenweisen Brennstoffquoten des § 71 Abs. 9 GEG.

Ein hydraulischer Abgleich ist nach § 60c GEG bei Heizungssystemen mit Wasser als Wärmeträger nach dem Einbau oder der Aufstellung einer Heizungsanlage in Gebäuden mit mindestens sechs Wohnungen oder sonstigen selbständigen Nutzungseinheiten vorgeschrieben.

Für Etagenheizungen gelten die Sonderregelungen des § 71l GEG. [18] [19]

4.5.5. Gasheizungen im Prüfgebiet

Die Einordnung als Prüfgebiet macht eine Gasheizung nicht eigenständig zulässig. Maßgeblich ist ausschließlich das Gebäudeenergiegesetz.

Soweit die Anforderungen des § 71 Abs. 1 GEG noch nicht gelten, kann der Einbau oder die Aufstellung einer gasbetriebenen Heizungsanlage in Bestandsgebäuden nach Maßgabe der gesetzlichen Übergangsregelungen zulässig sein.

Nach Ablauf der maßgeblichen Übergangsfristen ist eine gasbetriebene Heizungsanlage nur zulässig, wenn ein gesetzlicher Erfüllungsweg vorliegt. In Betracht kommen insbesondere Hybridheizungen nach § 71h GEG oder die Sonderregelung des § 71k GEG für auf 100 Prozent Wasserstoff umrüstbare Heizungsanlagen unter den dort geregelten Voraussetzungen.

Die bloße Erwartung, dass Wasserstoff später verfügbar sein könnte, genügt nicht. [18] [19]

4.5.6. Biomethan

Biomethan kann nur unter den gesetzlichen Voraussetzungen des Gebäudeenergiegesetzes berücksichtigt werden. Maßgeblich sind die Anforderungen des § 71f GEG sowie die gesetzlichen Nachweis- und Bestätigungspflichten.

Entscheidend ist nicht die bloße werbliche Bezeichnung eines Tarifs, sondern die gesetzeskonforme Nachweisführung.

Ein bloßer Hinweis auf „grünes Gas“ genügt nicht. [18] [19]

5. Umsetzungsstrategie und Maßnahmenkatalog

5.1. Steigerung der Energieeffizienz / allgemeine Maßnahmen

Im Rahmen dieses Kapitels und des Folgenden werden zuerst allgemeine Maßnahmen genannt, die zu einer Steigerung der Energieeffizienz und somit auch zu einer Reduzierung des Wärmebedarfs führen. Am Ende werden dann konkretere Maßnahmen genannt, die aufgrund der lokalen Gegebenheiten und Potenziale entwickelt wurden.

Gebäudebestand

- energetische Sanierung der Gebäudehülle: Dämmung von Dach, Fassade, Kellerdecke; Austausch ineffizienter Fenster
- Heizungsoptimierung: hydraulischer Abgleich, Hocheffizienzpumpen, witterungsgeführte Regelung
- Absenkung der Systemtemperaturen: Vorbereitung auf Niedertemperaturbetrieb (z. B. größere Heizflächen)
- verpflichtende Energieberatung bei Eigentümerwechseln und größeren Sanierungen
- Überprüfung der Dachflächen von kommunalen Gebäuden, bezüglich der Eignung für Photovoltaik und Solarthermie.

Neubau

- strenge Effizienzstandards über gesetzlichem Mindestniveau (z. B. Effizienzhaus-Niveau/Nullemissionsgebäude (ZEB - zero-emission buildings))
- passive Maßnahmen: kompakte Bauweise, optimierte Ausrichtung, Verschattung, Tageslichtnutzung
- Verzicht auf fossile Einzelheizungen; konsequente Auslegung für Wärmepumpen oder Wärmenetze

Anlagen und Prozesse

- Austausch veralteter Heizkessel und Übergabestationen
- Nutzung hocheffizienter Wärmeerzeuger und Speicher
- Abwärmenutzung aus Industrie, Gewerbe und Rechenzentren

Private Initiativen

- Förderung und Unterstützung von lokalen Initiativen, z. B. Genossenschaften, bei der Umsetzung von Projekten (PV-Anlagen, Energiespeicher, Wärmenetze ...)

Betrieb und Nutzerverhalten

- Energiemonitoring auf Gebäude- und Quartiersebene
- transparente Verbrauchsrückmeldungen für Eigentümer und Nutzer
- Schulung von Hausmeistern und technischen Betriebsführern

Kommunale Instrumente

- Sanierungsfahrpläne für Quartiere
- Verknüpfung von Fördermitteln mit Effizienzanforderungen
- Vorbildfunktion kommunaler Gebäude durch priorisierte Sanierung

Zeitliche Priorisierung

- Kurzfristig: Heizungsoptimierung, Monitoring, Beratung
- Mittelfristig: Gebäudesanierungen, Netzoptimierung
- Langfristig: Tiefgreifende Effizienzstandards, vollständige Niedertemperaturinfrastruktur

5.2. Dekarbonisierung / Defossilisierung der Wärmeversorgung

Erzeugung

- Ersatz fossiler Wärmeerzeuger durch erneuerbare Systeme: Wärmepumpen, Solarthermie, Biomasse (nachhaltig begrenzt)
- Integration von Großwärmepumpen in Quartieren und Wärmenetzen
- Nutzung tiefer und oberflächennaher Geothermie
- Power-to-Heat-Anlagen zur Nutzung von Überschussstrom

Wärmenetze

- Aufbau neuer Wärmenetze in verdichteten Gebieten mit hohem Anschlussgrad.
- Einsatz von Niedertemperatur- und Anergienetzen zur Maximierung erneuerbarer Quellen
- Stilllegung fossiler Spitzenlastkessel, Ersatz durch Speicher oder erneuerbare Backup-Systeme

Abwärme

- systematische Erfassung weiterer verfügbarer Abwärmepotenziale
- Einbindung von Industrie-, Gewerbe-, Abwasser- und Rechenzentrumsabwärme in Wärmenetze

Einzelgebäude

- Umstellung von Gas- und Ölheizungen auf Wärmepumpen oder Anschluss an Wärmenetze
- Hybridlösungen nur als Übergangslösung mit klarer Ausstiegsfrist für fossile Komponenten

Speicher

- Ausbau von Kurz- und Langzeitwärmespeichern (Puffer-, Erd- und Aquiferspeicher)
- Sektorkopplung durch Kombination von Strom-, Wärme- und Speicherinfrastruktur

Kommunale Vorbildfunktion

- vollständige Dekarbonisierung kommunaler Liegenschaften
- ausschließliche Beschaffung erneuerbarer Wärme für öffentliche Gebäude

Zeitliche Priorisierung

- Kurzfristig: Austausch fossiler Kessel, Abwärmeeinbindung, Power-to-Heat.
- Mittelfristig: Netzausbau, Großwärmepumpen, Speicher
- Langfristig: Vollständige Abkehr von fossilen Energieträgern in der Wärmeversorgung

5.3. Konkrete Umsetzungsmaßnahmen / Umsetzungsoptionen

Zusammenfassung der Optionen (Szenario 1 bis 3)

Zunächst wird noch einmal auf Kapitel 3.4 und 4.3 verwiesen. Dort wurden bereits die zur Verfügung stehenden Potenziale aufgezeigt und eingeordnet und die Szenarien entsprechend bewertet und im Detail erklärt.

5.3.1. Option/Szenario 1 – Wärmenetz + Biomethan

Einbindung der Biogasablage (Leikeim)

- Entweder Satelliten-BHKW/Gaskessel zur Wärmeversorgung von Prügel und Bayersdorf,
- oder Biogas wird zu Biomethan veredelt und in das Erdgasnetz eingespeist.
- Wärmenetz im Hauptort über Flussthermie und Biomasse (Hackschnitzel, Pflanzenreste, Klärschlamm-Pyrolyse) versorgt. Maineck analog.

Potenzielle Umsetzung

- **Wärmenetz Bayersdorf/Prügel und Maineck:** Regionalwerk Obermain, Biogasbetreiber, Genossenschaft oder Investor.
- **Wärmenetz Hauptort:** Regionalwerk Obermain, Genossenschaft + Regionalwerk oder Investor.

Biomethan: Da die lokalen Biomethanpotenziale zur Deckung des Bedarfs nicht ausreichen, ist ein ergänzender Bezug von Biomethan aus überregionalen Quellen erforderlich. Aus systemischer und infrastruktureller Sicht wäre jedoch ein lokaler Biomethanverbund der im Umkreis von rund 5 Kilometern liegenden Biogasanlagen vorteilhaft. Hierbei könnten die Anlagen über eine gemeinsame Aufbereitungsanlage an das Erdgasnetz angebunden und das aufbereitete Biomethan zentral eingespeist werden.

Potenzielle Akteure: Bayernwerk/Regionalwerk Obermain

Pro:

- Geringere Abhängigkeit von den nationalen und internationalen Energiemärkten
- Stärkere Nutzung lokal verfügbarer Ressourcen, insbesondere Biomasse und Flussthermie

Contra:

- Hohe Anfangsinvestitionen bzw. hoher Kapitalbedarf in der Umsetzungsphase
- Mögliche Akzeptanzprobleme bei betroffenen Akteuren und in der Bevölkerung

5.3.2.Option/Szenario 2 – Biomethan

Aufgrund des in diesem Szenario maximalen Biomethanbedarfs kann die Versorgung nicht ausschließlich über regionale Biogasverbundanlagen sichergestellt werden. Ergänzend ist daher der Bezug von Biomethan aus überregionalen Quellen vorzusehen.

Potenzielle Akteure: Bayernwerk/Ferngas (Netzbetreiber), Konsortium (Landwirte + Regionalwerk Obermain)

Pro:

- Geringere Investitionskosten im Vergleich zu alternativen Versorgungsoptionen
- Nutzung der bestehenden Infrastruktur, insbesondere der Erdgasnetze

Contra:

- Stärkere Abhängigkeit von den nationalen und internationalen Energiemärkten
- Geringere Resilienz des Versorgungssystems gegenüber Preis- und Versorgungsrisiken
- Strukturelle Nachteile im Hinblick auf die langfristige Robustheit und Unabhängigkeit der Wärmeversorgung

5.3.3.Option/Szenario 3 – Wärmenetz mit tiefer Geothermie + Biomethan

Das lokale Geothermiepotezial bietet die Möglichkeit, größere Wärmenetzabschnitte wirtschaftlich zu versorgen. Für Prügel, Baiersdorf und Mainneck ist eine geothermische Versorgung nach derzeitigem Planungs- und Kenntnisstand jedoch voraussichtlich nicht vorgesehen.

Zur ergänzenden Versorgung sind die regionalen Biogas- bzw. Biomethanpotenziale in das Gesamtkonzept eingebunden; sie dienen insbesondere der Versorgung der Gebiete, die nicht an das Wärmenetz angeschlossen werden können.

Potenzielle Akteure: Regionalwerk Obermain, weitere Stakeholder (Investoren)

Pro:

- Geringe Abhängigkeit von den nationalen und internationalen Energiemärkten
- Hoher Anteil lokal verfügbarer Energiequellen, insbesondere Biomasse und tiefe Geothermie

Contra:

- Hohe Anfangsinvestitionen bzw. hoher Kapitalbedarf in der Umsetzungsphase
- Mögliche Akzeptanzprobleme bei betroffenen Akteuren und in der Bevölkerung

5.4. Konkrete Umsetzungsmaßnahmen/Anhang

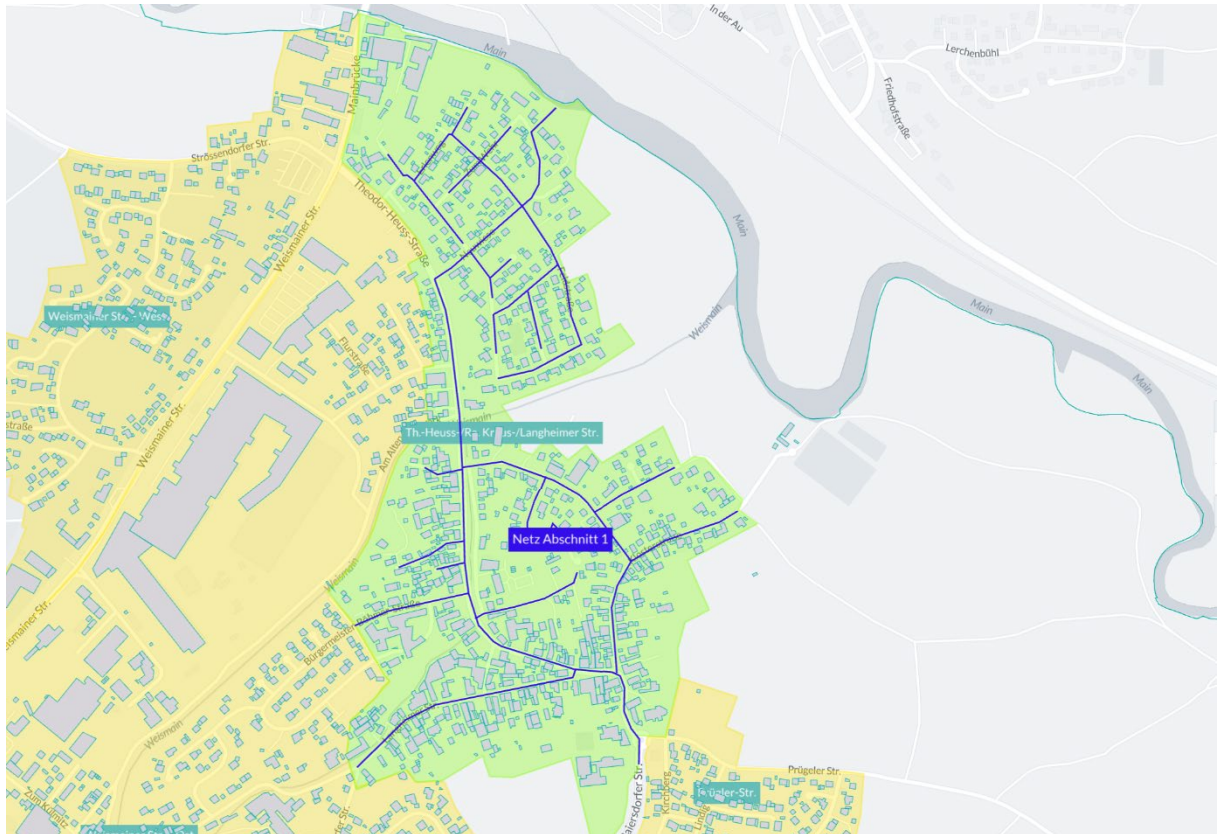


Abbildung 164: Konzeptvorschlag leitungsgebundene Wärmeversorgung | Prüfgebiet: Hauptort (Th.-Heuss-/Ra. Kraus-/Langheimer Str.)



Abbildung 165: Konzeptvorschlag leitungsgebundene Wärmeversorgung | Prüfgebiet: Prügel und Baiersdorf



Abbildung 166: Konzeptvorschlag leitungsgebundene Wärmeversorgung | Prüfgebiet: Maineck

Die obigen Abbildungen veranschaulichen mögliche Konzepte zur Umsetzung einer leitungsgebundenen Wärmeversorgung im Hauptort sowie in Baiersdorf, Prügel und Maineck. Es sind dabei ausschließlich die Hauptleitungen dargestellt. Zudem ist zu berücksichtigen, dass der tatsächliche Wärmeverbrauch nach Praxiserfahrungen in der Regel um rund 35 % unter dem angesetzten Wärmebedarf liegt.

Tabelle 60: Kennwerte, der entsprechenden Konzeptvorschläge zur Leitungsgebundenen Wärmeversorgung.

75 bis 85 % Anschlussquote	Gesamtlänge [km]	Hauptleitungen [km]	Energiebedarf [GWh/a]	Anzahl Gebäude
Hauptort	10,5	4,9	12,9	265
Baiersdorf	5,0	2,1	5,8	113
Prügel	0,7	2,2	1,1	51
Maineck	3,1	1,3	3,7	68

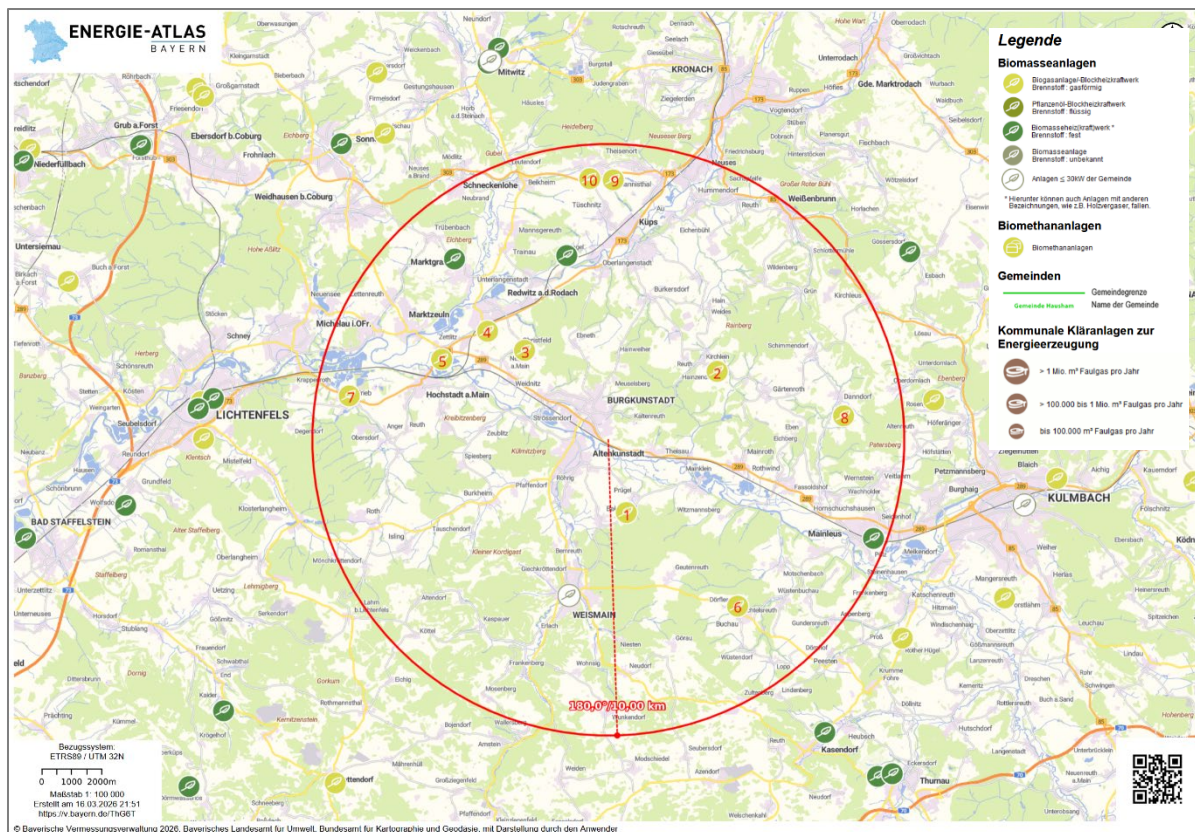


Abbildung 167: Biogasanlagen im Umkreis von 10 km

Die folgende Tabelle stellt die im Umkreis von 10 km vorhandenen Biogas- bzw. Biomethanpotenziale dar. Für die betrachteten zehn Biogasanlagen werden die jährliche Stromproduktion, das daraus abgeleitete Biomethanpotenzial sowie die elektrische Leistung und die äquivalente Feuerungsleistung ausgewiesen. Insgesamt ergibt sich ein Biomethanpotenzial von rund 60,0 GWh/a bei einer gesamten Feuerungsleistung von 13,76 MW.

Tabelle 61: Biogas bzw. Biomethanpotenziale im Umkreis von 10 km; Umrechnungsfaktor elektrische Leistung in Feuerungswärmeleistung: Faktor 2,4

Nr.	Typ	Stromproduktion [kWh/a]	Biomethan [kWh/a] *	elektrische Leistung [kW]	Feuerungsleistung [kW] *
1	Biogas	4.898.664	11.756.794	1.625	3.900
2	Biogas	1.814.773	4.355.455	499	1.198
3	Biogas	1.815.471	4.357.130	361	866
4	Biogas	3.472.579	8.334.189	740	1.776
5	Biogas	3.402.843	8.166.832	932	2.236
6	Biogas	760.772	1.825.852	99	237
7	Biogas	1.498.846	3.597.230	250	600
8	Biogas	769.745	1.847.388	99	237
9	Biogas	4.664.063	11.193.751	549	1.318
10	Biogas	1.918.472	4.604.333	580	1.392
Summe:		25.016.228	60.038.954	5.734	13.760

6. Maßnahmen & Teilgebiets-Steckbriefe

Die Steckbriefe (auch als Maßnahmenblätter) werden separat und sind nicht Bestandteil dieses Dokuments.

Quellenverzeichnis und weiterführende Literatur (ENEKA)

Brischke, Lars-Arvid, Martin Pehnt, Peter Mellwig, und Florian Herert. Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energien in Wärmeanwendungen - Strategie- und Diskussionspapier. ifeu - Bericht, Heidelberg: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, 2012.

Brücher, Wolfgang. Energiegeographie. Wechselwirkungen zwischen Ressourcen, Raum und Politik. Berlin, Stuttgart: Gebrüder Borntraeger Verlagsbuchhandlung, 2009.

Dittmann, A., und J. Zschernig. Energiewirtschaft. Berlin: Teubner Verlag, 1998.

Dötsch, Christian, Jan Taschenberger, und Ingo Schönberg. „Leitfaden Nahwärme.“ In UMSICHT-Schriftenreihe Band 6, von Fraunhofer UMSICHT. Oberhausen: Fraunhofer IRB Verlag, 1998.

Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT. Endbericht Potenzialanalyse erneuerbare Energien für das Gebiet der Stadt und des Landkreises Bamberg. Oberhausen: Fraunhofer-Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik UMSICHT, 2010.

Hans Hertle, Frank Dünnebeil, Benjamin Gugel, Eva Rechsteiner, Carsten Reinhard. BSKO Bilanzierungs-Systematik Kommunal - Empfehlungen zur Methodik der kommunalen Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland. ifeu: 2019.

Hegger, M., und J. Dettmar. Strukturelle und energetische Kennwerte von Stadträumen. Bonn: Fraunhofer IRB Verlag/pro:21 GmbH, 2014.

Hinz, E. Gebäudetypologie Bayern - Entwicklung von 11 Hausdatenblättern zu typischen Gebäuden aus dem Wohngebäudebestand Bayerns. Studie im Auftrag des Bund Naturschutz Bayern e.V., Darmstadt: Institut für Wohnen und Umwelt, 2006.

Kaltschmitt, M., W. Streicher, und A. Wiese. Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin: Springer-Verlag, 2006.

Kaltschmitt, Martin, Wolfgang Streicher, und Andreas Wiese. Erneuerbare Energien - Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Berlin: Springer-Verlag, 2006.

KEA Klimaschutz- und Energieagentur Baden-Württemberg GmbH. Kommunale Wärmeplanung - Handlungsleitfaden. Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg: 2020.

Kernocker, R. Energieschlaue sanieren - Wirtschaftlichkeit von energetischen Sanierungen bei Mehrfamilienhäusern anhand ausgeführter Beispiele. Linz: Land Oberösterreich, 2009.

Loga, T., et al. Energieeffizienz im Wohngebäudebestand - Techniken, Potenziale, Kosten und Wirtschaftlichkeit. Querschnittsbericht, Darmstadt: IWU Studie im Auftrag des Verbandes der Südwestdeutschen Wohnungswirtschaft e.V. (VdW Südwest), 2007.

Loga T., Nikolaus Diefenbach, Jens Knissel und Rolf Born. Entwicklung eines vereinfachten, statistisch abgesicherten Verfahrens zur Erhebung von Gebäudedaten für die Erstellung des Energieprofils von Gebäuden. Projektbericht, Darmstadt: Institut für Wohnen und Umwelt GmbH, 2005.

Loga T., Rolf Born, Marc Großklos, und Matthias Bially. Energiebilanz-Toolbox - Arbeitshilfe und Ergänzungen zum Energiepass Heizung/Warmwasser. Darmstadt: Institut für Wohnen und Umwelt GmbH, 2001.

prognos AG, Fraunhofer IFAM, IREES; BHKW-Consult. Potenzial- und Kosten-Nutzen-Analyse zu den Einsatzmöglichkeiten von Kraft-Wärme-Kopplung (Umsetzung der Energieeffizienzrichtlinie) sowie Evaluierung des KWKG im Jahr 2014. Endbericht, Berlin: Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2014.

Scheffler, J. . Bestimmung der maximal zulässigen Netzanschlussleistung photovoltaischer Energiewandlungsanlagen in Wohnsiedlungsgebieten. VDI Fortschritt-Berichte Nr. 512, Reihe 6 Energietechnik. Technische Universität Chemnitz: 2004.

Technische Universität München. Leitfaden Energienutzungsplan. München: Bayerisches Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit (StMUG), 2011.

Vilz, Andrea. Evaluierung der CO₂ - Minderungsmaßnahmen im Gebäudebereich. BMVBW (BBR): 2005.

Wagner, U. , Rouvel, L. , Schaefer, H. . Nutzung regenerativer Energien: Vorlesungsmanuskript. Herrsching, Energie & Management Verl.ges., 1999.

Weglage, Andreas. Energieausweis - Das große Kompendium. Wiesbaden: Teubner Verlag, 2008.

Winkelmüller, S. „Optimierung der Nachfrage- und Erzeugungsstruktur kommunaler Energiesysteme am Beispiel von Wien.“ Dissertation. Universität Augsburg, September 2006.

Quellenverzeichnis (GI Smart Solutions)

- [1] M. Hegger und J. Dettmar, Energetische Stadtraumtypen : strukturelle und energetische Kennwerte von Stadträumen, Stuttgart: Fraunhofer IRB-Verlag, 2014.
- [2] Bayerischen Staatsministerium für Digitales, „Liste der amtlichen Gemeindeteile/Ortsteile,“ 1 Dezember 2021. [Online]. Available: <https://www.bayernportal.de/dokumente/behoerde/50886666479/ortsteile>. [Zugriff am 15 August 2025].
- [3] Bayerische Staatsbibliothek, „Ortsdatenbank der Bayerischen Landesbibliothek,“ 28 August 2010. [Online]. Available: https://www.bavarikon.de/object/odb:BSB-ODB_A00002079?lang=de. [Zugriff am 17 August 2025].
- [4] Colliers International Deutschland GmbH, „Colliers,“ August 2025. [Online]. Available:

- <https://www.colliers.de/immobilienlexikon/energieverbrauchskenwert/>.
[Zugriff am 14 August 2025].
- [5] „ProMietrecht,“ 2025. [Online]. Available:
<https://www.promietrecht.de/Energieeinsparung/Energieausweis/Die-Energieeffizienzklassen-im-Energieausweis-Erlaeuterungen-E2025.htm>.
[Zugriff am 14 August 2025].
- [6] Bayerisches Landesamt für Statistik, „Statistik kommunal 2022,“ 28 Februar 2023. [Online]. Available:
https://www.statistik.bayern.de/mam/produkte/statistik_kommunal/2022/09475168.pdf. [Zugriff am 15 August 2025].
- [7] ENERGIE-FACHBERATER GmbH, „energie-fachberater.de,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.energie-fachberater.de/ratgeber/ratgeber-sanierungsplanung/einfamilienhaus-sanierung-kostet-im-schnitt-49000-euro.php>. [Zugriff am 18 August 2025].
- [8] Bright Renewables B.V., „bright-renewables.com,“ 2025. [Online]. Available: <https://www.bright-renewables.com/de/technologie/technik-biogasaufbereitung-membrantechnologie/>. [Zugriff am 17 August 2025].
- [9] Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e.V., „Leitfaden Biogas,“ 2016. [Online]. Available:
https://www.fnr.de/fileadmin/allgemein/pdf/broschueren/Leitfaden_Biogas_web_V01.pdf. [Zugriff am 17 August 2025].
- [10] Landesamt für Digitalisierung, Breitband und Vermessung (LDBV), „ENERGIE-ATLAS Bayern,“ 14 August 2025. [Online]. Available: <https://www.energieatlas.bayern.de/>. [Zugriff am 17 August 2025].
- [11] VKU, „www.VKU.de,“ 8 August 2024. [Online]. Available:
https://www.vku.de/fileadmin/user_upload/Verbandsseite/Publikationen/2024/240904_VKU_DWA_Abwasserwaerme_WEB-PDF.pdf. [Zugriff am 22 August 2025].
- [12] Green Innovations GmbH, „Green Innovations,“ 2025. [Online]. Available:
<https://green-innovations-gmbh.de/>. [Zugriff am 8 September 2025].
- [13] D. Bundestag, „GEG - Gesetze im Internet (Bundesministerium der Justiz),“ 1 Januar 2024. [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/geg/>. [Zugriff am 12 Dezember 2025].
- [14] Deutscher Bundestag, „WPG - Gesetze im Internet (Bundesministerium der Justiz),“ 20 Dezember 2023. [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/wpg/BJNR18A0B0023.html>. [Zugriff am 14 März 2026].

- [15] Bayerisches Landesamt für Statistik, „www.statistik.bayern.de,“ 31 Dezember 2024. [Online]. Available: https://www.statistik.bayern.de/mam/produkte/veroeffentlichungen/statistische_berichte/a1210c_202400.pdf. [Zugriff am 17 August 2025].
- [16] Bayerische Landesanstalt für Wald und Forstwirtschaft (LWF), „lwf.bayern.de,“ Juli 2024. [Online]. Available: https://www.lwf.bayern.de/mam/cms04/forsttechnik-holz/dateien/energieholzmarktbericht_2022_bf.pdf?utm_source=chatgpt.com. [Zugriff am 17 August 2025].
- [17] Technologie- und Förderzentrum im Kompetenzzentrum für nachwachsende Rohstoffe, „Heizwerttabellen für verschiedene Holzarten,“ Oktober 2015. [Online]. Available: https://www.tfz.bayern.de/mam/cms08/festbrennstoffe/dateien/heizwerttabellen_holzarten.pdf?utm_source=chatgpt.com. [Zugriff am 17 August 2025].
- [18] Fraunhofer ISE, „www.ise.fraunhofer.de,“ Juli 2024. [Online]. Available: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>. [Zugriff am 21 August 2025].
- [19] P. Stephan und al., VDI-Wärmeatlas, Düsseldorf: VDI-Gesellschaft Verfahrenstechnik und Chemieingenieurwesen, 2019.
- [20] F. N. mbH, „[F. N. mbH, „ferngas.de](http://ferngas.de),“ 15 Mai 2025. [Online]. Available: <https://www.ferngas.de/wasserstoff/>. [Zugriff am 30 September 2025].
- [21] D. B. „WPG - www.gesetze-im-internet.de (Bundesministerin der Justiz und für Verbraucherschutz),“ 20 Dezember 2023. [Online]. Available: <https://www.gesetze-im-internet.de/wpg/>. [Zugriff am 12 Dezember 2025].

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Geobasisdaten: Bayerische Vermessungsverwaltung Webkarte Gemeindegebiet Altenkunstadt 2025.....	8
Abbildung 2: Gemeindegebiet Darstellung der Baualtersklasse (Blockebene).....	13
Abbildung 3: Hauptort Darstellung der Baualtersklasse (Blockebene)	13
Abbildung 4: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort Darstellung der Baualtersklasse (Blockebene)	14
Abbildung 5: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck Darstellung der Baualtersklasse (Blockebene).....	14
Abbildung 6: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf Darstellung der Baualtersklasse (Blockebene).....	15
Abbildung 7: Gemeindegebiet Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene).....	16
Abbildung 8: Hauptort Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene)	16
Abbildung 9: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene).....	17
Abbildung 10: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene).....	17
Abbildung 11: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene).....	18
Abbildung 12: Anzahl Gebäude Absolute Werte nach Baualtersklasse und BSKO-Sektor (in Gebäude).....	19
Abbildung 13: Aufteilung der Gebäudeanzahl auf die BSKO-Sektoren	20
Abbildung 14: Aufteilung der Gebäudeanzahl auf die Sanierungsstände	20
Abbildung 15: Anzahl Gebäude Absolute Werte nach Baualtersklasse und Sanierungsstand (in Gebäude).....	21
Abbildung 16: Aufteilung der Gebäudeanzahl auf die Baualtersklassen	21
Abbildung 17: Gemeindegebiet Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Wärmebedarfs (Baublockebene).....	22
Abbildung 18: Hauptort Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Wärmebedarfs (Baublockebene).....	23
Abbildung 19: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Wärmebedarfs (Baublockebene).....	23
Abbildung 20: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Wärmebedarfs (Baublockebene)	24
Abbildung 21: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Wärmebedarfs in Altenkunstadt (Baublockebene).....	24
Abbildung 22: Wärmebedarf (Endenergie) Absolute Werte nach BSKO-Sektor (in GWh)	25
Abbildung 23: Wärmebedarf (Endenergie) Absolute Werte nach Energietyp (in GWh).....	26
Abbildung 24: Wärmebedarf (Endenergie) Absolute Werte nach Baualtersklasse und BSKO-Sektor (in GWh)	27
Abbildung 25: Wärmebedarf (Endenergie) spezifische Werte pro m ² (Nutzfläche) nach Baualtersklasse und BSKO-Sektor (in kWh/m ²)	27

<i>Abbildung 26: Wärmebedarf (Endenergie – absolute Werte nach Baualtersklasse und Versorgungsart – Wärme (in GWh)</i>	<i>28</i>
Abbildung 27: Gemeindegebiet Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Strombedarfs in Altenkunstadt (Baublockebene)	29
Abbildung 28: Hauptort Kartografische Darstellung des spezifischen bilanzierten Strombedarfs in Altenkunstadt (Baublockebene)	29
Abbildung 29: Strombedarf (Endenergie) Absolute Werte nach BSKO-Sektor (in GWh)	30
Abbildung 30: Strombedarf (Endenergie) Absolute Werte nach Versorgungsart – Strom (in GWh)	30
Abbildung 31: Wärmebedarf (Endenergie) Aufteilung des bilanzierten Wärmebedarfes (Endenergie) auf die Energieträger zur Wärmeversorgung	33
Abbildung 32: Wärmebedarf (Endenergie) Spezifische Werte pro m ² (Nutzfläche) nach Versorgungsart – Wärme (in kWh/m ²)	34
Abbildung 33: Wärmebedarf (Endenergie) Spezifische Werte pro Einwohner nach Versorgungsart – Wärme (in kWh/EW)	34
Abbildung 34: Gemessener Endenergieverbrauch zur Wärmebedarfsdeckung (gilt für das Jahr mit dem zuletzt gemessenen Verbrauch) – aufgeteilt auf die BSKO-Sektoren)	37
Abbildung 35: Gemessener Endenergieverbrauch zur Wärmebedarfsdeckung (gilt für das Jahr mit dem zuletzt gemessenen Verbrauch) – aufgeteilt auf die Energieträger zur Wärmeversorgung ...	38
Abbildung 36: Gemessener Endenergieverbrauch zur Wärmebedarfsdeckung (gilt für das Jahr mit dem zuletzt gemessenen Verbrauch) – spezifisch pro m ² Gebäudenutzfläche und aufgeteilt auf die Energieträger zur Wärmeversorgung	38
Abbildung 37: Bilanzierter absoluter Strombedarf – aufgeteilt auf die Energieträger zur Strombedarfsdeckung	41
Abbildung 38: Bilanzierter spezifischer Strombedarf pro m ² Nutzfläche – aufgeteilt auf die Energieträger zur Strombedarfsdeckung	41
Abbildung 39: Bilanzierter spezifischer Strombedarf pro Einwohner – aufgeteilt auf die Energieträger zur Strombedarfsdeckung	42
Abbildung 40: Gemessener Endenergieverbrauch zur Strombedarfsdeckung (gilt für das Jahr mit dem zuletzt gemessenen Verbrauch) – aufgeteilt auf die BSKO-Sektoren	43
Abbildung 41: Gemessener Endenergieverbrauch zur Strombedarfsdeckung (gilt für das Jahr mit dem zuletzt gemessenen Verbrauch) – aufgeteilt auf die Energieträger zur Stromversorgung	43
Abbildung 42: Gemessener Endenergieverbrauch zur Strombedarfsdeckung (gilt für das Jahr mit dem zuletzt gemessenen Verbrauch) – spezifisch pro m ² Gebäudenutzfläche und aufgeteilt auf die Energieträger zur Wärmeversorgung	44
Abbildung 43: Absolute THG-Emissionen (Wärme + Strom) nach BSKO-Sektoren	46
Abbildung 44: Spezifische THG-Emissionen pro m ² Nutzfläche (Wärme + Strom) nach BSKO-Sektoren	47
Abbildung 45: Spezifische THG-Emissionen pro Einwohner (Wärme + Strom) nach BSKO-Sektoren	47
Abbildung 46: Bilanzierter Endenergiebedarf (Strom und Wärme) aufgeteilt über die BSKO-Sektoren	48
Abbildung 47: Bilanzierter Wärmebedarf (Endenergie) aufgeteilt nach Energieträger der Wärmeversorgung	48

Abbildung 48: Aufschlüsselung des bilanzierten Strombedarfes (Endenergie) auf die Energieträger der Stromversorgung	49
Abbildung 49: Gemeindegebiet Räumliche Verteilung der THG-Emissionen (Wärme und Strom)	50
Abbildung 50: Hauptort Räumliche Verteilung der THG-Emissionen (Wärme und Strom)	50
Abbildung 51: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort Räumliche Verteilung der THG-Emissionen (Wärme und Strom).....	51
Abbildung 52: Baiersdorf (links), Prügel und Mainneck Räumliche Verteilung der THG-Emissionen (Wärme und Strom)	51
Abbildung 53: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf Räumliche Verteilung der THG-Emissionen (Wärme und Strom).....	52
Abbildung 54: Wärme- und Strombedarf (Endenergie) Absolute Werte nach BSKO-Sektor (in GWh)	53
Abbildung 55: Wärme- und Strombedarf (Endenergie) Spezifische Werte pro m ² (Nutzfläche) nach BSKO-Sektor (in kWh/m ²)	54
Abbildung 56: Wärme- und Strombedarf (Endenergie) Spezifische Werte pro Einwohner nach BSKO-Sektor (in kWh/EW)	54
Abbildung 57: Bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme + Strom) aufgeteilt nach Energietyp inkl. Anteil erneuerbarer Energien.....	57
Abbildung 58: Bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme + Strom) aufgeteilt nach Energietyp inkl. Anteil erneuerbarer Energien – spezifisch pro m ² Gebäudenutzfläche.....	58
Abbildung 59: Bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme + Strom) aufgeteilt nach Energietyp inkl. Anteil erneuerbarer Energien – spezifisch pro Einwohner.....	58
Abbildung 60: Gemeindegebiet Kartierung der Wärmeversorgungsarten (Energieträger zur Wärmebedarfsdeckung auf Baublockebene)	61
Abbildung 61: Hauptort Kartierung der Wärmeversorgungsarten (Energieträger zur Wärmebedarfsdeckung auf Baublockebene)	62
Abbildung 62: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort Kartierung der Wärmeversorgungsarten (Energieträger zur Wärmebedarfsdeckung auf Baublockebene)	62
Abbildung 63: Baiersdorf (links), Prügel und Mainneck Kartierung der Wärmeversorgungsarten (Energieträger zur Wärmebedarfsdeckung auf Baublockebene)	63
Abbildung 64: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf Kartierung der Wärmeversorgungsarten (Energieträger zur Wärmebedarfsdeckung auf Baublockebene)	63
Abbildung 65: Gemeindegebiet Kartierung der zentralen Energieversorgungsanlagen (Energieerzeugung und -wandlung)	64
Abbildung 66: Bilanzierter Endenergiebedarf Wärme, aufgeteilt nach Energieträger der Wärmeversorgung	67
Abbildung 67: Anzahl Gebäude Absolute Werte nach Baualtersklasse und Versorgungsart – Wärme.....	68
Abbildung 68: Anzahl Gebäude Absolute Werte nach Baualtersklasse und Sanierungsstand ..	68
Abbildung 69: Erdgasnetze im Gemeindegebiet von Altenkunstadt Quelle: Bayernwerk Netz GmbH.....	69

Abbildung 70: Mittelspannungsnetz im Gemeindegebiet von Altenkunstadt Quelle: Bayernwerk Netz GmbH	70
Abbildung 71: Gemeindegebiet Überwiegende Fernwärmeeignung – auf Baublockebene	72
Abbildung 72: Hauptort Überwiegende Fernwärmeeignung – auf Baublockebene	72
Abbildung 73: Teilausschnitt Hauptort Überwiegende Fernwärmeeignung – gebäudescharf....	73
Abbildung 74: Gemeindegebiet Kartierung der Wärmelinien-dichte (bilanzierter Nutzwärmebedarf je Meter Straßenlänge).....	73
Abbildung 75: Teilausschnitt Hauptort Kartierung der Wärmelinien-dichte (bilanzierter Nutzwärmebedarf je Meter Straßenlänge).....	74
Abbildung 76: Gemeindegebiet Kartierung der absoluten bilanzierten Endenergiebedarfe Wärme und gemessenen Endenergieverbräuche zur Wärmebedarfsdeckung (wenn vorhanden)	75
Abbildung 77: Hauptort, Baiersdorf, Prügel und Mainneck Kartierung der absoluten bilanzierten Endenergiebedarfe Wärme und gemessenen Endenergieverbräuche zur Wärmebedarfsdeckung (wenn vorhanden).....	75
Abbildung 78: Gemeindegebiet Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt).....	77
Abbildung 79: Hauptort Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt).....	77
Abbildung 80: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt).....	78
Abbildung 81: Baiersdorf (links), Prügel und Mainneck Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)	78
Abbildung 82: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)	79
Abbildung 83: Gemeindegebiet Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)	79
Abbildung 84: Hauptort Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)	80
Abbildung 85: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt).....	80
Abbildung 86: Baiersdorf (links), Prügel und Mainneck Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt).....	81
Abbildung 87: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt).....	81
Abbildung 88: Sanierungsszenario ENERGIE-ATLAS Bayern 2026 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie	83
Abbildung 89: Hauptort (links), Baiersdorf, Prügel und Mainneck Kartierung der Wärmebedarfsdichte.....	84
Abbildung 90: Kartierung des (theoretischen) Biomassepotenzials zur Wärmeerzeugung	85
Abbildung 91: Forstliche Übersichtskarte, Altenkunstadt ENERGIE-ATLAS Bayern 2026 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10].....	89
Abbildung 92: Energiepotenzial aus Waldderholz, Altenkunstadt ENERGIE-ATLAS Bayern 2026 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]	90

<i>Abbildung 93: Energiepotenzial aus Flur- und Siedlungsholz, Altenkunstadt ENERGIE-ATLAS Bayern 2026 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10].....</i>	<i>92</i>
Abbildung 94: Gemeindegebiet Trinkwasserschutzgebiete und Bestandsanlagen zur thermischen Grundwassernutzung (Grundwasserwärmepumpen) ENERGIE-ATLAS Bayern 2026 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10].....	95
Abbildung 95: Gemeindegebiet Potenzial für Erdwärmesonden in Altenkunstadt ENERGIE-ATLAS Bayern 2026 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10].....	96
Abbildung 96: Gemeindegebiet Potenzial für Grabenkollektoren in Altenkunstadt ENERGIE-ATLAS Bayern 2026 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10].....	97
Abbildung 97: Gemeindegebiet Entzugsenergie durch horizontale Kollektoren (EWK) ENERGIE-ATLAS Bayern 2026 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10].....	98
Abbildung 98: Gemeindegebiet Temperaturverteilung in 1.000 m Tiefe ENERGIE-ATLAS Bayern 2026 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10].....	99
Abbildung 99: Gemeindegebiet Darstellung der lokalisierten Umweltwärmepotenziale/Wärmepumpeneignung.....	100
Abbildung 100: Hauptort, Baiersdorf, Prügel und Mainneck Darstellung der lokalisierten Umweltwärmepotenziale/Wärmepumpeneignung.....	100
Abbildung 101: Gemeindegebiet Kartierung des Solarpotenzials zur Wärmeerzeugung, auf Gebäudeebene dargestellt.....	103
Abbildung 102: Hauptort Kartierung des Solarpotenzials zur Wärmeerzeugung, auf Gebäudeebene dargestellt.....	103
Abbildung 103: Gemeindegebiet Darstellung der Eigenbedarfsdeckungsquote durch Solarthermie, auf Baublockebene dargestellt.	104
Abbildung 104: Hauptort Darstellung der Eigenbedarfsdeckungsquote durch Solarthermie, auf Gebäudeebene dargestellt.....	104
Abbildung 105: Gemeindegebiet Gebietskulisse Photovoltaik, PV-Privilegierung und Vogelkulissen ENERGIE-ATLAS Bayern 2026 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]	107
Abbildung 106: Strössendorf, Spiesberg, Tauschendorf, Burkheim, Pfaffendorf und Hauptort Gebietskulisse Photovoltaik, PV-Privilegierung und Vogelkulissen ENERGIE-ATLAS Bayern 2026 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10]	107
Abbildung 107: Hauptort, Baiersdorf, Prügel und Mainneck Gebietskulisse Photovoltaik, PV-Privilegierung und Vogelkulissen ENERGIE-ATLAS Bayern 2026 Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft, Landesentwicklung und Energie [10].....	108
Abbildung 108: Abflusswerte Mainleus/Main Gewässerkundlicher Dienst Bayern (LfU).....	112
Abbildung 109: Wassertemperatur Main, Messstelle Mainleus Gewässerkundlicher Dienst Bayern (LfU)	114
Abbildung 110: Wassertemperatur Main, Messstelle Mainleus Gewässerkundlicher Dienst Bayern (LfU)	114
Abbildung 111: Zusammenfassung geeigneter Potenziale zur Wärmeversorgung (bilanziell) farbige Balken = nutzbarer Anteil; graue Balken = Restanteil!	119

Abbildung 112: Zusammenfassung geeigneter Potenziale zur Stromversorgung (bilanziell) farbige Balken = nutzbarer Anteil; graue Balken = Restanteil!	120
Abbildung 113: Gemeindegebiet Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt).....	135
Abbildung 114: Hauptort Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt).....	136
Abbildung 115: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt).....	136
Abbildung 116: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)	137
Abbildung 117: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf Kartierung des Sanierungsstandes auf Gebäudeebene (berechnet und auf Baublockebene dargestellt)	137
Abbildung 118: Gemeindegebiet abgeschätzte Sanierungskosten auf Baublock-Ebene	138
Abbildung 119: Hauptort abgeschätzte Sanierungskosten auf Baublock-Ebene	138
Abbildung 120: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort abgeschätzte Sanierungskosten auf Baublock-Ebene ..	139
Abbildung 121: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck abgeschätzte Sanierungskosten auf Baublock-Ebene.....	139
Abbildung 122: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf abgeschätzte Sanierungskosten auf Baublock-Ebene	140
Abbildung 123: Gemeindegebiet Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)	142
Abbildung 124: Hauptort Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)	143
Abbildung 125: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt).....	143
Abbildung 126: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt).....	144
Abbildung 127: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf Karte des Sanierungspotenzials (auf Gebäudeebene berechnet und auf Baublockebene dargestellt)	144
Abbildung 128: Gemeindegebiet Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)	145
Abbildung 129: Hauptort Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt).....	145
Abbildung 130: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)	146
Abbildung 131: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)	146
Abbildung 132: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)	147
Abbildung 133: Gemeindegebiet Räumliche Verteilung von Quartieren, Eignungsgebieten, Vorranggebieten.....	148

Abbildung 134: Nördlicher Teil - Hauptort Räumliche Verteilung von Quartieren, Eignungsgebieten, Vorranggebieten.	148
Abbildung 135: Südlicher Teil - Hauptort Räumliche Verteilung von Quartieren, Eignungsgebieten, Vorranggebieten.	149
Abbildung 136: Baiersdorf, Prügel und Maineck Räumliche Verteilung von Quartieren, Eignungsgebieten, Vorranggebieten.	149
Abbildung 137: Gemeindegebiet Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene).....	150
Abbildung 138: Hauptort Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene).....	150
Abbildung 139: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene).....	151
Abbildung 140: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene).....	151
Abbildung 141: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf Kartierung der Gebäudenutzung (Baublockebene).....	152
Abbildung 142: Hauptort (links), Baiersdorf, Prügel und Maineck Kartierung der Wärmebedarfsdichte für eine Leitungsgebundene Versorgung - Fernwärmeeignung (Baublockebene).....	153
Abbildung 143: Hauptort (links), Baiersdorf, Prügel und Maineck Kartierung der Wärmebedarfsdichte für eine Leitungsgebundene Versorgung - Fernwärmeeignung (gebäudescharf).....	153
Abbildung 144: Hauptort, nördlicher Teil Kartierung der Wärmebedarfsdichte für eine Leitungsgebundene Versorgung - Fernwärmeeignung (gebäudescharf).....	154
Abbildung 145: Baiersdorf und Prügel Kartierung der Wärmebedarfsdichte für eine Leitungsgebundene Versorgung - Fernwärmeeignung (gebäudescharf).....	154
Abbildung 146: Gemeindegebiet Räumliche Verteilung der Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)	155
Abbildung 147: Hauptort Räumliche Verteilung der Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt).....	155
Abbildung 148: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort Räumliche Verteilung der Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt)	156
Abbildung 149: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck Räumliche Verteilung der Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt).....	156
Abbildung 150: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf Räumliche Verteilung der Wärmekosten (auf Gebäudeebene berechnet - auf Baublockebene dargestellt).....	157
Abbildung 151: Gemeindegebiet räumliche Verteilung der prozentualen Einsparungen durch Sanierungen.....	157
Abbildung 152: Hauptort räumliche Verteilung der prozentualen Einsparungen durch Sanierungen.....	158
Abbildung 153: Tauschendorf und Spiesberg (links), Burkheim, Pfaffendorf, Woffendorf, Kienmühle, Baiersdorf und Hauptort räumliche Verteilung der prozentualen Einsparungen durch Sanierungen.....	158
Abbildung 154: Baiersdorf (links), Prügel und Maineck räumliche Verteilung der prozentualen Einsparungen durch Sanierungen.....	159

Abbildung 155: Spiesberg (links unten), Zeublitz und Strössendorf räumliche Verteilung der prozentualen Einsparungen durch Sanierungen.....	159
Abbildung 156: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach Energieträgern Variante 1: Wärmenetz + Biomethan.....	163
Abbildung 157: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach Energieträgern Variante 2: Biomethan.....	166
Abbildung 158: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach Energieträgern Variante 3: Wärmenetz mit tiefer Geothermie + Biomethan....	169
Abbildung 159: Verlauf der prognostizierten Treibhausgasemissionen bis 2045.....	170
Abbildung 160: Gemeindegebiet Räumliche Verteilung von Quartieren, Eignungsgebieten, Vorranggebieten.....	174
Abbildung 161: Nördlicher Teil - Hauptort Einteilung: Prüfgebiet – zukünftiges Biomethan-/Wasserstoffnetz und Prüfgebiet – Wärmenetz.....	174
Abbildung 162: Südlicher Teil - Hauptort Einteilung: Prüfgebiet – Gasnetztransformation.....	175
Abbildung 163: Baiersdorf, Prügel und Maineck Einteilung: Prüfgebiet – Wärmenetz.....	175
Abbildung 164: Konzeptvorschlag leitungsgebundene Wärmeversorgung Prüfgebiet: Hauptort (Th.-Heuss-/Ra. Kraus-/Langheimer Str.)	184
Abbildung 165: Konzeptvorschlag leitungsgebundene Wärmeversorgung Prüfgebiet: Prügel und Baiersdorf	184
Abbildung 166: Konzeptvorschlag leitungsgebundene Wärmeversorgung Prüfgebiet: Maineck..	185
Abbildung 167: Biogasanlagen im Umkreis von 10 km	186

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Übersicht der Gemeindeteile [2] [3] (Stand: Amtsblatt Nr. 1 – 27. Januar 2025).....	10
Tabelle 2: Rahmendaten des Projektgebietes.....	11
Tabelle 3: Aufteilung der Nutzfläche in Altenkunstadt nach BSKO-Sektoren	11
Tabelle 4: Verwendete Baualtersklassen für Wohngebäude (nach IWU 2014)	12
Tabelle 5: Mögliche Gebäudetypen abgeleitet aus dem Amtlichen Liegenschaftskataster	18
Tabelle 6: Gebäudebestand und bilanzierter Wärmebedarf (Endenergie), aufgeteilt nach Wohngebäudetypen	25
Tabelle 7: Gebäudebestand und bilanzierter Strombedarf (Endenergie) in Altenkunstadt, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren	31
Tabelle 8: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Wärme (Trinkwarmwasser + Heizwärme) aufgeteilt nach Energieträgern (absolut und spezifisch pro m ² Nutzfläche und pro Einwohner).....	32
Tabelle 9: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Wärme (Trinkwarmwasser + Heizwärme) (Mittelwerte spezifisch pro m ² Nutzfläche und pro Einwohner)	33
Tabelle 10: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für die Wärmeversorgung (Trinkwarmwasser + Heizwärme) aufgeteilt nach BSKO-Sektoren – absolut und spezifisch pro m ² Nutzfläche und pro Einwohner	35
Tabelle 11: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für die Wärmeversorgung (Trinkwarmwasser + Heizwärme) aufgeteilt nach BSKO-Sektoren (Mittelwerte spezifisch pro m ² Nutzfläche und pro Einwohner)	35

Tabelle 12: Realer gemessener Endenergieverbrauch in Altenkunstadt zur Wärmebedarfsdeckung (Trinkwarmwasser + Heizwärme) aufgeteilt nach Energieträgern – absolut der letzten 3 Jahre ...	36
Tabelle 13: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Strom, aufgeteilt nach Energieträgern, absolut und spezifisch pro m ² Nutzfläche und pro Einwohner	39
Tabelle 14: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Strom, aufgeteilt nach Energieträgern – Mittelwerte spezifisch pro m ² Nutzfläche und pro Einwohner	39
Tabelle 15: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Strom, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren: absolut und spezifisch pro m ² Nutzfläche und pro Einwohner	40
Tabelle 16: Bilanzierter Jahresendenergiebedarf in Altenkunstadt für Strom, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren: Mittelwerte spezifisch pro m ² Nutzfläche und pro Einwohner	40
Tabelle 17: Realer gemessener Endenergieverbrauch in Altenkunstadt zur Strombedarfsdeckung aufgeteilt nach Energieträgern - absolut der letzten 3 Jahre	42
Tabelle 18: Auflistung aller Parameter zur Ermittlung der THG-Bilanz	45
Tabelle 19: Emissionsbilanz (Emissionen basierend auf Endenergie für Wärme und Strom) in Altenkunstadt.....	46
Tabelle 20: Emissionsbilanz (Emissionen basierend auf Endenergie für Wärme und Strom) in Altenkunstadt (Mittelwerte spezifisch pro m ² und pro Einwohner).....	46
Tabelle 21: Bilanzierter Endenergiebedarf absolut, pro Einwohner und pro m ² Nutzfläche aufgeteilt nach BSKO-Sektoren	52
Tabelle 22: Bilanzierter Endenergiebedarf pro Einwohner und pro m ² Nutzfläche aufgeteilt nach BSKO-Sektoren (Mittelwerte der spezifischen Werte pro Nutzfläche und pro Einwohner)	53
Tabelle 23: Treibhausgasemissionen auf Basis der bilanzierten Endenergiebedarfe und/oder eingetragenen Verbräuche pro Kopf, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren	55
Tabelle 24: Bilanzierter Strombedarf und gemessener Stromverbrauch zur Wärmeversorgung der Haushalte pro Einwohner	55
Tabelle 25: Endenergieverbrauch und Treibhausgas-Emissionen in GHD und Industrie pro Beschäftigten.....	56
Tabelle 26: Spezifischer bilanzierter Endenergiebedarf (Wärme + Strom) pro Beschäftigten.....	56
Tabelle 27: Einsatz erneuerbarer Energien (inkl. EE-Abwärme) und konventioneller Abwärme nach Energieträgern in Altenkunstadt	56
Tabelle 28: Anteil erneuerbarer Energieträger am bilanzierten Wärme- und Strombedarf in Altenkunstadt.....	59
Tabelle 29: Anteil erneuerbarer Energien an der vor Ort erzeugten Wärme- und Strommenge in Altenkunstadt.....	59
Tabelle 30: Bilanzierter Endenergiebedarf (Strom) zur Wärmebedarfsdeckung	59
Tabelle 31: Anzahl der Gebäude, deren Versorgung auf leitungsgebundenen Energieträgern beruht, in Altenkunstadt	60
Tabelle 32: Übersicht wichtiger Erzeugungsanlagen	65
Tabelle 33: Energiebereitstellung durch erneuerbare Versorgungsanlagen nach Anlagentyp in Altenkunstadt.....	65
Tabelle 34: Energiemenge zur Wärmebedarfsdeckung nach Versorgungsarten der Gebäude in Altenkunstadt.....	67
Tabelle 35: Angaben zur Flächendichte in Altenkunstadt	71
Tabelle 36: Ausweisung der berechneten Biomassepotenziale für das Untersuchungsgebiet....	86
Tabelle 37: Biogaspotenzial (Altenkunstadt) [10]	88

Tabelle 38: Energieholzpotenzial aus Waldderholz, Gemeinde Altenkunstadt (Energieholzpotenzial aus Waldholz) [10]	91
Tabelle 39: Energieholzpotenzial aus Flur- und Siedlungsholz, Gemeinde Altenkunstadt [10]....	92
Tabelle 40: Übersicht Geothermische Nutzung Leistungs- und Energiepotenzial bzw. Temp. ...	94
Tabelle 41: Entzugsleistung/-energie pro Sonde (Richtwerte) [10]	94
Tabelle 42: Entzugsenergie von Grabenkollektoren (Richtwerte) [10]	96
Tabelle 43: Entzugsenergie horizontale Kollektoren (Richtwerte) [10]	97
Tabelle 44: Solarenergie – Potenzial auf Dachflächen [10]	102
Tabelle 45: Solarenergie – Potenzial auf Dachflächen [10]	106
Tabelle 46: Photovoltaik - Potenzial auf Freiflächen [10]	109
Tabelle 47: Anforderung bei Nutzung von Gewässerthermie am Main.....	112
Tabelle 48: Flussthermie (Main) – thermisches Potenzial	113
Tabelle 49: Abwasser – thermisches Potenzial	116
Tabelle 50: Abwärmesteckbrief – Brauhaus Altenkunstadt Andreas Leikeim GmbH u. Co KG Plattform für Abwärme (PfA) [10]	118
Tabelle 51: Abwärmeverteilung - Brauhaus Leikeim.....	118
Tabelle 52: Zusammenfassung nutzbarer Potenziale zur Deckung der Wärme- und Stromversorgung pro Jahr.....	124
Tabelle 53: Wärmepotential: Einsatzplanung, Umsetzungszeitraum, Bewertung und Zugehörigkeit zum Energiesystem	133
Tabelle 54: Sanierungskosten aufgeteilt auf die BSKO-Sektoren.....	141
Tabelle 55: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach BSKO-Sektoren (Szenario)	160
Tabelle 56: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach Energieträgern Variante/Szenario: Wärmenetz + Biomethan	161
Tabelle 57: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach Energieträgern Variante/Szenario 2: Biomethan	164
Tabelle 58: Aktueller und zukünftiger Jahresendenergiebedarf für die Wärmeversorgung, aufgeteilt nach Energieträgern Variante/Szenario 3: Wärmenetz mit tiefer Geothermie + Biomethan	167
Tabelle 59: Einteilung in Wärmeversorgungsgebiete	173
Tabelle 60: Kennwerte, der entsprechenden Konzeptvorschläge zur Leitungsgebundenen Wärmeversorgung.	185
Tabelle 61: Biogas bzw. Biomethanpotenziale im Umkreis von 10 km; Umrechnungsfaktor elektrische Leistung in Feuerungswärmeleistung: Faktor 2,4.....	187



Gebietssteckbrief – Gebiete für die dezentrale Wärmeversorgung

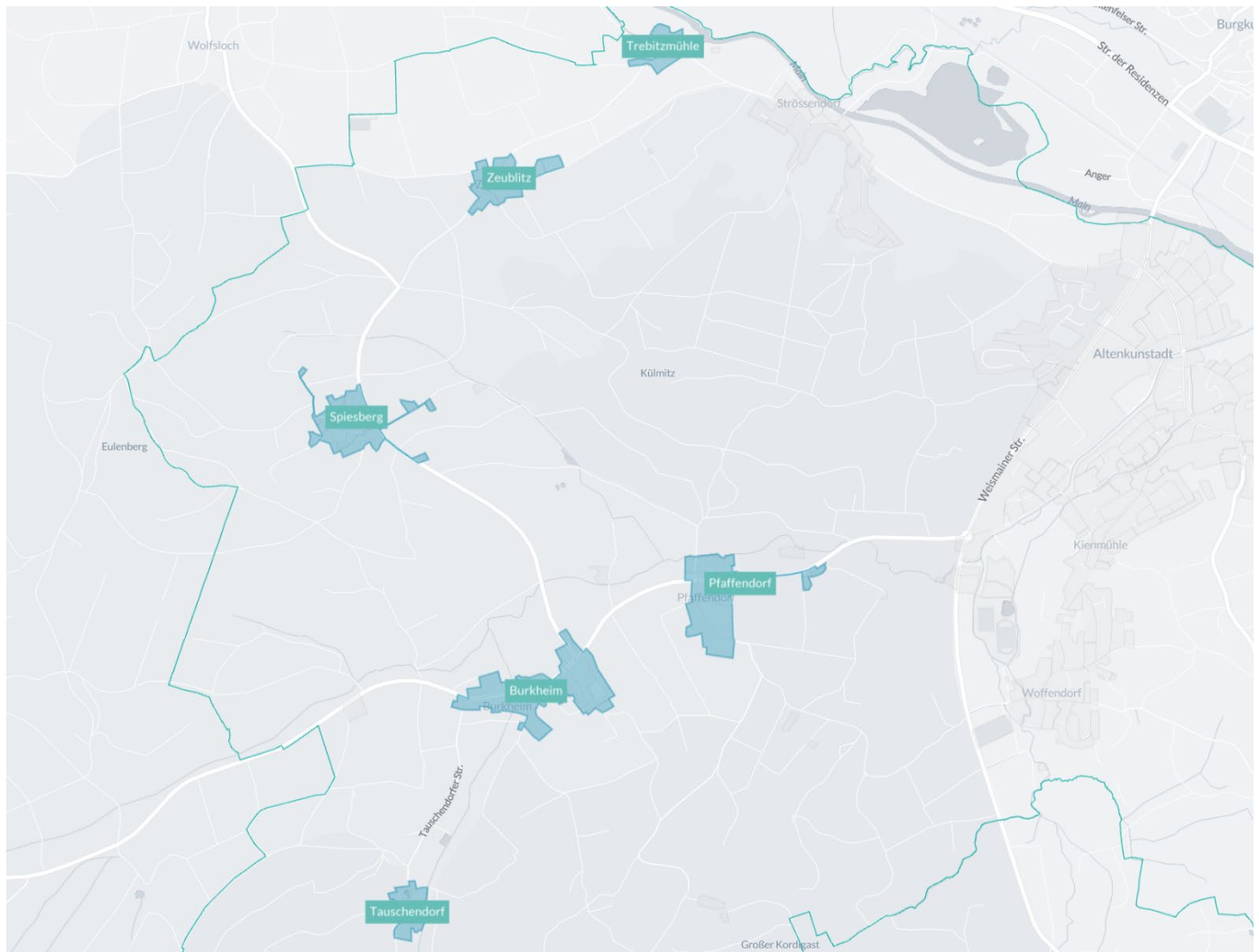
Wärmeversorgungsgebiet

- **Primär: Gebiete für die dezentrale Wärmeversorgung**
- Sekundär: –

Gemeindeteile: Burkheim, Pfaffendorf, Spiesberg, Tauschendorf, Trebitzmühle und Zeublitz

Information: blau eingefärbte Gebiete; Details siehe kWP.

Stand: 16.03.26 / Version 1



Gebietsbeschreibung		Energiekennwerte	
Anzahl der Adressen:	205	Energiebedarf (Primärenergie):	12,1 GWh/a
Anzahl der Gebäude:	623	Energiebedarf (Endenergie):	10,8 GWh/a
Einwohner gesamt:	584	Wärmebedarf (Endenergie):	8,8 GWh/a
Gebäudenutzfläche gesamt:	89.379,3 m ²	Wärmebedarf (Nutzenergie):	7,5 GWh/a
durchschnittliches Baujahr:	1975	CO ₂ -Emissionen (bilanziert):	2,9 kt/a
überwiegende Gebäudenutzung:	Wohngebäude	CO ₂ -Kosten (bilanziert):	100.190,08 €/a
		Energiekosten:	1,52 Mio. €/a
Sanierungszustand:	teilsaniert	Energiekosten Wärme (bilanziert):	893.876,50 €/a
Sanierungspotenzial:	73,2 %	Energiekosten Strom (bilanziert):	630.302,64 €/a
		Strombedarf (Nutz-/Endenergie):	1,9 GWh/a



Versorgungsstruktur/Emissionen (2025)	EE-Potenziale																		
Wärmemengen nach Energieträgern ⓘ <table><tr><td>Heizöl</td><td>5,4 GWh/a</td></tr><tr><td>Holzpellets</td><td>2,1 GWh/a</td></tr><tr><td>Heizstrom</td><td>1,2 GWh/a</td></tr><tr><td>Scheitholz</td><td>99,0 MWh/a</td></tr><tr><td>Wärmepumpe - Strommix</td><td>44,3 MWh/a</td></tr><tr><td>Gesamt</td><td>8,8 GWh/a</td></tr></table> Emissionen nach Sektoren ⓘ <table><tr><td>Wärme</td><td>2,2 kt/a</td></tr><tr><td>Strom</td><td>701,8 t/a</td></tr><tr><td>Gesamt</td><td>2,9 kt/a</td></tr></table>	Heizöl	5,4 GWh/a	Holzpellets	2,1 GWh/a	Heizstrom	1,2 GWh/a	Scheitholz	99,0 MWh/a	Wärmepumpe - Strommix	44,3 MWh/a	Gesamt	8,8 GWh/a	Wärme	2,2 kt/a	Strom	701,8 t/a	Gesamt	2,9 kt/a	Details und Kennzahlen siehe kommunale Wärmeplanung: ▪ Biomasse ▪ Umweltwärme ▪ Geothermie ▪ Solarthermie ▪ Gewässerthermie ▪ Photovoltaik
Heizöl	5,4 GWh/a																		
Holzpellets	2,1 GWh/a																		
Heizstrom	1,2 GWh/a																		
Scheitholz	99,0 MWh/a																		
Wärmepumpe - Strommix	44,3 MWh/a																		
Gesamt	8,8 GWh/a																		
Wärme	2,2 kt/a																		
Strom	701,8 t/a																		
Gesamt	2,9 kt/a																		
Zukünftige Wärmeversorgungslösung (mind. 65% EE¹⁾):																			
Wärmepumpe + Wärmequelle: ▪ Luft ▪ Abwärme ▪ Geothermie ▪ Erdwärme ▪ Grundwasser ▪ Gewässer Biomasseheizung + Brennstoff: ▪ Pellets ▪ Scheitholz ▪ Hackschnitzel	Hybridsysteme ▪ Wärmepumpe + Gas-Brennwertgerät ▪ Wärmepumpe + Biomassekessel ▪ Solarthermie + Gas-/Biomasse-/Flüssigbrennstoffkessel ▪ Wärmepumpe + Solarthermie ▪ Power-to-Heat-Kombination																		
Maßnahmen	verantwortlich																		
Heizungstausch/Energiebeschaffung	Eigentümer																		
Umsetzungszeitraum																			
ab Beschluss der kommunalen Wärmeplanung																			
Kontakt Frank Söllner (Bauamt) Tel.: +49 (0)9572/387 211 E-Mail: frank.soellner@altenkunstadt.de Gemeinde Altenkunstadt Marktplatz 2 96264 Altenkunstadt Deutschland	Kontakt Harald Ley (Geschäftsführer) Tel.: +49 (0)152 36644675 E-Mail: h.ley@gi-smart-solutions.de GI Smart Solutions GmbH Albert-Einstein-Str. 1 95028 Hof Deutschland																		

1) gültige Fassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG): GEG-Novelle 2024 (1. Januar 2024)



Gebietssteckbrief – Prüfgebiet

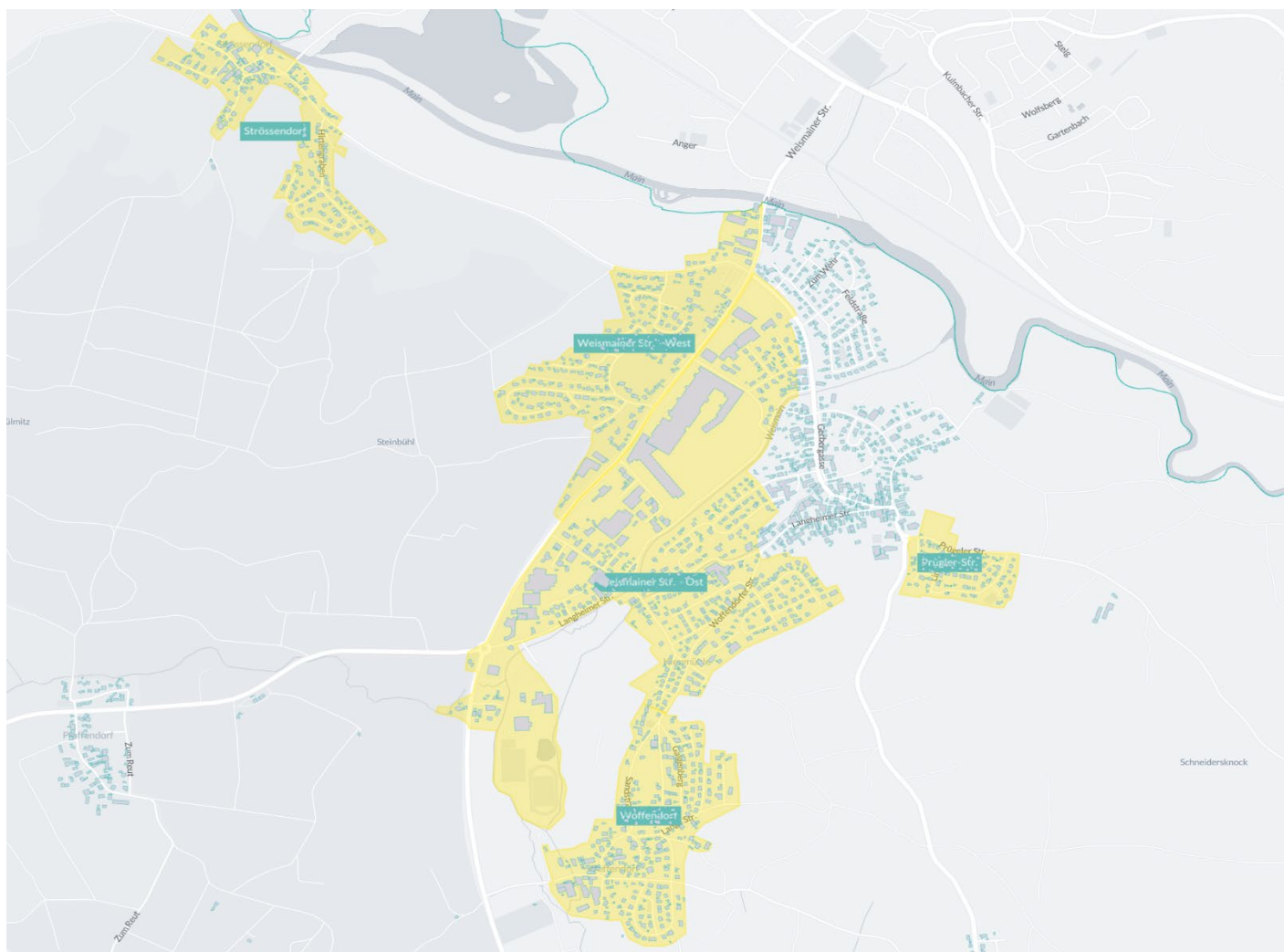
Wärmeversorgungsgebiet

- **Primär: Prüfgebiet** – perspektivisch Biomethan-/Wasserstoffnetzgebiet
- **Sekundär:** Gebiet für die dezentrale Wärmeversorgung

Gemeindeteile/Quartiere: Hauptort (Weissmainer Straße – West und Ost und Prügler Straße), Strössendorf, Woffendorf

Information: gelb eingefärbte Gebiete; Details siehe KWP.

Stand: 16.03.26 / Version 1



Gebietsbeschreibung		Energiekennwerte	
Anzahl der Adressen:	942	Energiebedarf (Primärenergie):	60,6 GWh/a
Anzahl der Gebäude:	2.215	Energiebedarf (Endenergie):	49,4 GWh/a
Einwohner gesamt:	3.016	Wärmebedarf (Endenergie):	41,3 GWh/a
Gebäudenutzfläche gesamt:	1.368.613,5 m ²	Wärmebedarf (Nutzenergie):	35,1 GWh/a
durchschnittliches Baujahr:	1979	CO ₂ -Emissionen (bilanziert):	7,6 kt/a
überwiegende Gebäudenutzung:	Wohngebäude	CO ₂ -Kosten (bilanziert):	576.451,40 €/a
		Energiekosten:	9,88 Mio. €/a
Sanierungszustand:	teilsaniert	Energiekosten Wärme (bilanziert):	3,65 Mio. €/a
Sanierungspotenzial:	69,6 %	Energiekosten Strom (bilanziert):	2,67 Mio. €/a
		Strombedarf (Nutz-/Endenergie):	8,1 GWh/a



Versorgungsstruktur/Emissionen (2025)		EE-Potenziale																														
Wärmemengen nach Energieträgern ⓘ <table><tr><td>Erdgas</td><td> </td><td>26,4 GWh/a</td></tr><tr><td>Heizöl</td><td> </td><td>12,9 GWh/a</td></tr><tr><td>Heizstrom</td><td> </td><td>3,2 GWh/a</td></tr><tr><td>Holzpellets</td><td> </td><td>1,8 GWh/a</td></tr><tr><td>Fernwärme</td><td> </td><td>384,5 MWh/a</td></tr><tr><td>Wärmepumpe - Strommix</td><td> </td><td>79,8 MWh/a</td></tr><tr><td>Gesamt</td><td> </td><td>44,8 GWh/a</td></tr></table> Emissionen nach Sektoren ⓘ <table><tr><td>Wärme</td><td> </td><td>11,7 kt/a</td></tr><tr><td>Strom</td><td> </td><td>6,7 kt/a</td></tr><tr><td>Gesamt</td><td> </td><td>18,4 kt/a</td></tr></table>		Erdgas		26,4 GWh/a	Heizöl		12,9 GWh/a	Heizstrom		3,2 GWh/a	Holzpellets		1,8 GWh/a	Fernwärme		384,5 MWh/a	Wärmepumpe - Strommix		79,8 MWh/a	Gesamt		44,8 GWh/a	Wärme		11,7 kt/a	Strom		6,7 kt/a	Gesamt		18,4 kt/a	Details und Kennzahlen siehe kommunale Wärmeplanung: ▪ Biomasse/Biogas/Biomethan ▪ Gewässerthermie ▪ Solarthermie ▪ Photovoltaik
Erdgas		26,4 GWh/a																														
Heizöl		12,9 GWh/a																														
Heizstrom		3,2 GWh/a																														
Holzpellets		1,8 GWh/a																														
Fernwärme		384,5 MWh/a																														
Wärmepumpe - Strommix		79,8 MWh/a																														
Gesamt		44,8 GWh/a																														
Wärme		11,7 kt/a																														
Strom		6,7 kt/a																														
Gesamt		18,4 kt/a																														
Zukünftige Wärmeversorgungslösung (mind. 65% EE ¹⁾):																																
Primär: Wasserstoff-/Biomethangaskessel Sekundär: Gebiete für die dezentrale Wärmeversorgung ... Wärmepumpe + Wärmequelle: ▪ Luft ▪ Abwärme ▪ Geothermie ▪ Erdwärmepumpe ▪ Grundwasser ▪ Gewässer		Biomasseheizung + Brennstoff: ▪ Pellets ▪ Scheitholz ▪ Hackschnitzel Hybridsysteme ▪ Wärmepumpe + Gas-Brennwertgerät ▪ Wärmepumpe + Biomassekessel ▪ Solarthermie + Gas-/Biomasse-/Flüssigbrennstoffkessel ▪ Wärmepumpe + Solarthermie ▪ Power-to-Heat-Kombination																														
Maßnahmen		verantwortlich																														
Machbarkeitsstudie/Transformationsstudie		Gemeinde, Regionalwerk oder Investor																														
Umsetzungszeitraum																																
ab Beschluss der kommunalen Wärmeplanung																																
Kontakt Frank Söllner (Bauamt) Tel.: +49 (0)9572/387 211 E-Mail: frank.soellner@altenkunstadt.de Gemeinde Altenkunstadt Marktplatz 2 96264 Altenkunstadt Deutschland		Kontakt Harald Ley (Geschäftsführer) Tel.: +49 (0)152 36644675 E-Mail: h.ley@gi-smart-solutions.de GI Smart Solutions GmbH Albert-Einstein-Str. 1 95028 Hof Deutschland																														

1) gültige Fassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG): GEG-Novelle 2024 (1. Januar 2024)



Gebietssteckbrief – Prüfgebiet

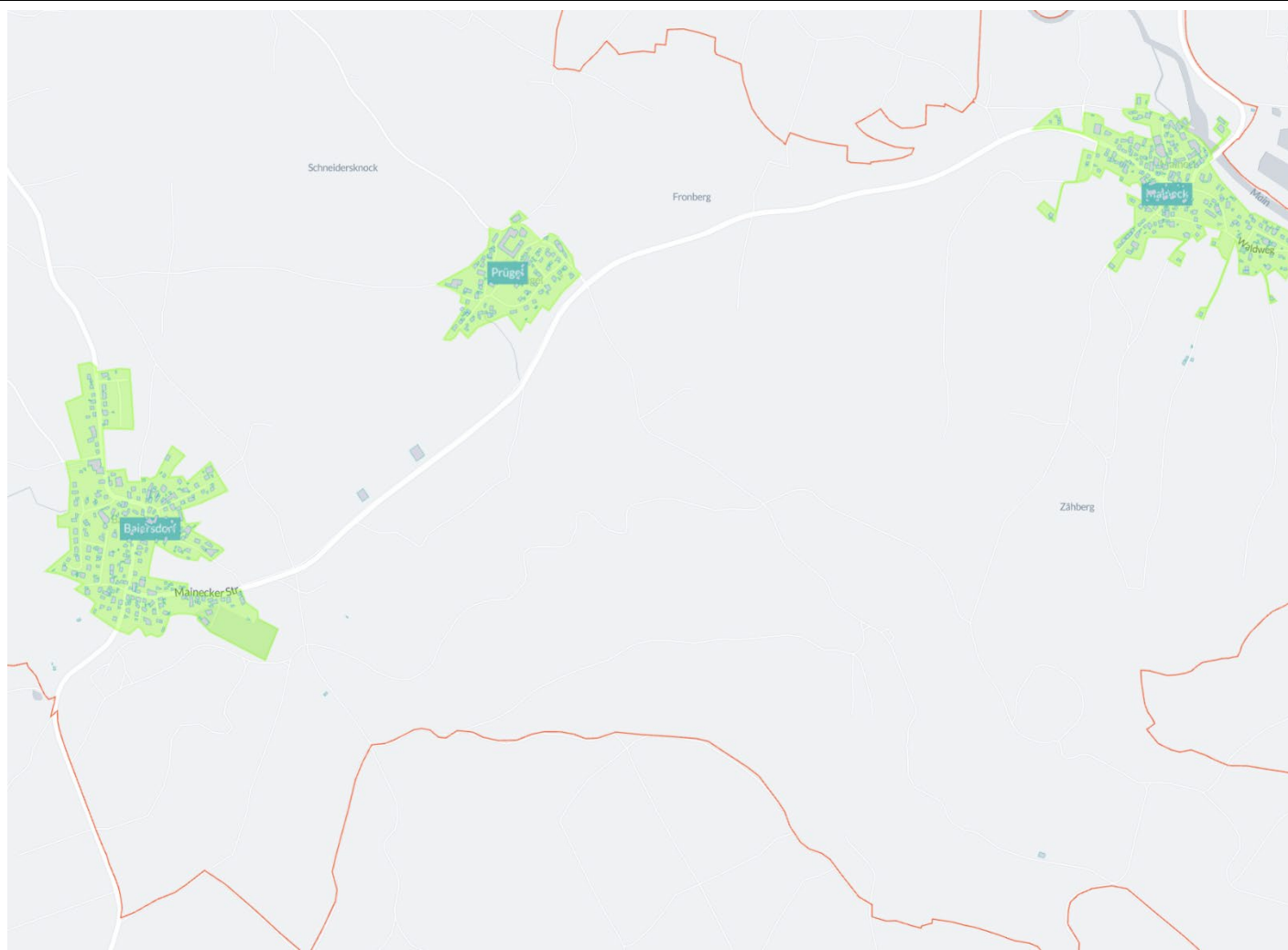
Wärmeversorgungsgebiet

- **Primär: Prüfgebiet** – perspektivisch Wärmenetzgebiet
- **Sekundär: Prüfgebiet** – Gebiete für die dezentrale Wärmeversorgung

Gemeindeteile/Quartiere: Baiersdorf, Prügel und Maineck

Information: grün eingefärbte Gebiete; Details siehe KWP.

Stand: 16.03.26 / Version 1



Gebietsbeschreibung		Energiekennwerte	
Anzahl der Adressen:	324	Energiebedarf (Primärenergie):	22,2 GWh/a
Anzahl der Gebäude:	877	Energiebedarf (Endenergie):	17,4 GWh/a
Einwohner gesamt:	803	Wärmebedarf (Endenergie):	15,3 GWh/a
Gebäudenutzfläche gesamt:	113.826,4 m ²	Wärmebedarf (Nutzenergie):	12,9 GWh/a
durchschnittliches Baujahr:	1967	CO ₂ -Emissionen (bilanziert):	5,5 kt/a
überwiegende Gebäudenutzung:	Wohngebäude	CO ₂ -Kosten (bilanziert):	204.712,22 €/a
		Energiekosten:	2,61 Mio. €/a
Sanierungszustand:	teilsaniert	Energiekosten Wärme (bilanziert):	1,92 Mio. €/a
Sanierungspotenzial:	75,8 %	Energiekosten Strom (bilanziert):	689.941,04 €/a
		Strombedarf (Nutz-/Endenergie):	2,1 GWh/a



Versorgungsstruktur/Emissionen (2025)		EE-Potenziale	
Wärmemengen nach Energieträgern Heizöl 11,0 GWh/a Heizstrom 3,4 GWh/a Holzpellets 819,9 MWh/a Erdgas 8,4 MWh/a Gesamt 15,3 GWh/a Emissionen nach Sektoren Wärme 4,7 kt/a Strom 768,2 t/a Gesamt 5,5 kt/a		Details und Kennzahlen siehe kommunale Wärmeplanung: Biomasse Gewässerthermie Solarthermie Photovoltaik	
Zukünftige Wärmeversorgungslösung (mind. 65% EE ¹⁾):			
Primär: Wärmenetzanschluss Sekundär: Gebiete für die dezentrale Wärmeversorgung ... Wärmepumpe + Wärmequelle: Luft Abwärme Geothermie Erdwärmepumpe Grundwasser Gewässer		Biomasseheizung + Brennstoff: Pellets Scheitholz Hackschnitzel Hybridsysteme Wärmepumpe + Gas-Brennwertgerät Wärmepumpe + Biomassekessel Solarthermie + Gas-/Biomasse-/Flüssigbrennstoffkessel Wärmepumpe + Solarthermie Power-to-Heat-Kombination	
Maßnahmen		verantwortlich	
Machbarkeitsstudie		Gemeinde, Regionalwerk oder Investor	
Umsetzungszeitraum			
ab Beschluss der kommunalen Wärmeplanung			
Kontakt Frank Söllner (Bauamt) Tel.: +49 (0)9572/387 211 E-Mail: frank.soellner@altenkunstadt.de Gemeinde Altenkunstadt Marktplatz 2 96264 Altenkunstadt Deutschland		Kontakt Harald Ley (Geschäftsführer) Tel.: +49 (0)152 36644675 E-Mail: h.ley@gi-smart-solutions.de GI Smart Solutions GmbH Albert-Einstein-Str. 1 95028 Hof Deutschland	

1) gültige Fassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG): GEG-Novelle 2024 (1. Januar 2024)

Gebietssteckbrief – Prüfgebiet

Wärmeversorgungsgebiet

- **Primär: Prüfgebiet** – perspektivisch Wärmenetzgebiet
- **Sekundär: Prüfgebiet** – perspektivisch Wasserstoff-/Biomethannetzgebiet

Gemeindeteile/Quartiere: Hauptort – Theodor-Heuss-Straße, Langheimer Straße und Rechtsanwalt-Krauß-Straße einschließlich Nebenstraßen

Information: grün eingefärbte Gebiete; Details siehe kWP.

Stand: 16.03.26 / Version 1



Gebietsbeschreibung		Energiekennwerte	
Anzahl der Adressen:	405	Energiebedarf (Primärenergie):	27,8 GWh/a
Anzahl der Gebäude:	957	Energiebedarf (Endenergie):	22,0 GWh/a
Einwohner gesamt:	1.147	Wärmebedarf (Endenergie):	19,4 GWh/a
Gebäudenutzfläche gesamt:	147.161,6 m ²	Wärmebedarf (Nutzenergie):	16,6 GWh/a
durchschnittliches Baujahr:	1965	CO ₂ -Emissionen (bilanziert):	6,3 kt/a
überwiegende Gebäudenutzung:	Wohngebäude	CO ₂ -Kosten (bilanziert):	260.443,84 €/a
Sanierungszustand:	teilsaniert	Energiekosten:	3,31 Mio. €/a
Sanierungspotenzial:	75,8 %	Energiekosten Wärme (bilanziert):	2,06 Mio. €/a
		Energiekosten Strom (bilanziert):	361.460,54 €/a
		Strombedarf (Nutz-/Endenergie):	2,6 GWh/a



Versorgungsstruktur/Emissionen (2025)		EE-Potenziale																											
Wärmemengen nach Energieträgern <table><tr><td>Erdgas</td><td></td><td>12,5 GWh/a</td></tr><tr><td>Heizöl</td><td></td><td>5,8 GWh/a</td></tr><tr><td>Heizstrom</td><td></td><td>2,8 GWh/a</td></tr><tr><td>Holzpellets</td><td></td><td>187,3 MWh/a</td></tr><tr><td>Holzhackschnitzel</td><td></td><td>29,4 MWh/a</td></tr><tr><td>Gesamt</td><td></td><td>21,3 GWh/a</td></tr></table> Emissionen nach Sektoren <table><tr><td>Wärme</td><td></td><td>5,8 kt/a</td></tr><tr><td>Strom</td><td></td><td>1,3 kt/a</td></tr><tr><td>Gesamt</td><td></td><td>7,1 kt/a</td></tr></table>		Erdgas		12,5 GWh/a	Heizöl		5,8 GWh/a	Heizstrom		2,8 GWh/a	Holzpellets		187,3 MWh/a	Holzhackschnitzel		29,4 MWh/a	Gesamt		21,3 GWh/a	Wärme		5,8 kt/a	Strom		1,3 kt/a	Gesamt		7,1 kt/a	Details und Kennzahlen siehe kommunale Wärmeplanung: ▪ Biomasse ▪ Gewässerthermie ▪ Solarthermie ▪ Photovoltaik
Erdgas		12,5 GWh/a																											
Heizöl		5,8 GWh/a																											
Heizstrom		2,8 GWh/a																											
Holzpellets		187,3 MWh/a																											
Holzhackschnitzel		29,4 MWh/a																											
Gesamt		21,3 GWh/a																											
Wärme		5,8 kt/a																											
Strom		1,3 kt/a																											
Gesamt		7,1 kt/a																											
Zukünftige Wärmeversorgungslösung (mind. 65% EE ¹⁾):																													
Primär: Wärmenetzanschluss Sekundär: Wasserstoff-/Biomethangaskessel ... Wärmepumpe + Wärmequelle: ▪ Luft ▪ Abwärme ▪ Geothermie ▪ Erdwärmepumpe ▪ Grundwasser ▪ Gewässer		Biomasseheizung + Brennstoff: ▪ Pellets ▪ Scheitholz ▪ Hackschnitzel Hybridsysteme ▪ Wärmepumpe + Gas-Brennwertgerät ▪ Wärmepumpe + Biomassekessel ▪ Solarthermie + Gas-/Biomasse-/Flüssigbrennstoffkessel ▪ Wärmepumpe + Solarthermie ▪ Power-to-Heat-Kombination																											
Maßnahmen		verantwortlich																											
Machbarkeitsstudie		Gemeinde, Regionalwerk oder Investor																											
Umsetzungszeitraum																													
ab Beschluss der kommunalen Wärmeplanung																													
Kontakt Frank Söllner (Bauamt) Tel.: +49 (0)9572/387 211 E-Mail: frank.soellner@altenkunstadt.de Gemeinde Altenkunstadt Marktplatz 2 96264 Altenkunstadt Deutschland		Kontakt Harald Ley (Geschäftsführer) Tel.: +49 (0)152 36644675 E-Mail: h.ley@gi-smart-solutions.de GI Smart Solutions GmbH Albert-Einstein-Str. 1 95028 Hof Deutschland																											

1) gültige Fassung des Gebäudeenergiegesetzes (GEG): GEG-Novelle 2024 (1. Januar 2024)