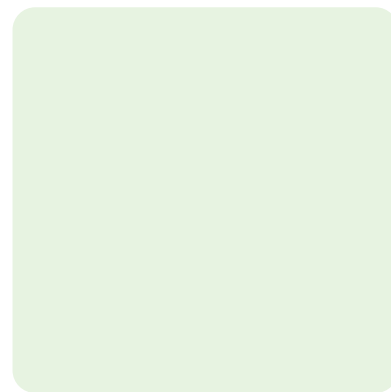
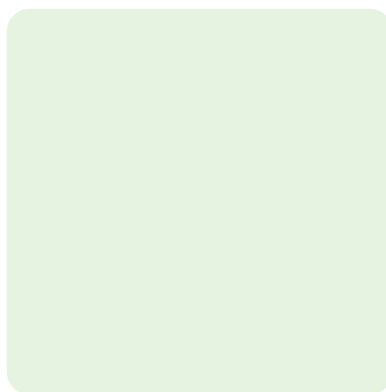


# GEoQart

Klimaneutrale und sektorenübergreifende Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden mit Grubenwassergeothermie als innovative Energiequelle ortskonkret für Quartiere in der Montanregion Erzgebirge als Modellregion

Abschlussbericht



# Impressum

## Abschlussbericht

### GEoQart

Klimaneutrale und sektorenübergreifende Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden mit Grubenwassergeothermie als innovative Energiequelle ortskonkret für Quartiere in der Montanregion Erzgebirge als Modellregion

### Erstellt im Auftrag von

#### Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

D-11019 Berlin  
Tel: +49 30 18165-0  
info@bmwk.bund.de

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

### Durchführung

#### Projektleitung Verbundprojekt GEoQart

Dr.-Ing. Thomas Grab  
Thomas.Grab@ttd.tu-freiberg.de  
Tel: +49 3731 39-3004

#### Teilprojektleitung DBI

Dipl.-Wi.-Ing. Thomas Wenzel  
Thomas.Wenzel@dbi-gruppe.de  
Tel: +49 3731 4195-369

#### Kontakte

TU Bergakademie Freiberg  
Lehrstuhl für Technische Thermodynamik  
Gustav-Zeuner-Straße 7  
D-09599 Freiberg  
[www.geothermie.iwtt.tu-freiberg.de](http://www.geothermie.iwtt.tu-freiberg.de)

DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH  
Fachgebiet Energieversorgungssysteme  
Karl-Heine-Straße 109/111  
D-04229 Leipzig  
[www.dbi-gruppe.de](http://www.dbi-gruppe.de)

### Autoren

#### TU Bergakademie Freiberg Lehrstuhl für Technische Thermodynamik

Dr.-Ing. Thomas Grab  
Tom Ebel, M.Sc.  
Alexander J. Klein, M.Sc.  
Dipl.-Wi.-Ing. Lukas Oppelt  
MBA Timm Wunderlich  
Prof. Dr.-Ing. Tobias M. Fieback



TECHNISCHE UNIVERSITÄT  
BERGAKADEMIE FREIBERG  
Die Ressourcenuniversität. Seit 1765.



technische  
THERMO  
DYNAMIK

#### DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH Fachgebiet Energieversorgungssysteme

Dipl.-Wi.-Ing. Thomas Wenzel  
Patrick Heinrich, B.Sc.  
Dipl.-Ing. (FH) Robert Manig



**DBI** GUT  
Gas- und Umwelttechnik

### Laufzeit

01.10.2022 bis 30.09.2025  
Berichtsabgabe: 31.03.2026

### Projekträger:

Projekträger Jülich  
Doris Klostermann  
Zimmerstraße 26-27  
D-10923 Berlin



### Zuwendungsgeber:

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

Das diesem Forschungsbericht zugrunde liegende Vorhaben wurde mit Mitteln des Bundes unter den Förderkennzeichen **03EN6015A** und **03EN6015B** gefördert.

Die Verantwortung für den Inhalt dieser  
Veröffentlichung liegt bei den o.g. Autoren.

# Kurzfassung

---

## Deutsch

Im Projekt GGeoQart wurde die Nutzung von Grubenwassergeothermie zur nachhaltigen Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden untersucht. Hintergrund ist der hohe Energieverbrauch und CO<sub>2</sub>-Ausstoß im Wärmesektor sowie der bislang geringe Anteil erneuerbarer Energien. Insbesondere in ehemaligen Bergbauregionen bestehen bislang ungenutzte Potenziale durch Grubenwasser, das ganzjährig stabile Temperaturen aufweist. Gleichzeitig fehlen vielerorts einfache Werkzeuge zur Bewertung dieser Potenziale.

Methodisch wurden obertägige Energiebedarfe gebäudescharf modelliert und mit untertägigen Grubenwasserpotenzialen verknüpft. Darauf aufbauend wurden für ausgewählte Modellquartiere konkrete Versorgungskonzepte entwickelt, einschließlich Wärmenetzen, Wärmepumpen und Photovoltaik. Ergänzend entstand ein GIS-gestützter Analyseansatz sowie ein frei verfügbares Auslegungswerkzeug zur Bewertung solcher Systeme.

Die Ergebnisse zeigen, dass Grubenwassergeothermie in geeigneten Regionen technisch und wirtschaftlich nutzbar ist. Besonders vorteilhaft ist die Kombination mit Photovoltaik, wodurch sowohl Emissionen reduziert als auch wirtschaftliche Effekte erzielt werden können. Das entwickelte Tool ermöglicht eine praxisnahe Bewertung unterschiedlicher Quartierskonzepte.

Insgesamt zeigt das Projekt, dass Grubenwasser eine übertragbare und bislang wenig genutzte Option zur Dekarbonisierung des Wärmesektors darstellt. Die entwickelten Methoden und Werkzeuge bieten eine fundierte Grundlage für weitere Planungen, Investitionsentscheidungen und die Umsetzung entsprechender Versorgungskonzepte – sowohl national als auch international.

## Englisch

The GGeoQart project investigated the use of mine water geothermal energy for the sustainable heating and cooling of buildings. The project was motivated by the high energy consumption and CO<sub>2</sub> emissions in the heating sector, as well as the currently low share of renewable energy. Particularly in former mining regions, there is untapped potential in mine water, which maintains stable temperatures year-round. At the same time, simple tools for assessing this potential are lacking in many places.

Methodologically, above-ground energy demands were modeled on a building-by-building basis and linked to underground mine water potentials. Building on this, concrete supply concepts were developed for selected model neighborhoods, including district heating networks, heat pumps, and photovoltaics. In addition, a GIS-supported analytical approach was developed, along with a freely available design tool for evaluating such systems.

The results show that mine water geothermal energy is technically and economically viable in suitable regions. Combining it with photovoltaics is particularly advantageous, as this can both reduce emissions and generate economic benefits. The tool developed enables a practical assessment of various neighborhood concepts.

Overall, the project demonstrates that mine water represents a transferable and, to date, underutilized option for decarbonizing the heating sector. The methods and tools developed provide a solid foundation for further planning, investment decisions, and the implementation of corresponding supply concepts—both nationally and internationally.

# Inhalt

---

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>IV</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>IX</b>
<b>Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>XIII</b>
<b>Danksagung</b>	<b>XVI</b>
<b>1 Gesamtziel des Vorhabens</b>	<b>1</b>
1.1 Ziel und Aufgabenstellung	1
1.1.1 <i>Motivation und Projekthintergrund</i>	1
1.1.2 <i>Projektziele und Auflistung wesentlicher Inhalte</i>	2
1.1.3 <i>Projektablauf</i>	4
1.2 Projektkonsortium	7
1.2.1 <i>Verbundkoordinator TU Bergakademie Freiberg</i>	7
1.2.2 <i>Verbundpartner DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH</i>	7
1.2.3 <i>Mitwirkung von assoziierten Partnern im Projekt GEOqart</i>	7
<b>2 Projektablauf und erzielte Ergebnisse</b>	<b>10</b>
2.1 Analyse der obertätigen nachgefragten Energiemengen je Gebäude in der gesamten Modellregion (AP 2)	10
2.1.1 <i>Standortgenaue räumliche und siedlungsstrukturelle Charakterisierung für alle Standorte innerhalb der Modellregion</i>	10
2.1.2 <i>Kennwertermittlung und Berechnung standortgenauer Kühl- und Heizbedarfe für alle Gebäude innerhalb der Modellregion</i>	22
2.2 Analyse des untertätigen energetischen Potenzials in der gesamten Modellregion	36
2.2.1 <i>Evaluierung bestehender Grubenwassernutzungsprojekte</i>	36
2.2.2 <i>Bewertung des energetischen Potenzials für die Standorte in der Modellregion</i>	40
2.2.3 <i>Quantifizierung des Wärme- und Kühlpotenzials von Grubenwasser</i>	43
2.3 Interpretation und Ranking der Ergebnisse sowie Auswahl geeigneter Modellquartiere für die Entwicklung von Realisierungskonzepten (AP 3)	54
2.3.1 <i>Auswahl geeigneter Gemeinden für nachfolgende Quartiersanalysen</i>	54
2.3.2 <i>Auswahl von 10 Modellquartieren</i>	55
2.4 Entwicklung ortskonkreter, technologisch umsetzbarer Quartiersversorgungskonzepte unter Berücksichtigung von Sektorenkopplung und potenzieller Emissionsreduktionen im Gebäudesektor (AP 4)	60
2.4.1 <i>Konzeptionierung möglicher Wärme- und Kältenetze zur Energieversorgung der Gebäude in den ausgewählten Modellquartieren unter Berücksichtigung von Wärmespeichermanagementsystemen</i>	60

# Inhalt

---

2.4.2	<i>Auslegung der Wärmepumpensysteme unter Berücksichtigung der Wärmenetzinfrastruktur</i>	61
2.4.3	<i>Berechnung standortgenauer Erträge aus Photovoltaik zum Betrieb der Wärmepumpen zur Netzversorgung aus Grubenwässern</i>	74
2.4.4	<i>Ökologischer Vergleich der Energiequelle Grubenwassergeothermie und Berechnung von potenziellen Emissionsreduktionen</i>	77
<hr/>		
2.5	Entwicklung des Auslegungswerkzeuges	89
2.5.1	<i>Aufbau der Nutzeroberfläche</i>	89
2.5.2	<i>Aufbau der Berechnungsstruktur - Technik</i>	90
2.5.3	<i>Aufbau der Berechnungsstruktur - Wirtschaftlichkeit</i>	104
2.5.4	<i>Aufbau der Berechnungsstruktur - Ökologie</i>	111
<hr/>		
2.6	Erklärung der Nutzeroberfläche des Auslegungswerkzeuges	112
2.6.1	<i>Eingabewerte</i>	113
2.6.2	<i>Ergebnisse</i>	119
<hr/>		
2.7	Nutzung des Auslegungswerkzeuges für Voruntersuchungen der Energiesysteme und Entwicklung von Quartierskonzepten	132
2.7.1	<i>Bewertung der wirtschaftlichen Machbarkeit im Kontext von Sektorenkopplung und ökonomischen Rahmenparametern</i>	132
2.7.2	<i>Entwicklung von Realisierungskonzepten in den Modellquartieren</i>	149
<hr/>		
2.8	Nationale und internationale Exploitation sowie Akquise weiterer Standorte und Anwendungsmöglichkeiten für eine Umsetzung der Technologie außerhalb des Modellgebietes (AP 6)	176
2.9	Öffentlichkeitsarbeit und wissenschaftliche Dokumentation (AP 7)	186
<hr/>		
<b>3</b>	<b>Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeiten</b>	<b>194</b>
<hr/>		
<b>4</b>	<b>Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse</b>	<b>195</b>
<hr/>		
4.1	Nutzen für die Antragsteller	195
4.1.1	<i>TU Bergakademie Freiberg</i>	195
4.1.2	<i>DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH</i>	196
<hr/>		
<b>5</b>	<b>Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen</b>	<b>197</b>
<hr/>		
<b>6</b>	<b>Erfolgte und geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse</b>	<b>198</b>
<hr/>		
	<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>199</b>
<hr/>		
	<b>Anhang</b>	<b>A</b>
<hr/>		
	Anlage 1: Wärmepumpendatenbank (Kleinwärmepumpen)	B

# Inhalt

---

Anlage 2: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast in den Quartieren	D
Anlage 3: Wirtschaftliche Bilanzierung – Quellen der Randbedingungen	O

# Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1:	Schema zum Projekt GEoQart, welches die Kopplung von Grubenwasser, Photovoltaik sowie weiteren erneuerbaren Energieträgern zeigt.	3
Abbildung 2:	Zeitplanung und Aufteilung der Arbeitspakete auf die Partner sowie Festlegung der geplanten Meilensteine und Treffen des projektbegleitenden Beirates	5
Abbildung 3:	Grobe Abgrenzung der Montanregion Erzgebirge für Deutschland und Tschechien [5] [6]	11
Abbildung 4:	Detailauswahl der Montanregionsgemeinden innerhalb Deutschlands	12
Abbildung 5:	grafische Auswertung der tabellarisch erfassten Gemeindedaten	14
Abbildung 6:	Siedlungsstrukturelle Einteilung des Untersuchungsgebietes	15
Abbildung 7:	Einteilung des Untersuchungsgebietes	18
Abbildung 8:	Analyse zur energetisch relevanten Flächennutzung im gesamten Untersuchungsgebiet	20
Abbildung 9:	Gegenüberstellung von bergbaulichen Hohlräumen mit geothermischen Potenzialen und den energetisch relevanten Flächen wo potenzielle Wärmeenergie nachgefragt wird	21
Abbildung 10:	Visualisierung der räumlichen Überlagen zwischen bergbaulichen Hohlräumen und energetisch relevanten Flächen (links: Überlagerungsflächen, rechts: Anteil der energetisch relevanten Fläche unter die Hohlräume liegen → Einfärbung ganzer Gemeinde)	22
Abbildung 11:	Auszug aus dem 3D-Stadtmodell von Sachsen, Region Freiberg, eigene Darstellung mit Daten vom Geoportal Sachsen [6]	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
Abbildung 12:	schematische Darstellung zum Inhalt des DBI-Gebäudeatlas	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
Abbildung 13:	Beispieldarstellung zur stufenweisen Auswahl beheizter Gebäude im Projekt GEoQart	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
Abbildung 14:	Verteilung des Modellierten Wärmebedarfs in der Montanregion Erzgebirge (Wärmebedarfe wurden auf 50x50m Rasterzellen aggregiert und in der Karte dargestellt)	34
Abbildung 15:	grafische Auswertung der erfassten gemeindescharfen Energieverbräuche für einzelne Sektoren	35
Abbildung 16:	Vergleich der Erschließungsarten von Grubenwasser, oben – Geflutete Strecken, unten – Entwässerung (Wasserhaltung oder Entwässerungsstollen)	44
Abbildung 17:	Montanregion mit Wärmebedarfsdarstellung ausgewählter Gemeinden und potenziellen Hohlraumflächen (Quelle Hohlraumkarte: Sächsisches Oberbergamt)	45
Abbildung 18:	Wärmepotenzial einer Strecke in Abhängigkeit der angelegten Leistung (konstant über den Betrachtungszeitraum)	47
Abbildung 19:	Mittlere Grubenwassertemperatur der Beispielstrecke über die Zeit in Abhängigkeit der angelegten Wärmeleistung	48
Abbildung 20:	Grubenwasser-Parameterstudie zur Analyse der Auswirkung von Streckenlänge und der Wärmeleitfähigkeit des Gesteins auf die Wärmeleistung	50
Abbildung 21:	Grubenwasser-Parameterstudie zur Analyse der Auswirkung von Temperatur und sekundären Strömungen auf die Wärmeleistung	51
Abbildung 22:	Grubenwasser-Parameterstudie zur Analyse der Auswirkung von kritischer Rückgabetemperatur und Streckenlänge auf die Wärmeleistung	52

Abbildung 23: Grubenwasser-Parameterstudie zum Vergleich der möglichen Wärmepumpenwärmeleistung eines Entwässerungsstollens gegenüber von Streckennutzungen	53
Abbildung 24: Zerlegung und Bewertung von Gemeinden mittels Rasteranalyse anhand einer Beispielgemeinden in der Montanregion Erzgebirge	56
Abbildung 25: Zuordnung von Gebäude und Wärmeabnahmeinformationen zu nahegelegenen Straßennetzabschnitten für eine Beispielgemeinde in der Montanregion Erzgebirge	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
Abbildung 26: grafische Darstellung der Clustergebietserstellung für ein Beispielgebiet in der Montanregion Erzgebirge	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
Abbildung 27: Darstellung einzelner Clusternetze (Kategorisierung nach Wärmebelegung) sowie potenzieller Clusterverbindungsleitungen für eine Beispielgemeinde in der Montanregion Erzgebirge	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
Abbildung 28: Darstellung der Bewertung einzelner Netzsegmente mittels Wärmebelegung sowie die stufenweise Auswahl größerer Netzabschnitte.	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
Abbildung 29: Darstellung der separat modellierten Anschlussleitungen für eine Beispielgemeinde in der Montanregion Erzgebirge	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
Abbildung 30: Funktion der spezifischen Kosten von Wärmepumpen in Abhängigkeit der Wärmeleistung (Beispielbild)	62
Abbildung 31: Beispielrechnung der Wärmeverluste des modellierten Wärmenetzes im Quartier BED-Goldbachtal, konventionelles Wärmenetz (Summierter Gesamtwärmeverlust: 1,31 MWh/Jahr; Wärmeverlust bezogen auf Wärmebedarf: 12,2%)	66
Abbildung 32: Wärmeverluste des Wärmenetzes bezogen auf den Wärmebedarf des Quartiers in Abhängigkeit von der Wärmebelegungsdichte des Netzes und der Wärmenetzart	67
Abbildung 33: Iterationsmethodik zur Bestimmung des Wärmepumpendeckungsgrades	71
Abbildung 34: beispielhafte Darstellung der ausgewählten Dachflächen und der theoretisch installierbaren PV-Leistung pro Dachfläche für das Quartier Mitte in Annaberg-Buchholz	76
Abbildung 35: Stündlicher Photovoltaikertrag im Modellquartier BED - GBT	82
Abbildung 36: Monatliche Bilanzierung der Photovoltaikerzeugung mit dem Strombedarf im Modellquartier BED – GBT (Fall 2, Konventionelles Wärmenetz, 70 % Wärmepumpendeckungsgrad)	82
Abbildung 37: Monatliche Bilanzierung der Photovoltaikerzeugung mit dem Strombedarf und dem Stromspeicher im Modellquartier BED – GBT (Fall 3, Konventionelles Wärmenetz, 70 % Wärmepumpendeckungsgrad)	84
Abbildung 38: Aufteilung der CO <sub>2</sub> -Bilanz im Referenzfall für Strom und Wärme	87
Abbildung 39: Ökologischer Vergleich der jährlichen Treibhausgasemissionen des Referenzfalls gegenüber den Vergleichsfällen; Modellquartier BED – GBT (70 % Wärmepumpendeckungsgrad)	88
Abbildung 40: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs	90
Abbildung 41: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs: Modul Quartier	91
Abbildung 42: Beispielhaftes Einstrahlungsprofil für den Freistaat Sachsen [11]	91
Abbildung 43: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs: Modul Grubenwasseranlage	92
Abbildung 44: Kostenkorrelation für Stahlrohre in Abhängigkeit des Innendurchmessers [65, 72, 73]	96
Abbildung 45: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs: Modul Wärmenetz	97

Abbildung 46: Kostenkorrelation für Umwälzpumpen in Abhängigkeit des hydraulischen Kennwerts (kombinierter Wert aus Druckverlust und Volumenstrom), x-Achse logarithmisch skaliert	99
Abbildung 47: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs: Modul Energiesystem	100
Abbildung 48: Spezifische Wärmepumpenkosten über verschiedene Wärmeleistungen	101
Abbildung 49: Spezifische Kosten von Photovoltaiksystemen über verschiedene Leistungen [92, 90]	102
Abbildung 50: Spezifische Kosten von Batteriestromspeichern über verschiedene Speicherkapazitäten [93, 90]	102
Abbildung 51: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs: Wirtschaftlichkeit	104
Abbildung 52: Qualitative Darstellung der jährlich aufgelösten Barwerte der Kosten und Erlöse in der Berechnung der Kapitalwertmethode	108
Abbildung 53: Beispielhafte Darstellung verschiedener Kapitalwertverläufe bei zu hohen, zu niedrigen und passenden Erlösen (bezogen auf eine gewünschte Amortisationszeit von 15 Jahren)	109
Abbildung 54: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs: Ökologie	111
Abbildung 55: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Startseite	112
Abbildung 56: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Navigationsleiste	113
Abbildung 57: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Technisch - Quartier, Werte bekannt (Beispieleingaben)	113
Abbildung 58: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Technisch - Quartier, Werte unbekannt und automatisch modelliert (Beispieleingaben)	114
Abbildung 59: Flowchart zu den Eingabeoptionen der Grubenwasserverfügbarkeit	115
Abbildung 60: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Grubenwasseranlage, Teil 1 (Beispieleingaben)	115
Abbildung 61: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Grubenwasseranlage, Teil 2 (Beispieleingaben)	116
Abbildung 62: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Grubenwasseranlage, Teil 3 (Beispieleingaben)	116
Abbildung 63: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Wärmenetz (Beispieleingaben)	117
Abbildung 64: Eingabewerte – Energiesystem	118
Abbildung 65: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Energiesystem, Neuauslegung notwendig (Beispieleingaben)	118
Abbildung 66: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte – Wirtschaftlichkeit (Beispieleingaben)	119
Abbildung 67: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Technisch, Grubenwasseranlage (Beispielergebnisse)	120
Abbildung 68: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Technisch, Mittlere Grubenwassertemperatur (Beispielergebnisse)	120
Abbildung 69: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Technisch, Wärmebedarfsprofil (Beispielergebnisse)	121
Abbildung 70: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Technisch, Wärmenetz (Beispielergebnisse)	121

Abbildung 71: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Technisch, Energiesystem Teil 1 (Beispielerggebnisse)	122
Abbildung 72: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Technisch, Energiesystem Teil 2 (Beispielerggebnisse)	122
Abbildung 73: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ausgabewerte - Technisch, Strombilanz des Quartiers (Beispielerggebnisse)	123
Abbildung 74: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ausgabewerte - Technisch, Zusammensetzung des Gesamtenergiebedarfs (Beispielerggebnisse)	123
Abbildung 75: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Investitionskosten (Beispielerggebnisse)	124
Abbildung 76: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Aufteilung Investitionskosten (Beispielerggebnisse)	124
Abbildung 77: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Aufschlüsselung nach Komponenten (Beispielerggebnisse)	125
Abbildung 78: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Annuitäten (Beispielerggebnisse)	125
Abbildung 79: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Jährliche Kosten	126
Abbildung 80: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Wirtschaftlichkeitsbilanz	126
Abbildung 81: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Energiepreise für Endnutzer (Beispielerggebnisse)	126
Abbildung 82: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Berechnung Energiepreise	127
Abbildung 83: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Ökologisch, Quartiersfall (Beispielerggebnisse)	127
Abbildung 84: Ergebnisdiagramme im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Ökologisch, Bilanzdiagramme	128
Abbildung 85: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Ökologisch, Referenzfall (Beispielerggebnisse)	128
Abbildung 86: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Parameterstudie, Eingabe	129
Abbildung 87: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Parameterstudie, Ergebnisse der Studie	130
Abbildung 88: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Parameterstudie, Endkundenenergiepreise	130
Abbildung 89: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Parameterstudie, Wirtschaftlich & Ökologisch	131
Abbildung 90: Verlauf des Rothschnberger Stollns nahe des Quartiers BED-GBT	137
Abbildung 91: Arbeitspreise für Endkunden, Variation PV-Leistung, Modellquartier BED-GBT	138
Abbildung 92: Gesamtkosten, Annuität und CO <sub>2</sub> -Emissionen, Variation PV-Leistung, Modellquartier BED-GBT	139
Abbildung 93: Arbeitspreise für Endkunden, Variation BSP-Kapazität, Modellquartier BED-GBT	139

Abbildung 94: Gesamtkosten, Annuität und CO <sub>2</sub> -Emissionen, Variation BSP-Kapazität, Modellquartier BED-GBT	140
Abbildung 95: Arbeitspreise für Endkunden, Variation Wärmepumpendeckungsgrad, Modellquartier BED-GBT	141
Abbildung 96: Gesamtkosten, Annuität und CO <sub>2</sub> -Emissionen, Variation Wärmepumpendeckungsgrad, Modellquartier BED-GBT	141
Abbildung 97: Arbeitspreise für Endkunden, Variation Einkaufsstrompreis, Modellquartier BED-GBT	143
Abbildung 98: Annuität & CO <sub>2</sub> -Emissionen, Variation Einkaufsstrompreis, Modellquartier BED-GBT	144
Abbildung 99: Arbeitspreise für Endkunden, Variation Erdgaspreis, Modellquartier BED-GBT	145
Abbildung 100: Annuität & CO <sub>2</sub> -Emissionen, Variation Erdgaspreis, Modellquartier BED-GBT	145
Abbildung 101: Arbeitspreise für Endkunden, Variation Förderrate, Modellquartier BED-GBT	146
Abbildung 102: Annuität & CO <sub>2</sub> -Emissionen, Variation Förderrate, Modellquartier BED-GBT	146
Abbildung 103: Arbeitspreise für Endkunden, Variation Basiszinssatz, Modellquartier BED-GBT	147
Abbildung 104: Annuität & CO <sub>2</sub> -Emissionen, Variation Basiszinssatz, Modellquartier BED-GBT	147
Abbildung 105: Arbeitspreise für Endkunden, Variation Amortisationszeit, Modellquartier BED-GBT	148
Abbildung 106: Annuität & CO <sub>2</sub> -Emissionen, Variation Amortisationszeit, Modellquartier BED-GBT	148
Abbildung 107: Vorstellung der GGeoQart-Methodik zur Untersuchung von Heizpotenzialen in stillgelegten Bergwerken auf der IMWA Conference 2023	187
Abbildung 108: Vorstellung der Modellansätze zur Untersuchung von Heizpotenzialen in stillgelegten Bergwerken auf dem Geothermiekongress 2023	188
Abbildung 109: Blick in den Hörsaal während der GGeoKonf 2024	189
Abbildung 110: Podiumsdiskussion mit Projektpartnern und kommunalen Akteuren im Rahmen der GGeoKonf 2024 (Teilnehmer von links: Dr. Thomas Grab (TU Freiberg), Jens Müller (Bürgermeister Stadt Aue-Bad Schlema), Joseph Hloucal (Tilia GmbH), Stefan Klein (Fraunhofer IEG), Falk Neumann (Eins Energie in Sachsen GmbH & Co. KG), Franziska Bockelmann (Steinbeis-Innovationszentrum energieplus))	190
Abbildung 111: Präsentation der Projektergebnisse von GGeoQart im Rahmen des WVTF–IMWA-Kongress 2024 in Morgantown (USA) in der Geothermie-Session	192
Abbildung 112: Präsentation des Projekts GGeoQart auf dem Kraftwerkstechnischen Kolloquium (KWTK)	193

# Tabellenverzeichnis

Tabelle 1:	Ablaufplan für das Projekt GEoQart	6
Tabelle 2:	Übersicht über die im Projekt beteiligten assoziierten Partner und deren Beitrag im Projekt GEoQart	8
Tabelle 3:	Tabellarische Auflistung der ausgewählten Montanregionsgemeinden	12
Tabelle 4:	Auswertung der Verteilung der Siedlungsstruktur, Bevölkerung, vorhandenen Gebäudestrukturen und der Fläche anhand von Stadt- und ländlichen Regionen nach Quellen	16
Tabelle 5:	Auswertung zur Landnutzung in den betrachteten Gemeinden unter Berücksichtigung von Nutzungsart und Siedlungsstrukturen	19
Tabelle 6:	Auflistung aller genutzten/analysierten Datenquellen	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
Tabelle 7:	Spezifischer Kühlenergieverbrauch je Kategorie, eigene Darstellung nach [16].	<b>Fehler! Textmarke nicht definiert.</b>
Tabelle 8:	Übersicht zum Wärmebedarf in den betrachteten Gemeinden unter Berücksichtigung von Sektoren und Siedlungsstrukturen	32
Tabelle 9:	Gegenüberstellung der Standortbewertungen der beiden Potenzialstudien 2025	41
Tabelle 10:	Gegenüberstellung der Standortbewertungen der beiden Potenzialstudien und Ermittlung der Abweichung der HGC-Studie gegenüber der Grubenwasserpotenzialstudie Sachsen 2025	42
Tabelle 11:	Auflistung der vereinheitlichten Bewertung der Standorte	43
Tabelle 12:	Charakterisierungsparameter des Grubenwassermodells	46
Tabelle 13:	Definition von den Charakterisierungsparametern einer Beispielstrecke für die Untersuchung der gewonnenen Wärmemenge	47
Tabelle 14:	Definition von den Charakterisierungsparametern einer Beispielstrecke für die Parameterstudien	49
Tabelle 15:	Definition der Charakterisierungsparameter und resultierende Wärmepumpenwärmeleistung des tiefen Sauberger Stollens als repräsentativer Entwässerungsstollen, Volumenstrom basierend auf dem geringsten Jahreswert [37]	53
Tabelle 16:	Finale Auswahl der Modellquartiere und weiterführende Quartiersinformationen	57
Tabelle 17:	Finale Auswahl der Modellquartiere und Wärmebedarfsdichten	58
Tabelle 18:	Finale Auswahl der Modellquartiere und Wärmebedarfseinteilung nach Sektoren	59
Tabelle 19:	Ergebnis der Wärmenetzmodellierung für die zehn ausgewählten Modellquartiere	61
Tabelle 20:	Temperaturniveaus der verglichenen Wärmenetztypen	63
Tabelle 21:	Richtwerte der maximalen Strömungsgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Rohrinnenweiten [46]	64
Tabelle 22:	Außendurchmesser von Stahl-Mediumrohren und Ummantelungsdurchmesser der Dämmserie 1 nach DIN EN 253:2024-10	65
Tabelle 23:	Sammlung der weiteren notwendigen Parameter zur Berechnung der Wärmeinteraktion mit dem Erdboden	65
Tabelle 24:	Ergebnisse der Dimensionierung der Wärmenetze in den Modellquartieren, unterteilt in konventionelles und kaltes Nahwärmenetz (70 % Wärmepumpendeckungsgrad)	67

Tabelle 25:	Diskrete Kennzahlen der Auslegung der Wärmepumpenleistungen im Quartier „ABBH – M“ mit zugehörigen Kennwerten der Netzdimensionierung	71
Tabelle 26:	Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „ABBH – M“	72
Tabelle 27:	Ausgewählte Kennzahlen der Auslegung der Wärmepumpenleistungen in allen Modellquartieren (Abweichungen können durch Rundung entstehen)	73
Tabelle 28:	aggregierten Ergebnisse der PV-Potenzialanalyse für alle zehn Modellquartiere	77
Tabelle 29:	Randbedingungen der Berechnung der Wärmepumpeneffizienz durch die Jahresarbeitszahl (JAZ)	79
Tabelle 30:	Ergebnisse der ökologischen Untersuchung von Fall 1 – keine Photovoltaik, kein Batteriespeicher (Quartier BED-GBT)	81
Tabelle 31:	Ergebnisse der ökologischen Untersuchung von Fall 2 – Photovoltaik auf Dachflächen, kein Batteriespeicher (Quartier BED-GBT)	83
Tabelle 32:	Ergebnisse der ökologischen Untersuchung von Fall 3 – Photovoltaik auf Dachflächen, Batteriespeicherkapazität entspricht 110% des numerischen Wertes der Photovoltaikleistung (Quartier BED-GBT)	85
Tabelle 33:	Zusammenfassung der ökologischen Untersuchungsfälle für das Quartier BED-GBT	86
Tabelle 34:	Tabellarische Darstellung des Aufbaus der Nutzeroberfläche	89
Tabelle 35:	Beispiel für die Erstellung von Summenprofilen in den Bereichen Heizwärme, Warmwasser und Strom (Kälte formatierungs begründet nicht mit abgebildet)	92
Tabelle 36:	Bestandteile des technischen Moduls „Grubenwasseranlage“	93
Tabelle 37:	Effizienzkennlinie der Wärmepumpen aufgeteilt nach Wärmenetzart	94
Tabelle 38:	Ausschnitt aus der Kosten- und Leistungsdatenbank „Unterwasserpumpe“ [65, 67, 68]	95
Tabelle 39:	Bestandteile des technischen Moduls „Wärmenetz“	97
Tabelle 40:	Spezifische Kosten für die Installation von gedämmten Verbundmantelrohren der Dämmserie 1 für verschiedene Kostenniveaus	98
Tabelle 41:	Bestandteile des technischen Moduls „Energiesystem“	100
Tabelle 42:	Spezifische Kosten von Spitzenlasttechnologien für zentrale und dezentrale Energiesysteme über verschiedene Wärmeleistungen [94, 95, 96]	103
Tabelle 43:	Randbedingungen zu den hinterlegten Spitzenlast-Energieträgern	104
Tabelle 44:	Wirtschaftliche Randbedingungen der Module und Untermodule für die wirtschaftliche Bilanzierung	105
Tabelle 45:	Kurzbeschreibung der Verfahren zur Kostenaufteilung	110
Tabelle 46:	Beispielhaftes Ergebnis einer Kostenschlüsselung und der daraus folgenden Berechnung der spezifischen Arbeitspreise für die Quartierskunden	111
Tabelle 47:	Eingabewerte der Quartiersdaten für den Beispielfall	115
Tabelle 48:	Prognose für den Preis von CO <sub>2</sub> -Zertifikaten im Jahr 2055	133
Tabelle 49:	Hergeleitete Preisänderungsraten für den Einkauf von Strom auf Basis der nominalen Preisänderungsprognosen	134
Tabelle 50:	Hergeleitete Preisänderungsraten für den Einkauf von Erdgas auf Basis der nominalen Preisänderungsprognosen	135

Tabelle 51:	Hergeleitete Preisänderungsraten für den Einkauf von Holzpellets auf Basis der nominalen Preisänderungsprognosen	135
Tabelle 52:	Hergeleitete Basispreise und Preisänderungsraten für den Einkauf der im Quartier benötigten Energieträger	136
Tabelle 53:	Modellierte Basiswerte im Modellquartier BED - GBT	137
Tabelle 54:	Variation ökonomischer Randbedingungen Modellquartier BED - GBT	142
Tabelle 55:	Zusammenfassung der wirtschaftlichen Randbedingungen für die Quartiersuntersuchungen	149
Tabelle 56:	Voruntersuchung der jährlichen Gesamtkosten bezüglich der Wärmenetzarten (Wärmepumpendeckungsgrad = 70 %; Batteriespeicher nicht vorhanden)	151
Tabelle 57:	Voruntersuchung der jährlichen Gesamtkosten bezüglich der Wärmenetzarten und eine Reihe an Wärmepumpendeckungsgraden für das Quartier FG-AS (Batteriespeicher nicht vorhanden)	151
Tabelle 58:	Voruntersuchung der jährlichen Gesamtkosten bezüglich der Batteriespeicherkapazität (Wärmepumpendeckungsgrad = 70 %)	153
Tabelle 59:	Untersuchungsergebnisse der jährlichen Gesamtkosten für verschiedene Wärmepumpendeckungsgrad und Photovoltaikleistungen im Quartier BED-GBT	154
Tabelle 60:	Ergebnisse der Toolanwendung für das Quartier in Bad Ems	178
Tabelle 61:	Ergebnisse der Toolanwendung für das Quartier in Bad Ems	180
Tabelle 62:	Tabelle 61: Ergebnisse der Toolanwendung für das Quartier in Bad Ems	183
Tabelle 63:	Übersicht der recherchierten Wärmepumpenmodelle bis 100 kW	B
Tabelle 64:	Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „ABBH – M“	E
Tabelle 65:	Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „BED - BdS“	F
Tabelle 66:	Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „BED - GBT“	G
Tabelle 67:	Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „EFD - FB“	H
Tabelle 68:	Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „EFD - SK“	I
Tabelle 69:	Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „FG - AS“	I
Tabelle 70:	Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „FG - FB“	K
Tabelle 71:	Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „JGS - PT“	L
Tabelle 72:	Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „SB - AS“	M
Tabelle 73:	Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „SZB - H“	N

Tabelle 74: Quellen der wirtschaftlichen Randbedingungen der Module und Untermodule für die wirtschaftliche Bilanzierung

O

# Formelzeichen-, Index- und Abkürzungsverzeichnis

2FH	Zweifamilienhaus
ABBH – M	Annaberg-Buchholz – Mitte
AGS	Amtlicher Gemeindeschlüssel
AP	Arbeitspaket
BED – BdS	Branderbisdorf – Berthelsdorfer Straße
BED – GBT	Branderbisdorf – Goldbachtal
BMA	Bergmännische Arbeiten
CO <sub>2</sub> -Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
CO <sub>2</sub>	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of Performance
DBI	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
DIN EN 12831	Norm zur Heizlastberechnung
DIN V 18599	Norm zur energetischen Bewertung von Gebäuden
DLM	Digitales Landschaftsmodell
DN	Nennweite
EE	Erneuerbare Energien
EFD – FB	Ehrenfriedersdorf – Frauenberg
EFD – SK	Ehrenfriedersdorf – Schulkomplex
EFH	Einfamilienhaus
EI & GA	Elektroinstallation und Gebäudeautomation
EI.	Elektrisch
Em.	Emissionen
Erzgeb.	Erzgebirge
ES	Energiesystem
ETRS89	European Terrestrial Reference System 1989
FG – AS	Freiberg – Altstadt
FG – FB	Freiberg – Friedeburg
FKZ	Förderkennzeichen
GEoQart	Projektname
GFK-Codes	interne Nutzungs- / Gebäudeklassifikationscodes
Ggü.	Gegenüber
GHD	Gewerbe, Handel und Dienstleistungen
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
GmbH & Co. KG	Gesellschaft mit beschränkter Haftung & Compagnie Kommanditgesellschaft

GML	Geography Markup Language
GW	Grubenwasser
GWPS	Grubenwasserpotentialstudie
GWh	Gigawattstunden
HH	Haushalt
IDW S1	Institut der Wirtschaftsprüfer, Standard 1
INSPIRE	Infrastructure for Spatial Information in Europe
Ind.	Industrie
JAZ	Jahresarbeitszahl
JGS – PT	Johanngeorgenstadt – Pulverturm
KGT	Kühlgradtage
KMU	Kleine und mittlere Unternehmen
kWh	Kilowattstunden
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
kWp	Kilowatt-Peak
LAEA	Lambert Azimuthal Equal Area
LOI	Letter of Intent
LOD 2	Level of Detail 2 (Geodatenstandard)
MFH	Mehrfamilienhaus
n. v.	nicht vorhanden
NN	Normalnull
OSM	OpenStreetMap
p. a.	per annum
PE	Polyethylen
PLZ	Postleitzahl
POI	Points of Interest
PI – Regler	Proportional-Integral-Regler
PV	Photovoltaik
SB – AS	Schneeberg – Alte Siedlung
SL	Spitzenlast
Spezif.	Spezifisch
SZB – H	Schwarzenberg – Heide
THG	Treibhausgas
TTD	Technische Thermodynamik
TUBAF	Technische Universität Bergakademie Freiberg
UTM33 / UTM32	Universal Transverse Mercator Zone 33N / 32N

---

VBA	Visual Basic for Applications
VDI	Verein Deutscher Ingenieure
VDI 4655	Richtlinie zur Berechnung von Energiebedarfen
VDI 2067	Richtlinie zur Wirtschaftlichkeitsberechnung technischer Anlagen
WGS 1984	World Geodetic System 1984
WB	Wärmebedarf
WN	Wärmenetz
WP	Wärmepumpe
WPDG	Wärmepumpendeckungsgrad
z. B.	Zum Beispiel

# Danksagung

---

Das Projekt GGeoQart konnte nur durch die Unterstützung zahlreicher Beteiligter erfolgreich durchgeführt werden. Unser besonderer Dank gilt dem Fördermittelgeber für die finanzielle Unterstützung sowie das entgegengebrachte Vertrauen in die Projektidee und deren Umsetzung.

Ebenso danken wir den Projektpartnern und assoziierten Partnern aus Wirtschaft, Wissenschaft und kommunaler Verwaltung für die enge und konstruktive Zusammenarbeit. Durch die Bereitstellung von Daten, fachlichem Austausch sowie praxisnahen Impulsen wurde eine hohe Anwendungsnahe der Ergebnisse sichergestellt. Ihre Beiträge waren maßgeblich für die erfolgreiche Durchführung der Analysen und die Entwicklung übertragbarer Konzepte. Daher danken wir namentlich dem **Bundesverband Geothermie**, der **Gemeinde Brand-Erbisdorf (Bergstadt Brand-Erbisdorf)**, der **Gemeinde Ehrenfriedersdorf (Bergstadt Ehrenfriedersdorf)**, der **Stadt Freiberg (Universitätsstadt Freiberg)**, der **Eins Energie in Sachsen GmbH & Co. KG**, der **Tranter GmbH** sowie der **Wismut GmbH**.

Nicht zuletzt danken wir allen Mitarbeitenden, die durch ihr Engagement und ihre fachliche Expertise zur erfolgreichen Umsetzung des Projekts beigetragen haben.

# 1 Gesamtziel des Vorhabens

## 1.1 Ziel und Aufgabenstellung

### 1.1.1 Motivation und Projekthintergrund

Der Wärmesektor stellt in Deutschland weiterhin einen der größten Hebel zur Erreichung der Klimaschutzziele dar. Ein erheblicher Anteil des Endenergieverbrauchs entfällt auf Raumwärme, Warmwasser und Klimakälte; zusätzlich wird ein weiterer großer Anteil für Prozesswärme und -kälte benötigt. Gleichzeitig ist der Anteil erneuerbarer Energien in der Wärme- und Kälteversorgung bislang vergleichsweise gering. Zwar konnten in den vergangenen Jahren deutliche Fortschritte im Stromsektor erzielt werden, doch im Wärmesektor besteht weiterhin erheblicher Nachholbedarf. Der überwiegende Teil der erneuerbaren Wärmeerzeugung basiert derzeit auf fester Biomasse, während geothermische Anwendungen bislang nur einen sehr geringen Anteil ausmachen.

Besonders im Gebäudesektor ist der Transformationsbedarf groß. Ein erheblicher Teil der Wohngebäude wird weiterhin mit fossilen Energieträgern wie Erdgas oder Heizöl beheizt. Gleichzeitig erfordert das Klimaschutzgesetz eine deutliche Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Gebäudesektor bis 2030. Angesichts der langen Lebenszyklen von Gebäuden und Heizsystemen ist eine beschleunigte Umstellung auf erneuerbare Wärmequellen zwingend notwendig. Neben der Wärmeerzeugung gewinnt zudem die Gebäudekühlung infolge klimatischer Veränderungen zunehmend an Bedeutung, sodass ganzheitliche Wärme- und Kälteversorgungskonzepte erforderlich sind.

In diesem Kontext rücken Wärmepumpenanwendungen verstärkt in den Fokus. Der Anteil von Wärmepumpen als primäre Heizungsart ist in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen, insbesondere im Neubau. Im Bestand dominiert jedoch weiterhin die fossile Wärmeversorgung. Gerade für Bestandsquartiere bietet sich daher der Aufbau von Wärmenetzen an, die durch zentrale oder dezentrale, strombetriebene Wärmepumpen versorgt werden. Eine besonders vielversprechende Wärmequelle stellt hierbei das Wasser aus aufgegebenen oder noch aktiven Bergwerken – sogenanntes Grubenwasser – dar.

Grubenwasser besitzt insbesondere im Winter meist ein höheres Temperaturniveau als die Außenluft, wodurch Wärmepumpen effizienter betrieben werden können als bei reinen Luft-Wärmepumpensystemen. Zudem handelt es sich um eine grundlastfähige, ganzjährig verfügbare Energiequelle. Weltweit existieren zehntausende aktive und aufgegebene Bergwerke; allein in Deutschland sind rund 10.000 stillgelegte Bergwerke bekannt. Selbst bei konservativer Abschätzung ergibt sich daraus ein erhebliches theoretisches Wärme- und Kältepotenzial. Aufgrund der bergbauhistorischen Prägung vieler Regionen – wie dem Erzgebirge, dem Ruhrgebiet oder dem Harz – bestehen lokal erhebliche, bislang ungenutzte energetische Ressourcen.

Gleichzeitig bietet die Kopplung von Grubenwassergeothermie mit Photovoltaikanlagen zusätzliche Synergieeffekte. Strombetriebene Wärmepumpen können anteilig mit lokal erzeugtem PV-Strom versorgt werden, was die Netzbelastung reduziert, die CO<sub>2</sub>-Emissionen senkt und unter geeigneten Rahmenbedingungen wirtschaftliche Vorteile schafft. Ergänzend können Batteriespeicher zur Optimierung des Eigenverbrauchs beitragen. Für einen wirtschaftlich tragfähigen Betrieb ist jedoch die Bündelung mehrerer Gebäude in Quartieren erforderlich, da Einzelgebäude meist keine ausreichende Abnahmemenge aufweisen, um die Investitionskosten einer Erschließung zu rechtfertigen.

Trotz dieser Potenziale bestehen in vielen Kommunen noch erhebliche Vorbehalte gegenüber der Nutzung von Grubenwassergeothermie. Häufig fehlen belastbare, niedrigschwellige Instrumente zur Abschätzung des standortspezifischen Potenzials. Individuelle Machbarkeitsstudien sind kostenintensiv und stellen für viele Gemeinden eine hohe Einstiegshürde dar. Genau hier setzt das Projekt **GEoQart** (FKZ: 03EN6015A-B) an.

Im Rahmen von **GEoQart** wurden für unterschiedliche Quartiersstrukturen in der Montanregion Erzgebirge gebäudescharf Wärme-, Strom- und Kältebedarfe sowie Photovoltaikpotenziale ermittelt und mit untertägigen Grubenwasserpotenzialen verknüpft. Auf dieser Basis wurde ein frei verfügbares Excel-Tool entwickelt, das es Kommunen und Quartiersbetreibern ermöglicht, eigene Quartiersstrukturen modellhaft abzubilden und hinsichtlich technischer, ökonomischer und ökologischer Kennzahlen zu bewerten. Anhand weniger standortspezifischer Über- und Untertageparameter kann das energetische Potenzial von Grubenwasser grob quantifiziert werden. Dadurch werden erste Entscheidungsgrundlagen geschaffen, die Vorbehalte abbauen und den Einstieg in weiterführende Detailplanungen erleichtern.

Die Motivation von **GEoQart** liegt somit in der Entwicklung eines praxisnahen, übertragbaren und wissenschaftlich fundierten Werkzeugs, das die Nutzung einer bislang wenig erschlossenen, grundlastfähigen erneuerbaren Energiequelle im Gebäudesektor indirekt durch verschiedenen Planungsleitungen vorantreibt. Durch die Kombination aus ober- und untertägiger Analyse, quartiersbezogener Modellierung und wirtschaftlicher Bewertung leistet das Projekt einen konkreten Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärme- und Kälteversorgung und unterstützt Kommunen bei der Entwicklung standortspezifischer, nachhaltiger Energieversorgungskonzepte.

### 1.1.2 Projektziele und Auflistung wesentlicher Inhalte

Das zentrale Ziel des Projekts **GEoQart** ist die Analyse der technischen und wirtschaftlichen Machbarkeit quartiersbezogener Versorgungsnetze zur simultanen Gebäudeheizung und -kühlung auf Basis von Grubenwassergeothermie in Kombination mit weiteren erneuerbaren Energieträgern, insbesondere Photovoltaik. Im Fokus steht die praktische Umsetzbarkeit in realen Bestandsquartieren sowie die Entwicklung übertragbarer Methoden.

Hierfür wird ein frei verfügbares Analysewerkzeug entwickelt, das es Kommunen, Bergwerkseigentümern und weiteren Akteuren ermöglicht, das standortspezifische Potenzial anhand weniger Eingangsparameter – etwa Grubenwassertemperatur, Volumenstrom, Teufe und Abnehmerstruktur – grob zu quantifizieren. Positive Ergebnisse können als Grundlage für Investitionsentscheidungen, Öffentlichkeitsarbeit und weiterführende Detailplanungen dienen, einschließlich Netztrassierung und technischer Auslegung.

Ein wesentlicher Innovationsaspekt liegt in der integrativen Verknüpfung untertägiger Potenziale mit obertägigen, gebäudescharfen Wärme-, Kühl- und Photovoltaikbedarfsanalysen. Für ausgewählte Modellquartiere werden reale Versorgungsszenarien entwickelt, die unterschiedliche Gebäudetypen berücksichtigen und Elemente der Sektorenkopplung – insbesondere die Kombination von Wärmepumpen und PV-Strom – systematisch einbinden.

**GEoQart** schafft damit eine wissenschaftlich fundierte und praxisnahe Entscheidungsgrundlage zur Nutzung von Grubenwassergeothermie und leistet einen konkreten Beitrag zur Dekarbonisierung der Wärme- und Kälteversorgung im Gebäudesektor. Die prinzipielle Idee der Kopplung von Grubenwasser, Photovoltaik sowie weiteren erneuerbaren Energieträgern ist in Abbildung 1 dargestellt.

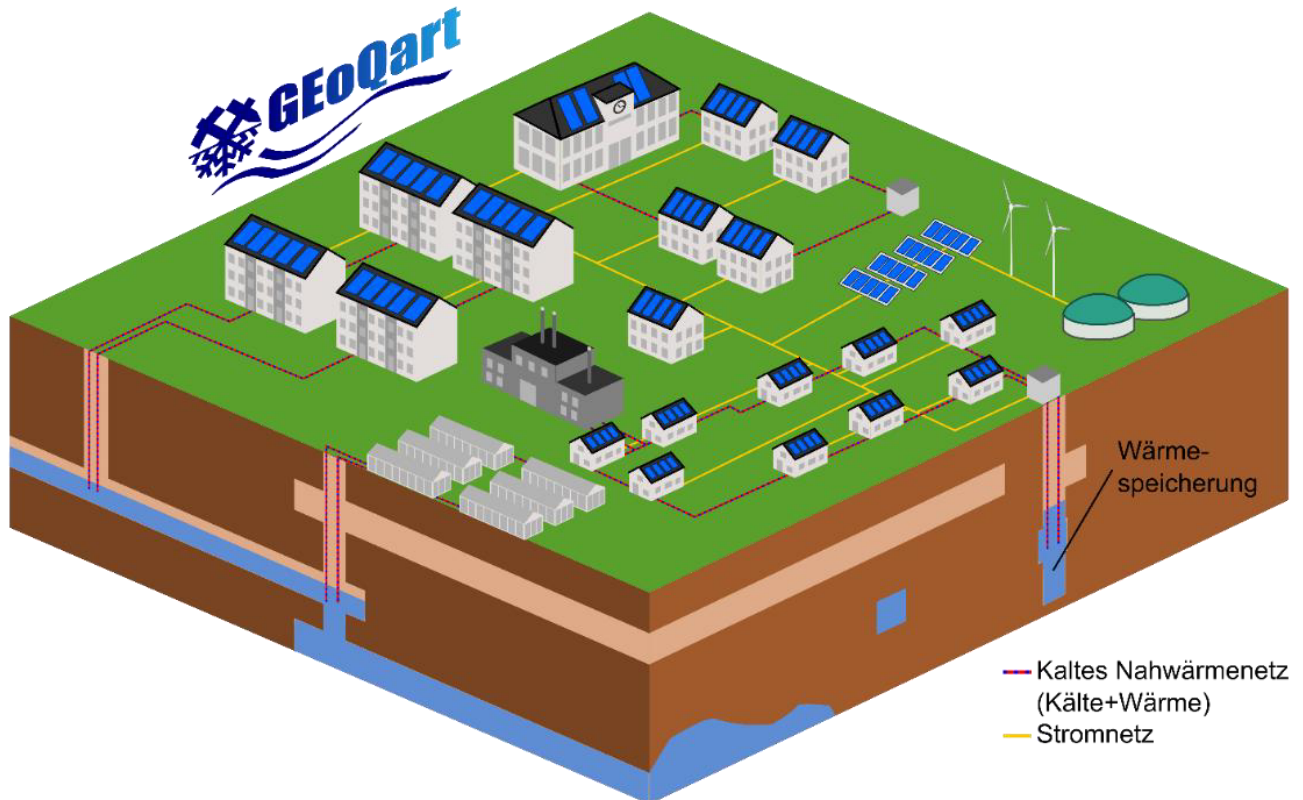


Abbildung 1: Schema zum Projekt GEoQart, welches die Kopplung von Grubenwasser, Photovoltaik sowie weiteren erneuerbaren Energieträgern zeigt.

Nachfolgend erfolgt eine Auflistung von allen wesentlichen Inhalten die Projektes **GEoQart** erfolgreich bearbeitet wurden:

1. Erstellung und Erhebung einer umfangreichen Datenbasis (eigene Messwerte sowie Literaturwerte) zur **Bestimmung des energetischen Nutzungspotenzials von Grubenwasser** zur Kälte- und Wärmeversorgung in der Montanregion Erzgebirge (für mindestens 20 Standorte in der gesamten Modellregion)
2. **Berechnung der theoretischen Kälte- und Wärmemengen** an mindestens 20 ehemaligen Bergbaustandorten im Erzgebirge basierend auf der zu erhebenden Datenbasis (reale Verbrauchs- und Simulationsdaten)
3. **Verknüpfung** der theoretischen **Kälte- und Wärmemengen** (Grubenwasser, **Untertage**) mit der **Nachfrage nach Endenergie** (Kühl- und Heizbedarfe, **Übertage**) zur Bestimmung des tatsächlichen Abnahmepotenzials für Grubenwasser
4. **Auslegung möglicher technischer Quartiersversorgungskonzepte**, d.h. Wärme- und Kältenetze sowie Wärmespeichermanagementsysteme in Kombination mit PV-Erträgen / Stromüberschüssen im Quartier, für mindestens 10 repräsentative Modellquartiere (zur Sicherstellung möglichst vieler Parametervariationen sowie der Gewährleistung der Übertragbarkeit der Ergebnisse)
5. Entwicklung von praxisnahen und **wirtschaftlichen Umsetzungskonzepten** für die Modellquartiere unter Berücksichtigung ökonomischer, ökologischer und technischer Kriterien die in einem frei zugänglichen Tool/Leitfaden zusammengeführt werden
6. **Akquise** von mindestens 3 weiteren Standorten und Anwendungsmöglichkeiten zur Erprobung des Tools außerhalb der Modellregion zur **Gewährleistung der zusätzlichen Nachnutzung** der Ergebnisse

7. **Öffentlichkeitsarbeit** zur Nutzung von Grubenwasser als regenerative Energiequelle (u.a. Workshops und Fachkonferenz)

### 1.1.3 Projektablauf

Das Projekt **GGeoQart** wurde planmäßig von 0.1.10.2022 bis 30.09.2025 durch beide Projektpartner bearbeitet. Dabei hat die DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH das Projekt geringfügig um 3 Monate kostenneutral verlängert, wobei die Abgabe des Schlussberichtes planmäßig sechs Monate nach offiziellen Projektende erfolgte. Der Projektablauf ist im beiliegenden Zeitplan (siehe Abbildung 5) ausführlich dargestellt. Die Arbeitspakete (AP 1–7) sind entlang der vertikalen Achse angeordnet, während die horizontale Achse die zeitliche Abfolge in Monatsabschnitten darstellt. Die farblich markierten Balken kennzeichnen die aktiven Bearbeitungsphasen der jeweiligen Projektpartner (TU Bergakademie Freiberg (TTD) in Gelb, DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI) in Grün). Zusätzlich sind Meilensteine im unteren Bereich des Plans als markierte Zeitpunkte dargestellt.

In der frühen Projektphase (2022 bis Anfang 2023) liegt der Schwerpunkt auf konzeptionellen und methodischen Grundlagenarbeiten. Hierzu zählen die Definition der Modellregion, die obertägige und untertägige Potenzialanalyse sowie der Aufbau der Datenbasis. Diese Arbeitspakete verlaufen teilweise parallel und werden maßgeblich durch beide Projektpartner bearbeitet.

Im weiteren Verlauf des Jahres 2023 verschiebt sich der Fokus auf die vertiefte Analyse ausgewählter Gemeinden und die Entwicklung der methodischen Ansätze zur Quartiersbewertung. Hier werden sowohl geologische als auch siedlungsstrukturelle und energetische Daten zusammengeführt. In dieser Phase werden auch die Bewertungsmatrix und erste Modellrechnungen etabliert.

Ab 2024 beginnt die Phase der detaillierten Quartiersmodellierung. Hier werden konkrete Modellquartiere definiert, Versorgungsnetze konzipiert sowie technische und wirtschaftliche Bewertungen durchgeführt. Die Arbeiten verteilen sich arbeitsteilig zwischen TTD und DBI, wobei sowohl die untertägige Potenzialbewertung als auch die obertägige Netz- und Bedarfsmodellierung weitergeführt und miteinander verknüpft werden.

Im Jahr 2025 liegt der Schwerpunkt auf der Zusammenführung der Ergebnisse, der Erstellung des frei verfügbaren Analyse-Tools sowie der Ableitung übertragbarer Nutzungskonzepte. Parallel dazu erfolgen Abschlussarbeiten, Dokumentation, Validierung der Ergebnisse und Wissenstransfer.

Die Meilensteine markieren zentrale Projektfortschritte, beispielsweise den Abschluss der Potenzialanalysen, die Auswahl der Modellgemeinden, die Definition der Modellquartiere sowie die Fertigstellung des Tools und der Abschlussbericht. Sie strukturieren das Projekt in klar abgegrenzte Entwicklungsstufen und dienen der Fortschrittskontrolle.

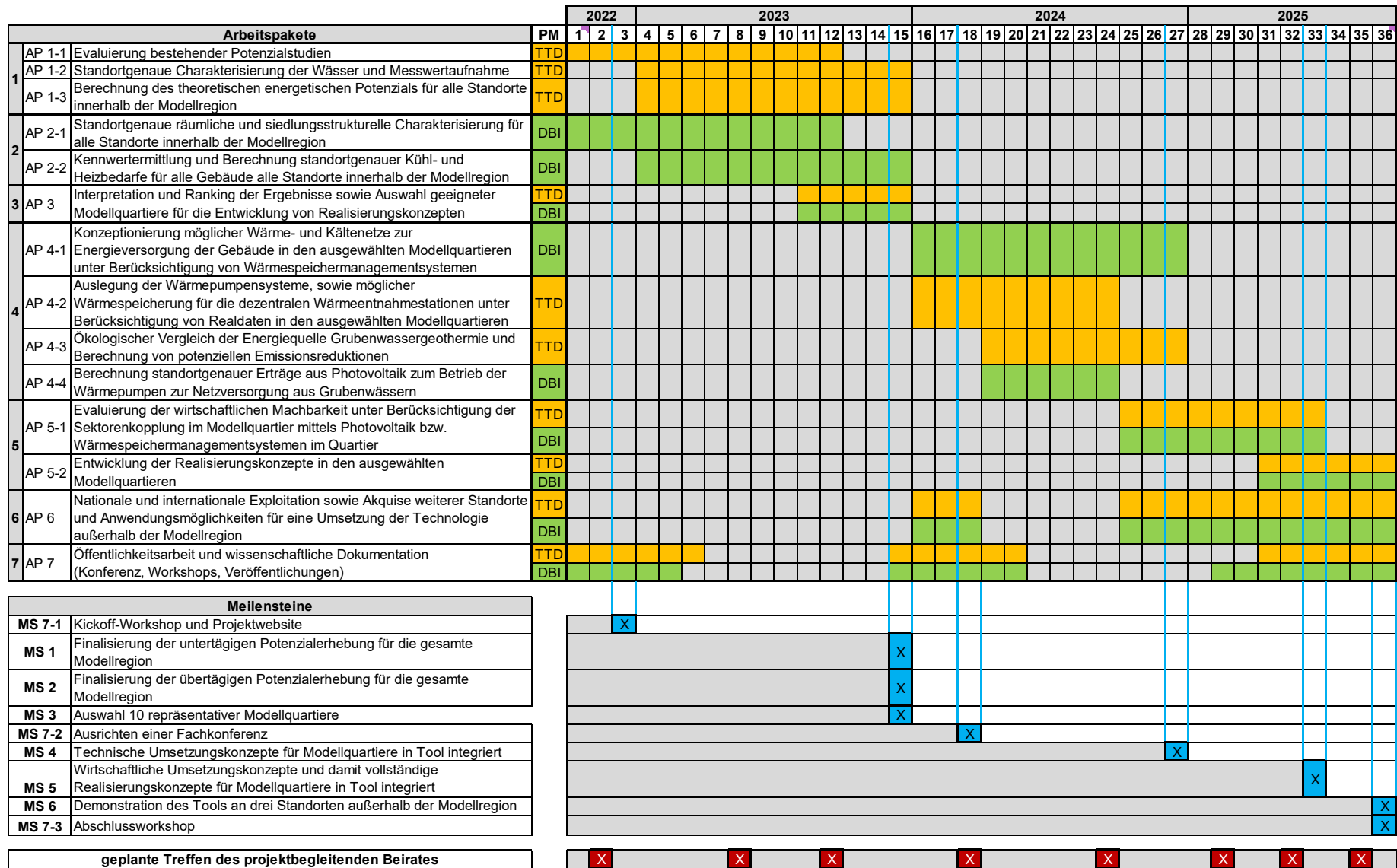


Abbildung 2: Zeitplanung und Aufteilung der Arbeitspakete auf die Partner sowie Festlegung der geplanten Meilensteine und Treffen des projektbegleitenden Beirates

In Tabelle 1 ist ein detaillierter Ablaufplan der wichtigsten durchgeführten Arbeiten dargestellt.

Tabelle 1: Ablaufplan für das Projekt GEoQart

durchgeführte Arbeiten	Arbeitspaket	Abschluss der Arbeitspakete	Partner
Bestimmung des energetischen Potenzials der Bergwerke in der Modellregion an mindestens 20 Standorten	AP 1	Dez. 23	TU Bergakademie Freiberg
Entwicklung einer standortunabhängigen Charakterisierung für Grubenwasser im Hinblick auf das energetische Potenzial	AP 1	Dez. 23	TU Bergakademie Freiberg
Analyse ortskonkreter sowie gebäudescharf nachgefragter Energiemengen (Heizen und Kühlen) in der gesamten Modellregion	AP 2	Dez. 23	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Entwicklung einer Methodik zur Vereinheitlichung und Schaffung einer Datenbasis bestehend aus simulierten Energiewerten und Realdaten aus der Modellregion	AP 2	Dez. 23	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Auswahl von 10 repräsentativen Modellquartieren	AP 3	Dez. 23	Gesamtprojekt
Entwicklung und Weiterentwicklung eines skriptbasierten Algorithmus zur Geodatenverarbeitung und automatisierten Netzberechnung zur simultanen Gebäudeheizung und -kühlung im Quartier	AP 4	Dez. 24	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Auslegung repräsentativer Wärmepumpenkonzepte für die 10 Modellquartiere	AP 4	Dez. 24	TU Bergakademie Freiberg
Ökologischer Vergleich der Energiequelle Grubenwassergeothermie zu anderen fossilen und regenerativen Energiequellen	AP 4	Dez. 24	TU Bergakademie Freiberg
Programmierung eines GIS-Tools zur gebäudescharfen Berechnung von möglichen Stromerträgen aus Photovoltaik unter Nutzung von LOD 2 Geodaten und ortsscharfen Klimadaten	AP 4	Jan. 25	DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH
Entwicklung eines Kostenmodells, um eine ökonomische Beurteilung der 10 Modellquartiere zu ermöglichen, wodurch allein in Deutschland mehr als 10.000 Bergwerke analysiert werden können	AP 5	Jun. 25	alle
Finalisieren des Tools durch Realisierungskonzepte für Modellquartiere	AP 5	Jun. 25	alle
Demonstration und Erprobung des Tools an drei Standorten außerhalb der Modellregion	AP 6	Jul. 25	alle
Durchführen einer Fachkonferenz und von zwei Workshops	AP 7	Aug. 25	alle

## 1.2 Projektkonsortium

### 1.2.1 Verbundkoordinator TU Bergakademie Freiberg

Die Professur für Technische Thermodynamik der TU Bergakademie Freiberg (TTD) beschäftigt sich seit 15 Jahren intensiv mit der Nutzung von Grubenwasser als Energiequelle und betreut das Monitoring von fünf realisierten Grubenwassergeothermieranlagen in Sachsen. Schwerpunkte der bisherigen Forschung waren unter anderem die Weiterentwicklung und Effizienzsteigerung von Grubenwasseranlagen, die Analyse von untertägigen Potentialen und Untersuchungen zum Betriebsverhalten von bestehenden Grubenwasseranlagen. In mehreren Forschungsprojekten wurden umfassenden Kompetenzen zur Energiespeicherung in ehemaligen Grubengebäuden aufgebaut, insbesondere in den Bereichen Monitoring, Reallabor-Entwicklung und der technischen Eignung potenzieller Standorte.

Weitere Forschungsgebiete sind die Simulation und die Analyse von Gebäuden und Quartieren, welche hochgradig mit erneuerbaren Energien versorgt werden sowie die Simulation des Energieentzugs aus aufgegebenen Bergwerksstrecken.

### 1.2.2 Verbundpartner DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

**Engineering & Dienstleistungen** | Die DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH ist ein forschungsstarkes, privatwirtschaftliches KMU, das sich auf innovatives Engineering und Dienstleistungen in den Bereichen Energie-, Umwelt- und Gastechnologien sowie erneuerbare Energien spezialisiert hat. Im Fokus der Arbeiten steht die gesamte Wertschöpfungskette der Gasversorgung: von der Förderung und Speicherung über den Netztransport bis hin zur effizienten und umweltschonenden Verwendung erneuerbarer Energieträger. Als erfahrener Partner vereint das Unternehmen die Entwicklung neuer Technologien für den Einsatz regenerativer gasförmiger Energieträger mit der Einführung innovativer Technologien in die Praxis. Durch die aktive Mitarbeit in Standardisierungsgremien trägt das Unternehmen maßgeblich zur Weiterentwicklung von Gas- und Wasserstoffinfrastrukturen bei.

Ihr **Unternehmensportfolio** umfasst Engineering-, Consulting- und Planungsleistungen, regelwerkskonforme Prüfleistungen, die Beratung und Wartung von Anlagen, Geräten und Klär- sowie Biogasanlagen, Gasanalytik und -untersuchungen, Modellierungs- und Simulationsleistungen, Machbarkeits-, Wirtschaftlichkeits- und Potenzialstudien, das Engineering und die Betriebsführung von industriellen Gas- und Thermoprozessanlagen, die Entwicklung neuer Diagnosesysteme, Energie- und Wärmekonzepte, Katalysatoruntersuchungen, die L-H-Gas-Marktraumumstellung, die Netzoptimierung und Smart Grids, die Anlagendokumentation, Power-to-Gas, GIS-Standortanalysen, Wasserstoffprüfungen, Weiterbildungen, praxisnahe Forschung und Entwicklung, die Entwicklung der Wasserstoffwirtschaft, die Nutzung biogener Rohstoffe und die Kopplung erneuerbarer Energien mit innovativen Technologien.

Das Projekt wurde vom **Fachgebiet „Energieversorgungssysteme“** durchgeführt. Die Abteilung nutzte für die Bearbeitung leistungsstarke Rechentechnik, projektrelevante Software und Datenbanken sowie die in den letzten Jahren gesammelte Erfahrungswerte in der GIS-basierten Energiebedarfsermittlung und der EE-Potenzialerhebung.

### 1.2.3 Mitwirkung von assoziierten Partnern im Projekt GGeoQart

Im Projekt waren sieben assoziierte Partner aus Wirtschaft, kommunaler Verwaltung und Fachinstitutionen in das Projekt **GGeoQart** eingebunden, um die technische Realisierbarkeit, wirtschaftliche Bewertung und insbesondere die praktische Anwendbarkeit der Projektergebnisse sicherzustellen. Die Partner gewährleisteten einen kontinuierlichen Praxisbezug und stellt sicher, dass die entwickelten Methoden,

Werkzeuge und Konzepte nicht ausschließlich theoretisch erfolgten, sondern auch unter realen Rahmenbedingungen anwendbar sind.

Die assoziierten Partner brachten zudem standortspezifisches Wissen, betriebliche Erfahrungswerte, reale Messdaten sowie kommunale Planungsperspektiven in das Projekt ein. Dadurch können sowohl untertägige Potenziale als auch obertägige Bedarfsstrukturen valide bewertet und mit tatsächlichen Gegebenheiten abgeglichen werden. Gleichzeitig unterstützen sie die Auswahl geeigneter Modellquartiere, die Bereitstellung von Verbrauchsdaten sowie die Diskussion und Bewertung möglicher Versorgungskonzepte.

In Tabelle 2 sind die beteiligten assoziierten Partner, deren jeweilige fachliche Expertise sowie ihre Mitwirkung in den einzelnen Arbeitspaketen des Projekts **GEoQart** zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 2: Übersicht über die im Projekt beteiligten assoziierten Partner und deren Beitrag im Projekt GEoQart

Assoziierter Partner	Projektrelevante Expertise für GEoQart	Mitwirkung im Projekt
<b>Bundesverband Geothermie</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>ehrentamtlicher Verband zur nachhaltigen Erdwärmennutzung mit mehr als 700 Mitgliedern in Deutschland und Österreich</li> <li>Veranstalter des Deutschen Geothermiekongresses</li> </ul>	AP 1, AP 6 AP 7  Beirat
<b>Gemeinde Brand-Erbisdorf (Bergstadt Brand-Erbisdorf)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Stadt im Landkreis Mittelsachsen mit knapp 10.000 Einwohnern</li> <li>betreibt seit August 2015 für kommunale Objekte ein Energiemanagement [40]</li> </ul>	AP 1, AP 2 AP 5, AP 7  Beirat
<b>Gemeinde Ehrenfriedersdorf (Bergstadt Ehrenfriedersdorf)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kleinstadt im Erzgebirgskreis mit etwa 5.000 Einwohnern</li> <li>Oberschule und Bergbaumuseum werden bereits mit Energie aus Grubenwassergeothermie versorgt</li> </ul>	AP 1, AP 2 AP 5, AP 7  Beirat
<b>Gemeinde Freiberg (Universitätsstadt Freiberg)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Kreisstadt des Landkreises Mittelsachsen mit ca. 40.000 Einwohnern</li> <li>Standort des einzigen noch aktiven Lehr- und Forschungsbergwerks der Welt</li> <li>u.a. das Kreiskrankenhaus der Stadt wird mit Grubenwassergeothermie versorgt</li> </ul>	AP 1, AP 2 AP 5, AP 7  Beirat
<b>Eins Energie in Sachsen GmbH &amp; Co. KG</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>führender kommunaler Energieversorger in Südsachsen mit mehr als 400.000 Kunden im Bereich Gas, Fern- und Nahwärme, Strom und Wasser</li> <li>Betrieb eines städtischen Fernkältenetzes mit Speicherlösung in Chemnitz [41]</li> </ul>	AP 1, AP 2 AP 5, AP 7  Beirat
<b>Tranter GmbH</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>weltweit führender Hersteller von Plattenwärmeübertragern zur geothermischen Energienutzung</li> <li>umfassende Erfahrungen bei der Auslegung und dem effizienten Design von Geothermieanlagen (tiefe und oberflächennahe Anlagen)</li> </ul>	AP 4, AP 5  Beirat

Assoziierter Partner	Projektrelevante Expertise für GGeoQart	Mitwirkung im Projekt
<b>Wismut GmbH</b>	<ul style="list-style-type: none"><li>○ verantwortlich für die Stilllegung, Sanierung und Rekultivierung der Bergwerke in Sachsen in Thüringen</li><li>○ Zugang zu einer Vielzahl an Standorten</li></ul>	AP 1, AP 5 AP 6  Beirat

## 2 Projektablauf und erzielte Ergebnisse

### 2.1 Analyse der obertätigen nachgefragten Energiemengen je Gebäude in der gesamten Modellregion (AP 2)

**Das Ziel dieses Arbeitspakets ist die Bestimmung der Abnehmerstruktur in der Modellregion sowie die Ermittlung gebäudescharfer Energieverbräuche. Durch die Geodatenakquise und die Analyse der siedlungsstrukturellen Prägung sollen Wärme- und Kältebedarfe für die Gebäude modelliert werden. Diese Daten fließen in die weitere Projektarbeit ein und bilden die Basis für eine einheitliche Geo-Datenbank, die zur Clusterbildung und Analyse der Gebiete hinsichtlich ihrer Eignung für eine netzgebundene Energieversorgung genutzt wird.**

#### 2.1.1 Standortgenaue räumliche und siedlungsstrukturelle Charakterisierung für alle Standorte innerhalb der Modellregion

##### 2.1.1.1 Definition der Modellregion

Um das Projekt **GEoQart** mit dem angestrebten hohen Detailgrad umsetzen zu können – mit dem Ziel, für ausgewählte Gebiete praxisnahe und übertragbare Nutzungskonzepte zu entwickeln – wurde eine klar abgegrenzte, bergbauhistorisch geprägte Modellregion definiert. Hierfür wurde der deutsche Teil der Montanregion Erzgebirge / Krušnohoří ausgewählt. Die Region ist seit dem Mittelalter durch den Bergbau geprägt und vereint Reviere aus nahezu allen Epochen des deutschen Bergbaus – vom hochmittelalterlichen Bergbau in Dippoldiswalde über das bis in die 1990er Jahre aktive Revier Ehrenfriedersdorf bis hin zum Lehrbergwerk in Freiberg.

Charakteristisch ist zudem die große Bandbreite an Standortkonstellationen: In einigen Städten liegen Grubenbaue unmittelbar unterhalb potenzieller Abnehmer, in anderen bestehen größere Distanzen zwischen untertägigen Strukturen und Siedlungsflächen. Diese Heterogenität ermöglicht die systematische Untersuchung unterschiedlicher technischer und wirtschaftlicher Rahmenbedingungen.

Für die spätere Auswahl repräsentativer Gemeinenden und geeigneter Modellquartiere sollen mehrere Kriterien berücksichtigt, darunter die siedlungsstrukturelle Prägung (urban, suburban, ländlich), die sektorenspezifische Abnehmerstruktur (Wohn-, Nichtwohn- oder Mischgebiete), der abgebaute Rohstoff sowie der Zeitpunkt der Stilllegung oder der aktuelle Status des Bergwerks. Auf dieser Grundlage wurden mindestens zehn Modellquartiere ausgewählt, die diese Faktoren in unterschiedlichen Kombinationen abbilden.

Durch diese Vielfalt wird sichergestellt, dass die im Projekt entwickelten Methoden und Versorgungskonzepte auf andere nationale und internationale Standorte übertragbar sind. Insbesondere können die im Erzgebirge gewonnenen Erkenntnisse frühzeitig auf andere Transformationsregionen wie das Saarland oder die Lausitz angewendet werden. Damit adressiert **GEoQart** zentrale nationale Fragestellungen zur Nutzung von Grubenwassergeothermie, auch wenn die Modellregion vollständig in Sachsen liegt.

##### 2.1.1.2 Auswahl aller in der Montanregion Erzgebirge zu untersuchenden Gemeinden

Die Montanregion Erzgebirge erstreckt sich über eine Vielzahl von Gemeinden im Süden Sachsens sowie angrenzende Gebiete in der Tschechischen Republik. Der betrachtete Raum reicht dabei in West-Ost-Richtung von der Stadt Zwickau im Westen bis zur Stadtgrenze der Landeshauptstadt Dresden im Osten und bildet damit einen großflächigen, historisch und strukturell zusammenhängenden Untersuchungsraum.

Die Abgrenzung des Untersuchungsgebiets basiert auf Geodaten aus dem OpenStreetMap-Projekt (OSM) [1]. Hierzu wurden die Gebietsgrenzen der Montanregion Erzgebirge als .osm-Dateien heruntergeladen, fachlich geprüft, aufbereitet und in die Datenformate der DBI-GIS-Datenbank überführt. Das so definierte Untersuchungsgebiet ist in der nachfolgenden Karte (siehe Abbildung 3) dargestellt und grün hervorgehoben.

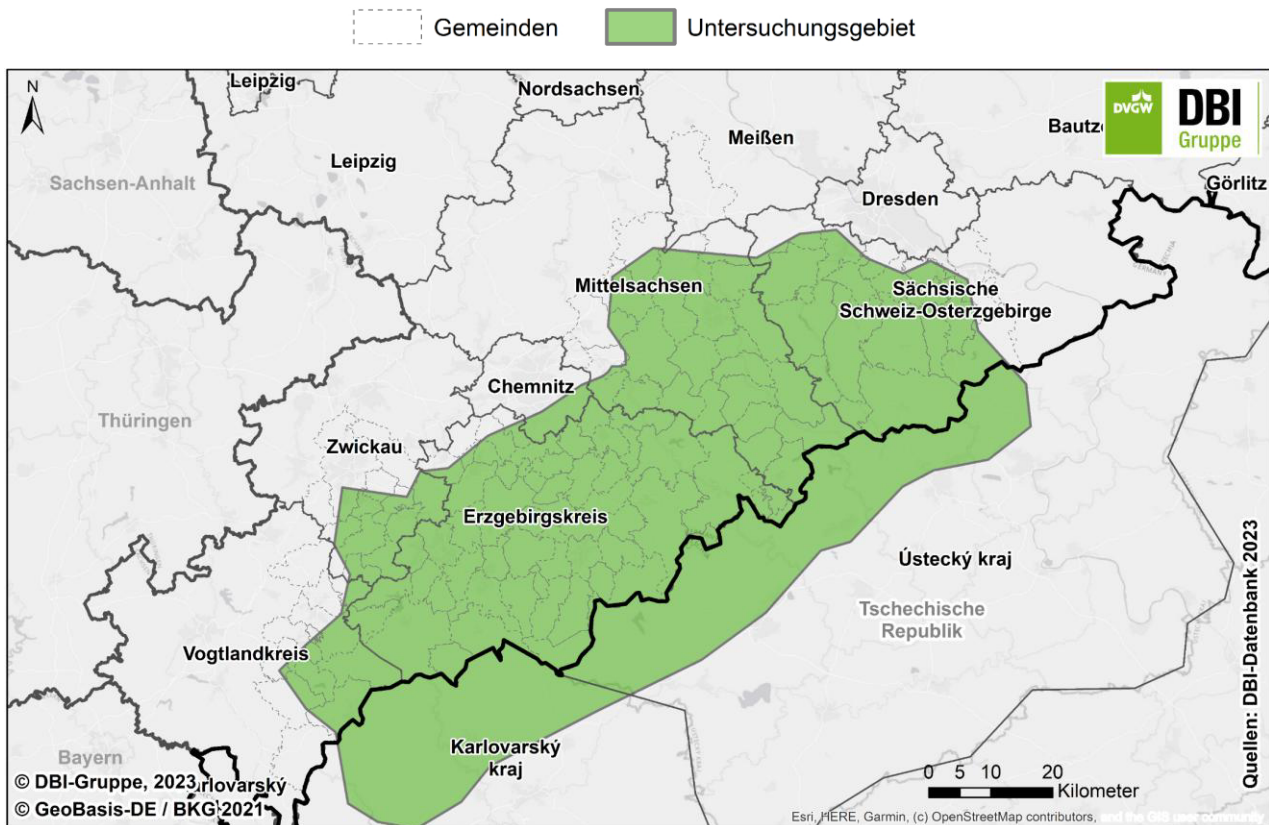


Abbildung 3: Grobe Abgrenzung der Montanregion Erzgebirge für Deutschland und Tschechien [1] [2]

Für die Montanregion Erzgebirge existiert keine eindeutige Abgrenzung entlang administrativer Gemeindegrenzen [2]. Um dennoch eine konsistente und nachvollziehbare Datengrundlage für die Analyse zu schaffen, war es erforderlich, eine klare Definition der zu betrachtenden Gemeinden festzulegen. Hierzu wurde eine räumliche Verschneidung (Overlay-Analyse) zwischen der Fläche der Erzgebirgsregion und den administrativen Gemeindegrenzen durchgeführt. Gemeinden, deren Fläche zu mehr als 40 % innerhalb der definierten Erzgebirgsregion liegt, wurden in das Untersuchungsgebiet aufgenommen. Die ausgewählten Gemeinden sind in der Abbildung durch eine Schraffur gekennzeichnet.

Auf Basis dieses Auswahlkriteriums erfüllen insgesamt 106 Gemeinden die räumliche Bedingung und bilden die Grundlage für alle nachfolgenden Analysen. Diese Gemeinden verteilen sich auf fünf Landkreise: den Vogtlandkreis, den Erzgebirgskreis, den Landkreis Mittelsachsen, den Landkreis Zwickau sowie den Landkreis Sächsische Schweiz-Osterzgebirge. Eine vollständige Auflistung der berücksichtigten Gemeinden ist im Anhang enthalten. Das so abgegrenzte Untersuchungsgebiet umfasst eine Gesamtfläche von rund 4.000 km<sup>2</sup> und weist eine Einwohnerzahl von etwa 613.000 Personen auf. Die ausgewählten Gemeinden sind nachfolgend in Abbildung 4 dargestellt.

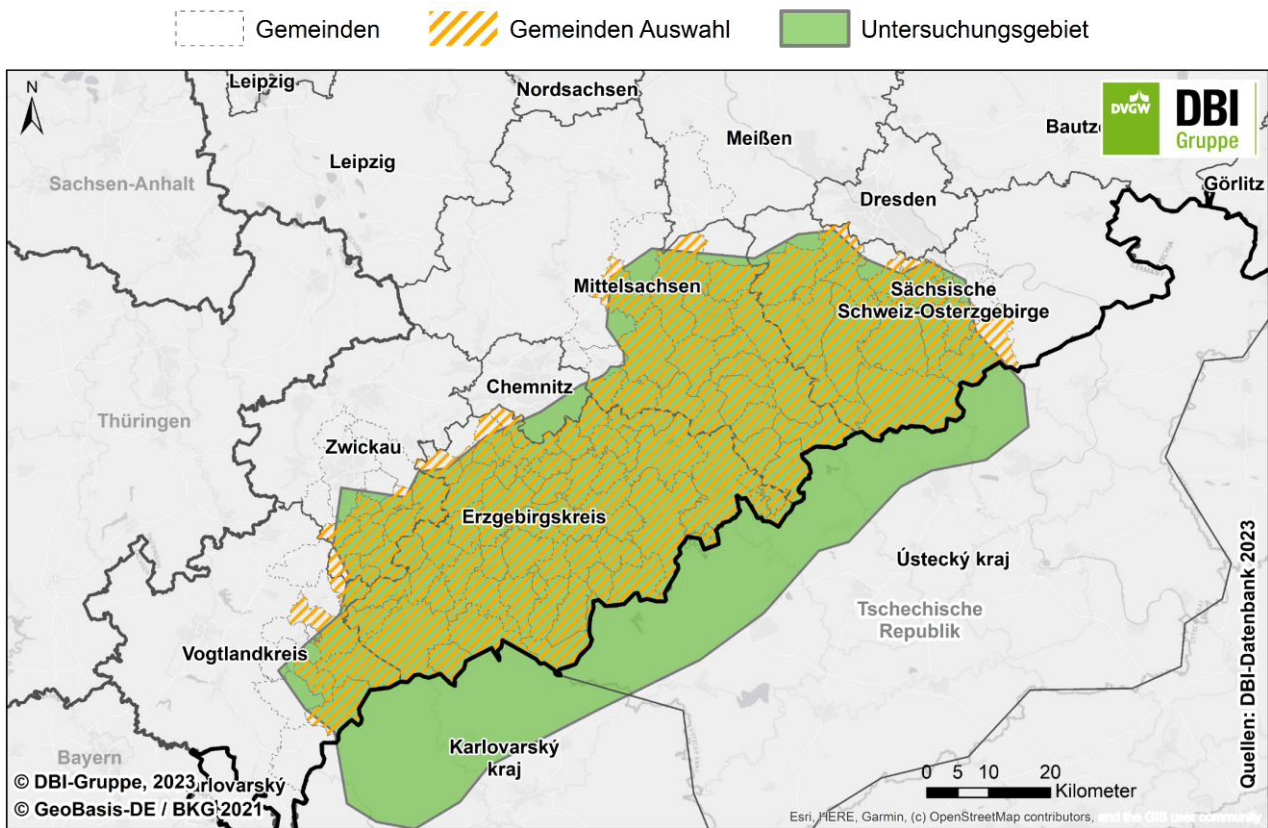


Abbildung 4: Detailauswahl der Montanregionsgemeinden innerhalb Deutschlands

Die nachfolgende Tabelle 3 gibt einen Überblick über die im Untersuchungsgebiet berücksichtigten 106 Gemeinden mit Angaben zu Fläche und Einwohnerzahl und verdeutlicht die ausgeprägte strukturelle Heterogenität der Region. Die Gemeindeflächen variieren stark und reichen von sehr kleinen Kommunen mit weniger als 1 km<sup>2</sup> Fläche bis hin zu großflächigen Gemeinden wie Altenberg, Marienberg oder Olbernhau mit Flächen von über 10 km<sup>2</sup>. Der überwiegende Teil der Gemeinden weist jedoch Flächen zwischen 2 und 6 km<sup>2</sup> auf, was auf eine kleinteilige Siedlungsstruktur im Erzgebirgsraum hinweist.

Auch die Einwohnerzahlen zeigen eine große Spannweite: Sie reichen von Gemeinden mit unter 1.000 Einwohnern bis zu größeren Städten wie Freiberg und Freital mit jeweils rund 40.000 Einwohnern. Weitere bedeutende Bevölkerungszentren sind Annaberg-Buchholz, Aue-Bad Schlema, Schwarzenberg/Erzgeb. und Marienberg. Insgesamt zeigt sich ein Nebeneinander dicht besiedelter, kleinflächiger Kommunen und ländlich geprägter Gemeinden mit geringerer Einwohnerdichte. Diese strukturelle Vielfalt ist für die Interpretation der nachfolgenden Analysen von zentraler Bedeutung.

Tabelle 3: Tabellarische Auflistung der ausgewählten Montanregionsgemeinden

Teil 1			Teil 2		
Gemeindename	Fläche in km <sup>2</sup>	Einwohner	Gemeindename	Fläche in km <sup>2</sup>	Einwohner
Altenberg	14,6	7.880	Jöhstadt	5,0	2.569
Amtsberg	2,3	3.676	Kirchberg	4,0	8.166
Annaberg-Buchholz	2,8	19.393	Klingenberg	8,7	6.763
Aue-Bad Schlema	3,6	20.084	Klingenthal	5,1	8.035
Auerbach	0,8	2.432	Königswalde	2,0	2.196

Teil 1			Teil 2		
Auerbach/Vogtl.	5,5	18.048	Kreischa	2,9	4.533
Augustusburg	2,3	4.508	Langenweißbach	2,3	2.464
Bad Gottleuba-Berggießhübel	8,9	5.538	Lauter-Bernsbach	3,0	8.524
Bahretal	3,6	2.147	Leubsdorf	3,4	3.257
Bärenstein	0,6	2.288	Lichtenberg/Erzgeb.	3,3	2.673
Bobritzsch-Hilbersdorf	5,5	5.622	Liebstadt	3,8	1.273
Bockau	1,9	2.200	Lößnitz	3,1	8.074
Börnichen/Erzgeb.	1,5	972	Marienberg	13,4	16.716
Brand-Erbisdorf	4,7	9.145	Mildenaue	3,2	3.388
Breitenbrunn/Erzgeb.	6,1	5.157	Müglitztal	2,1	1.923
Burkhardtswald	2,1	6.091	Mulda/Sa.	4,3	2.457
Crinitzberg	1,9	1.852	Muldenhammer	5,7	3.017
Crottendorf	3,7	3.976	Neuhausen/Erzgeb.	4,8	2.555
Deutschneudorf	0,8	970	Neukirchen/Erzgeb.	2,0	7.000
Dippoldiswalde	10,5	14.180	Niederdorf	1,3	1.310
Dohna	2,9	6.163	Niederwürschnitz	0,6	2.573
Dorfchemnitz	3,0	1.536	Oberschöna	4,4	3.325
Dorfhain	0,6	1.077	Oberwiesenthal	3,9	2.055
Drebach	3,3	5.080	Oederan	7,8	7.876
Ehrenfriedersdorf	1,6	4.638	Oelsnitz/Erzgeb.	2,6	10.983
Eibenstock	11,2	7.193	Olbernhau	12,6	10.694
Elterlein	4,6	2.809	Pockau-Lengefeld	8,3	7.472
Eppendorf	3,4	4.013	Rabenau	3,0	4.400
Frauenstein	5,9	2.733	Raschau-Markersbach	4,0	4.948
Freiberg	4,8	39.948	Rechenberg-Bienenmühle	5,3	1.823
Freital	4,1	39.405	Sayda	3,5	1.713
Gelenau/Erzgeb.	2,1	4.104	Scheibenberg	0,9	2.054
Geyer	1,9	3.385	Schleittau	2,1	2.345
Glashütte	9,5	6.730	Schneeberg	2,3	13.790
Gornau/Erzgeb.	2,0	3.749	Schönheide	2,9	4.289
Gornsdorf	0,4	1.897	Schwarzenberg/Erzgeb.	4,6	16.168
Großhartmannsdorf	3,2	2.465	Sehmatal	4,4	6.307
Großolbersdorf	2,3	2.773	Seiffen/Erzgeb.	1,2	2.076
Großrückerswalde	2,6	3.353	Steinberg	2,0	2.702
Großschirma	6,1	5.580	Stollberg/Erzgeb.	3,9	11.235
Grünbach	2,7	1.645	Stützengrün	2,9	3.104
Grünhain-Beierfeld	2,2	5.768	Tannenberg	0,8	1.079
Grünhainichen	2,9	3.339	Thalheim/Erzgeb.	1,1	5.968
Hainichen	5,2	8.531	Tharandt	7,1	5.416
Halsbrücke	4,1	5.101	Thermalbad Wiesenbad	2,4	3.207
Hartenstein	3,7	4.503	Thum	1,9	5.056
Hartmannsdorf b. Kirchberg	2,7	1.378	Weißborn/Erzgeb.	2,2	2.489
Hartmannsdorf-Reichenau	2,8	1.011	Wildenfels	2,1	3.565
Heidersdorf	1,0	777	Wilkau-Haßlau	1,3	9.531

Teil 1			Teil 2		
Hermisdorf/Erzgeb.	2,0	765	Wolkenstein	3,0	3.886
Hirschfeld	1,9	1.143	Zschopau	2,3	9.024
Jahnsdorf/Erzgeb.	2,6	5.450	Zschorlau	2,2	5.165
Johanngeorgenstadt	2,9	3.879	Zwönitz	6,4	11.861

Die nachfolgenden Abbildungen zeigen die grafische Auswertung der tabellarisch erfassten Gemeindedaten und geben einen zusammenfassenden Überblick über die Verteilung von Flächengrößen und Einwohnerzahlen im Untersuchungsgebiet.

Die Gemeindeflächen weisen einen Mittelwert von rund 3,7 km<sup>2</sup> auf. Das kleinste Gemeindegebiet umfasst etwa 0,4 km<sup>2</sup>, während die größte betrachtete Gemeinde eine Fläche von 14,6 km<sup>2</sup> erreicht. Damit konzentriert sich der überwiegende Teil der Gemeinden auf vergleichsweise ähnliche Flächengrößen, während nur wenige Kommunen deutlich größere Flächen aufweisen.

Ein ähnliches Bild zeigt sich bei der Bevölkerungsentwicklung. Der durchschnittliche Bevölkerungsstand liegt bei etwa 5.800 Einwohnern je Gemeinde. Die Spannweite reicht von rund 800 Einwohnern bis zu etwa 40.000 Einwohnern in den größten Städten des Untersuchungsraums.

Sowohl die Flächen- als auch die Bevölkerungsverteilung sind durch eine geringe Anzahl von Ausreißern gekennzeichnet, wobei diese ausschließlich nach oben auftreten. Während die Mehrheit der Gemeinden hinsichtlich Fläche und Einwohnerzahl vergleichbare Größenordnungen aufweist, fallen einzelne Kommunen deutlich aus dem Rahmen. Auffällig ist dabei, dass bei den Flächenwerten mehr Ausreißer auftreten als bei den Einwohnerzahlen, was auf eine stärkere räumliche Differenzierung im Vergleich zur demografischen Struktur hinweist.

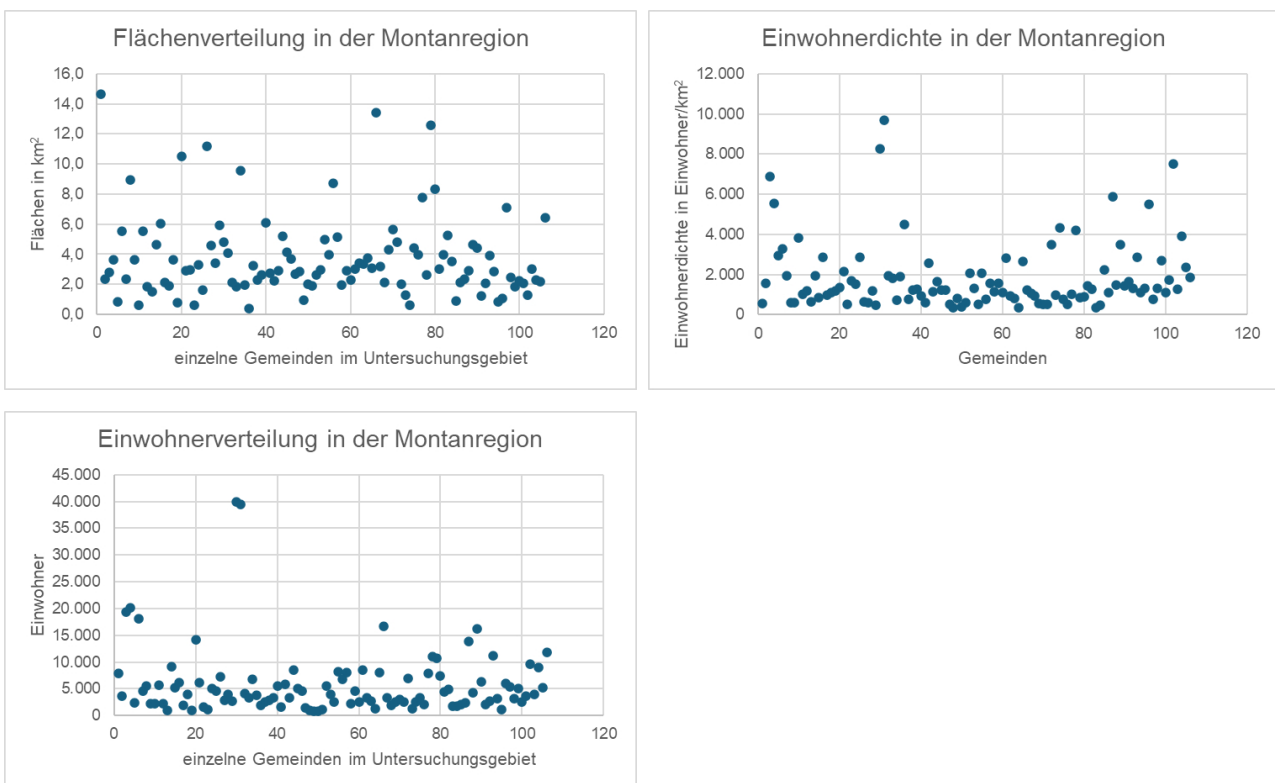


Abbildung 5: grafische Auswertung der tabellarisch erfassten Gemeindedaten

### 2.1.1.3 Siedlungsstrukturanalyse der Gemeinden:

In der Analyse war es das Ziel die ausgewählten Gemeinden siedlungsstrukturell zu bewerten und den Grad der Urbanisierung zu bestimmen. Allein an der Einteilung der Gemeinden in Gemeinden mit und ohne Stadtrecht kann keine konkrete Aussage zur Einteilung in ländliche und städtische Prägung getroffen werden. Zur Beantwortung dieser Fragestellung wurde eine vom BMVI entwickelte Gemeindetypisierung für das oben beschriebene Untersuchungsgebiet ausgewertet. Als Ergebnis entstand eine Karte, welche die Gemeinden bezogen auf die Siedlungsstruktur feingliederter unterteilt sowie eine Aussage zu ländlichen und städtischen Regionen trifft (siehe Abbildung.)

Im Betrachtungsgebiet existiert keine Gemeinde, welche als Metropole eingestuft wird und keine Gemeinde, die als Großstadt eingeordnet wird. Der größte Teil der Gemeinden wird als städtischer Raum (38), als Mittelstadt (3) und als Kleinstadt klassifiziert (65).

#### Siedlungsstruktur allgemein:

Abbildung 6 enthält zwei Abbildungen, deren violette Umrandungen die äußere Grenze des Untersuchungsgebiets kennzeichnen. Auf der linken Seite ist die Zuordnung der betrachteten Gemeinden nach Regionstyp dargestellt. Einzelne Gemeinden sind farblich differenziert, sodass die Zuordnung unmittelbar erkennbar ist. Im Untersuchungsgebiet existieren nur Gemeinden des mittelstädtischen, des städtischen und des kleinstädtischen bzw. dörflichen Raums. Metropolen und Großstädte sind nicht vorhanden. Auf der rechten Seite erfolgt eine Einteilung in städtische und ländliche Regionen.

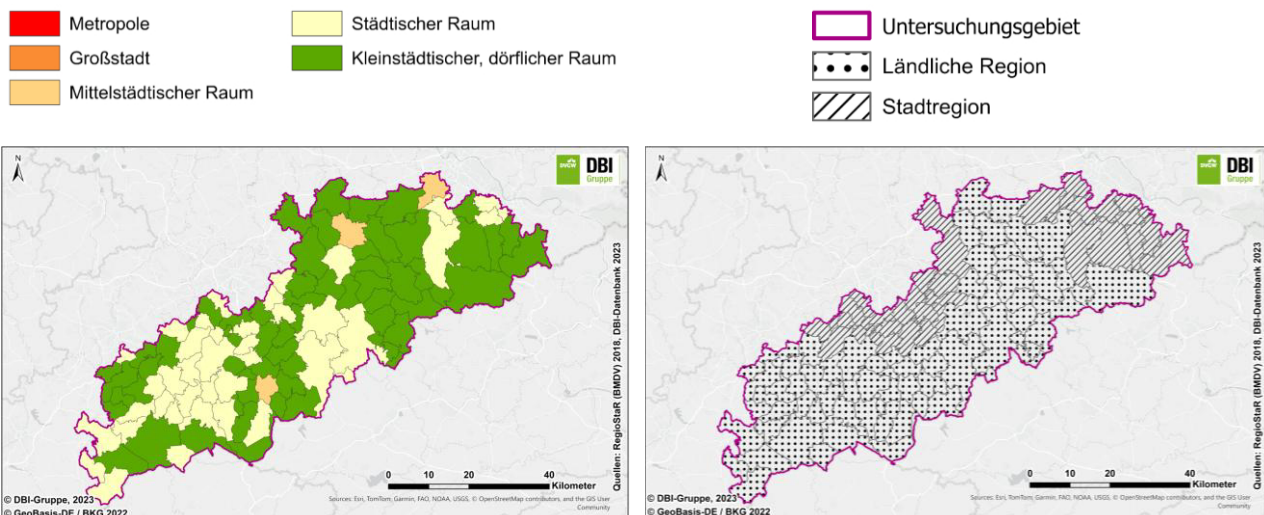


Abbildung 6: Siedlungsstrukturelle Einteilung des Untersuchungsgebietes

Die Einordnung einer Gemeinde als Stadtregion oder ländliche Region lässt sich nicht allein anhand der jeweiligen Siedlungsstruktur vornehmen. Zwar geben Bebauungsdichte und Siedlungsform erste Hinweise, für eine differenzierte Abgrenzung ist jedoch insbesondere die räumliche Nähe zu übergeordneten urbanen Zentren von entscheidender Bedeutung.

Die Entfernung zu Großstädten beeinflusst zahlreiche lebensweltliche und funktionale Aspekte, wie beispielsweise die Verkehrsanbindung, Pendlerverflechtungen, den Zugang zu Arbeitsplätzen, Bildungs- und Versorgungsinfrastruktur sowie die allgemeine Standortattraktivität. Diese Faktoren unterscheiden sich teils erheblich zwischen Gemeinden im unmittelbaren Umland großer Städte und solchen in peripheren Lagen.

In die Kategorie „Stadtregion“ werden daher alle Gemeinden eingeordnet, die sich innerhalb der Verflechtungsbereiche der Metropole Dresden sowie der Großstadt Chemnitz befinden und eine enge funktionale und räumliche Anbindung an diese Zentren aufweisen. Die Städte Dresden und Chemnitz selbst liegen außerhalb des Untersuchungsgebiets der Montanregion Erzgebirge und werden entsprechend nicht betrachtet, wirken jedoch maßgeblich strukturprägend auf die angrenzenden Gemeinden.

Tabelle 4: Auswertung der Verteilung der Siedlungsstruktur, Bevölkerung, vorhandenen Gebäudestrukturen und der Fläche anhand von Stadt- und ländlichen Regionen nach Quellen

Kategorie	Siedlungsstruktur	Gemeinden		Bevölkerung			Gebäudestrukturen		Fläche	
		Anzahl	Anteil	Anzahl	Anteil	Dichte pro km <sup>2</sup>	Anzahl	Anteil	in km <sup>2</sup>	Anteil
Stadtregion	Mittelstadt	1	1%	39.300	6%	964	17.701	6%	41	1%
	Städtischer Raum	14	13%	90.594	14%	227	48.110	15%	399	10%
	Kleinstädtischer, dörflicher Raum	20	19%	81.759	13%	114	50.960	16%	717	18%
	<b>Summe</b>	<b>35</b>	<b>33%</b>	<b>211.653</b>	<b>34%</b>	<b>183</b>	<b>116.771</b>	<b>37%</b>	<b>1.157</b>	<b>29%</b>
ländliche Region	Mittelstadt	2	2%	61.496	10%	806	17.642	6%	76	2%
	Städtischer Raum	24	23%	209.466	33%	197	89.143	28%	1.062	27%
	Kleinstädtischer, dörflicher Raum	45	42%	144.368	23%	87	90.492	29%	1.656	42%
	<b>Summe</b>	<b>71</b>	<b>67%</b>	<b>415.330</b>	<b>66%</b>	<b>149</b>	<b>197.277</b>	<b>63%</b>	<b>2.795</b>	<b>71%</b>
<b>Untersuchungsgebiet insgesamt</b>		<b>106</b>	<b>100%</b>	<b>626.983</b>	<b>100%</b>	<b>159</b>	<b>314.048</b>	<b>100%</b>	<b>3.951</b>	<b>100%</b>

Die Tabelle stellt eine differenzierte Auswertung des Untersuchungsgebiets nach Siedlungsstruktur, Gemeindeanzahl, Bevölkerung, Gebäudestrukturen und Flächenanteilen dar und verdeutlicht die räumliche und strukturelle Vielfalt der Region. Insgesamt umfasst das Untersuchungsgebiet 106 Gemeinden mit rund 627.000 Einwohnern auf einer Gesamtfläche von etwa 3.951 km<sup>2</sup>. Die durchschnittliche Bevölkerungsdichte liegt bei 159 Einwohnern je km<sup>2</sup>.

Etwa ein Drittel der Gemeinden (35 Gemeinden bzw. 33 %) ist der Stadtregion zuzuordnen. In diesen Gemeinden leben rund 212.000 Einwohner, was einem Bevölkerungsanteil von 34 % entspricht. Die Stadtregion weist mit durchschnittlich 183 Einwohnern je km<sup>2</sup> eine höhere Bevölkerungsdichte auf als der Gesamtmittelwert. Innerhalb dieser Kategorie dominieren kleinstädtische und dörfliche Strukturen sowie der städtische Raum, während Mittelstädte nur eine untergeordnete Rolle spielen. Der Flächenanteil der Stadtregion beträgt rund 29 %, während dort bereits 37 % aller Gebäudestrukturen des Untersuchungsgebiets verortet sind.

Die ländliche Region umfasst mit 71 Gemeinden den überwiegenden Teil des Untersuchungsgebiets (67 %). Hier leben rund 415.000 Einwohner, was etwa zwei Dritteln der Gesamtbevölkerung entspricht. Trotz des ländlichen Charakters ist die Bevölkerungszahl deutlich höher als in der Stadtregion, was auf die große Flächenausdehnung von rund 2.795 km<sup>2</sup> (71 % der Gesamtfläche) zurückzuführen ist. Die durchschnittliche Bevölkerungsdichte liegt mit 149 Einwohnern je km<sup>2</sup> unterhalb der Stadtregion. Innerhalb der ländlichen Region entfallen die größten Anteile sowohl bei Fläche als auch bei Gemeinden auf den kleinstädtischen und dörflichen Raum. Gleichzeitig konzentriert sich ein erheblicher Teil der Bevölkerung auf den städtischen Raum, der trotz geringerer Flächenanteile hohe Einwohnerzahlen aufweisen.

Insgesamt zeigt die Auswertung, dass das Untersuchungsgebiet durch eine kleinteilige Siedlungsstruktur mit einem starken ländlichen Schwerpunkt geprägt ist, zugleich jedoch mehrere bevölkerungsstarke städtische Zentren aufweist. Diese Struktur ist für weiterführende Analysen – etwa zu Infrastruktur, Energiebedarf oder regionaler Entwicklung – von zentraler Bedeutung.

Weiter erfolgt eine Auswertung der in den Gemeinden vorhandenen Gebäudestrukturen. Unter dem Begriff Gebäudestrukturen werden sämtliche gebäudeartigen Bauwerke zusammengefasst, die eine bauliche Hülle aufweisen und potenziell relevant für Nutzungs-, Energie- oder Infrastrukturbetrachtungen sind. Dazu zählen unter anderem:

- Wohngebäude (Ein- und Mehrfamilienhäuser)
- Gewerbegebäude
- Industriegebäude
- Lagerhallen sowie Garagen und Schuppen
- öffentliche und kommunale Gebäude (z. B. Verwaltungsgebäude, Schulen, Kindertagesstätten)
- sonstige Sonderbauten

Die Berücksichtigung dieser Gebäudestrukturen ermöglicht eine differenzierte Analyse der baulichen Nutzung innerhalb der Gemeinden und bildet eine wesentliche Grundlage für weiterführende Untersuchungen, etwa zur Siedlungsstruktur, zum Flächenverbrauch oder zum potenziellen Energie- und Wärmebedarf.

### **Auswertung regionalwirtschaftliche Verhältnisse / Flächennutzung:**

Ziel dieses Abschnitts ist die Durchführung einer räumlichen Strukturanalyse der Montanregion Erzgebirge. Im Fokus steht dabei die Bewertung der Landnutzung und ihrer unterschiedlichen Ausprägungen innerhalb der insgesamt 106 betrachteten Gemeinden. Die Analyse dient dazu, die räumlichen Charakteristika der Region systematisch zu erfassen und vergleichbar darzustellen.

Zu diesem Zweck wurden alle Gemeinden einzeln und detailliert mithilfe eines Geoinformationssystems (GIS) untersucht und bewertet. Für jede Gemeinde wurde aussagekräftiges Karten- und Tabellenmaterial erstellt, das die relevanten Landnutzungstypen – insbesondere Wohn-, Gewerbe- und Industrieflächen, Grün- und Freiflächen sowie landwirtschaftlich genutzte Flächen – sowohl räumlich darstellt (Karten) als auch quantitativ erfasst (Tabellen). Das vollständige Karten- und Tabellenmaterial ist im Datenanhang dokumentiert.

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Landnutzungsanalyse zusammenfassend dargestellt und in Bezug zu den zuvor definierten siedlungsstrukturellen Gebietstypen gesetzt. Die in Abbildung 7 dargestellte Karte zeigt das gesamte Untersuchungsgebiet und ist entsprechend der unterschiedlichen Landnutzungstypen farblich codiert. Ergänzend dazu sind Tabelle 5 die wesentlichen Landnutzungsflächen sowie deren prozentuale Anteile für die drei siedlungsstrukturellen Ausprägungen – städtischer Raum, Mittelstadt und kleinstädtischer bzw. dörflicher Raum – übersichtlich zusammengefasst.

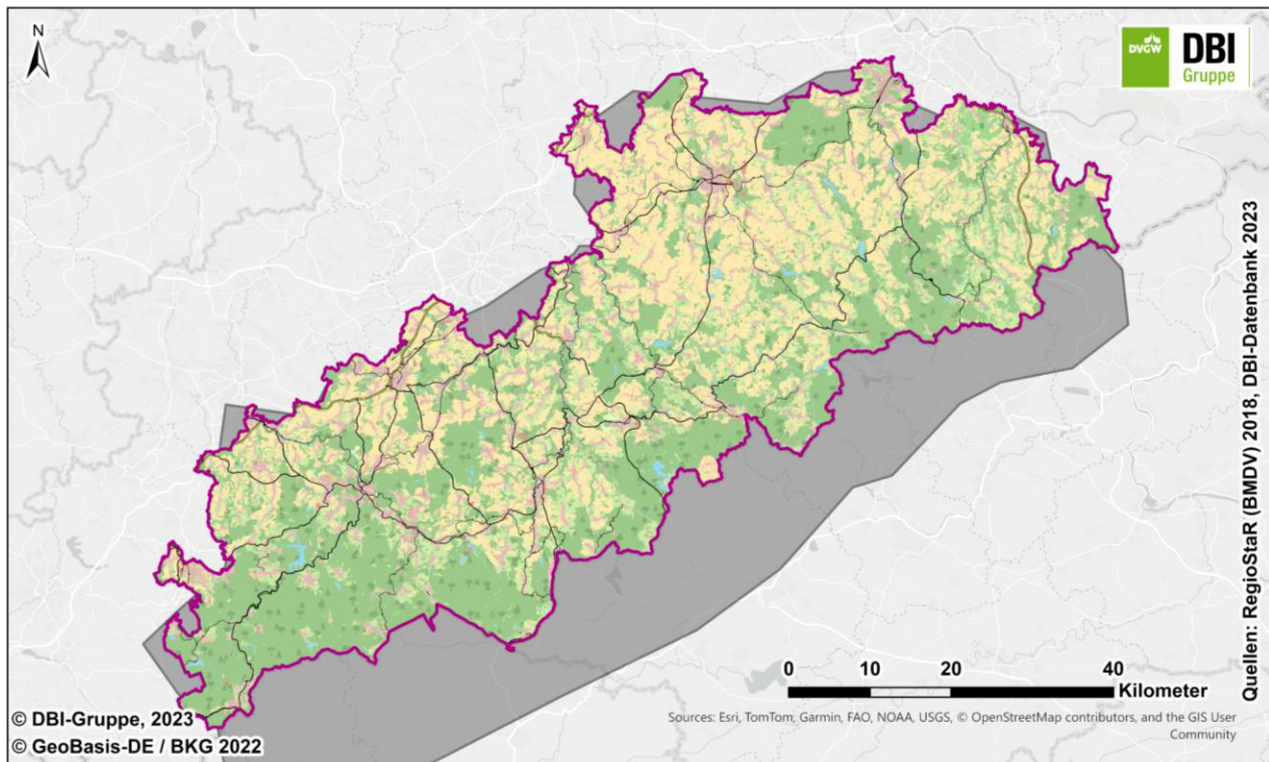


Abbildung 7: Einteilung des Untersuchungsgebietes

Die Tabelle zeigt die Verteilung der Landnutzung innerhalb des Untersuchungsgebiets differenziert nach siedlungsstrukturellen Ausprägungen und verdeutlicht die räumlichen Schwerpunkte der einzelnen Nutzungsarten. Insgesamt umfasst das Untersuchungsgebiet eine Fläche von rund 4.071 km<sup>2</sup>.

Den größten Flächenanteil nehmen landwirtschaftlich genutzte Flächen mit etwa 1.800 km<sup>2</sup> ein, was rund 44 % der Gesamtfläche entspricht. Diese Nutzung konzentriert sich überwiegend auf den kleinstädtischen und dörflichen Raum, auf den rund zwei Drittel der landwirtschaftlichen Flächen entfallen. Auch die Waldflächen prägen das Untersuchungsgebiet maßgeblich: Mit rund 1.656 km<sup>2</sup> stellen sie etwa 41 % der Gesamtfläche dar und sind ebenfalls vorwiegend im kleinstädtischen und dörflichen Raum lokalisiert.

Siedlungsbezogene Nutzungen nehmen demgegenüber einen deutlich geringeren Flächenanteil ein. Wohngebiete umfassen insgesamt rund 356 km<sup>2</sup> und machen etwa 8,8 % der Gesamtfläche aus. Knapp die Hälfte dieser Flächen liegt im kleinstädtischen und dörflichen Raum, während der städtische Raum einen Anteil von rund 43 % aufweist. Industrie- sowie Gewerbe- und Einzelhandelsflächen spielen flächenmäßig eine untergeordnete Rolle und kommen zusammen auf weniger als 2 % der Gesamtfläche, wobei diese Nutzungen überwiegend im städtischen Raum konzentriert sind.

Grün- und Erholungsflächen wie Parks, Kleingärten und Friedhöfe machen rund 0,8 % der Gesamtfläche aus und liegen mehrheitlich in städtisch geprägten Gemeinden. Weitere Landnutzungsarten wie unkultiviertes Gras- und Heideland, Militärfächen, Abbaufächen sowie Gewässer nehmen jeweils nur sehr geringe Flächenanteile ein und sind räumlich unterschiedlich verteilt.

Insgesamt zeigt die Auswertung, dass das Untersuchungsgebiet stark durch land- und forstwirtschaftliche Nutzungen geprägt ist, während Siedlungs- und Infrastrukturnutzungen flächenmäßig eine untergeordnete Rolle spielen. Gleichzeitig wird deutlich, dass verdichtete Nutzungsarten wie Wohnen, Gewerbe und Industrie vor allem im städtischen Raum konzentriert sind, während der kleinstädtische und dörfliche Raum den Großteil der offenen Landschaftsflächen trägt.

Tabelle 5: Auswertung zur Landnutzung in den betrachteten Gemeinden unter Berücksichtigung von Nutzungsart und Siedlungsstrukturen

Siedlungsstruktur		Städtischer Raum	Mittelstadt	Kleinstädtischer, dörflicher Raum	Summe	Anteil Summe
<b>Landnutzung</b>						
<b>Wohngebiet</b>	km <sup>2</sup>	151,85	29,06	175,18	356,09	8,75%
	Anteil	43%	8%	49%	100%	-
<b>Industriegebiet</b>	km <sup>2</sup>	13,90	5,37	10,84	30,11	0,74%
	Anteil	46%	18%	36%	100%	-
<b>Gewerbe, Einzelhandel</b>	km <sup>2</sup>	8,42	2,49	3,39	14,30	0,35%
	Anteil	59%	17%	24%	100%	-
<b>Parks, Klein-gärten, Friedhof</b>	km <sup>2</sup>	16,60	4,23	11,33	32,16	0,79%
	Anteil	52%	13%	35%	100%	-
<b>Landwirtschaft, Bauernhof</b>	km <sup>2</sup>	561,82	45,65	1.192,49	1.799,97	44,21%
	Anteil	31%	3%	66%	100%	-
<b>Wald</b>	km <sup>2</sup>	694,33	26,32	935,02	1.655,67	40,67%
	Anteil	42%	2%	56%	100%	-
<b>unkultiviertes Gras- und Heideland</b>	km <sup>2</sup>	30,23	4,84	57,83	92,90	2,28%
	Anteil	33%	5%	62%	100%	-
<b>Militärgelände</b>	km <sup>2</sup>	13,09	0,00	3,87	16,96	0,42%
	Anteil	77%	0%	23%	100%	-
<b>Tagebau, Steinbruch</b>	km <sup>2</sup>	2,08	0,75	5,02	7,85	0,19%
	Anteil	27%	10%	64%	100%	-
<b>Gewässer</b>	km <sup>2</sup>	32,79	1,17	31,16	65,12	1,60%
	Anteil	50%	2%	48%	100%	-
<b>Summe</b>	Anzahl	1.525,13	119,88	2.426,12	4.071,12	100,00%
	Anteil	37%	3%	60%	100%	-

Wenngleich das gesamte Untersuchungsgebiet eher ländlich geprägt ist, konnten dennoch in den einzelnen Gemeinden erhebliche Anteile von Flächennutzungen identifiziert werden, die für die Energie- bzw. Wärmeversorgung der einzelnen Gemeinden relevant sind. Über 356,1 km<sup>2</sup> der Gesamtfläche des untersuchten Gebietes sind als Wohngebiete analysiert worden. Dazu kommen gut 30,1 km<sup>2</sup>, welche als Industriegebiete identifiziert wurden. Die vorhandenen Gewerbeflächen sind mit knapp 14,3 km<sup>2</sup> Fläche die geringsten, für die Wärmeversorgung relevanten Gebiete. Auf Basis dieser Analysen wurde die energetisch bedeutsame, d.h. für die Energieversorgung relevante Fläche des gesamten Untersuchungsgebietes analog zu den vorangegangenen Analysen der einzelnen Gemeinden ermittelt. Dies ist in nachfolgender Abbildung veranschaulicht.

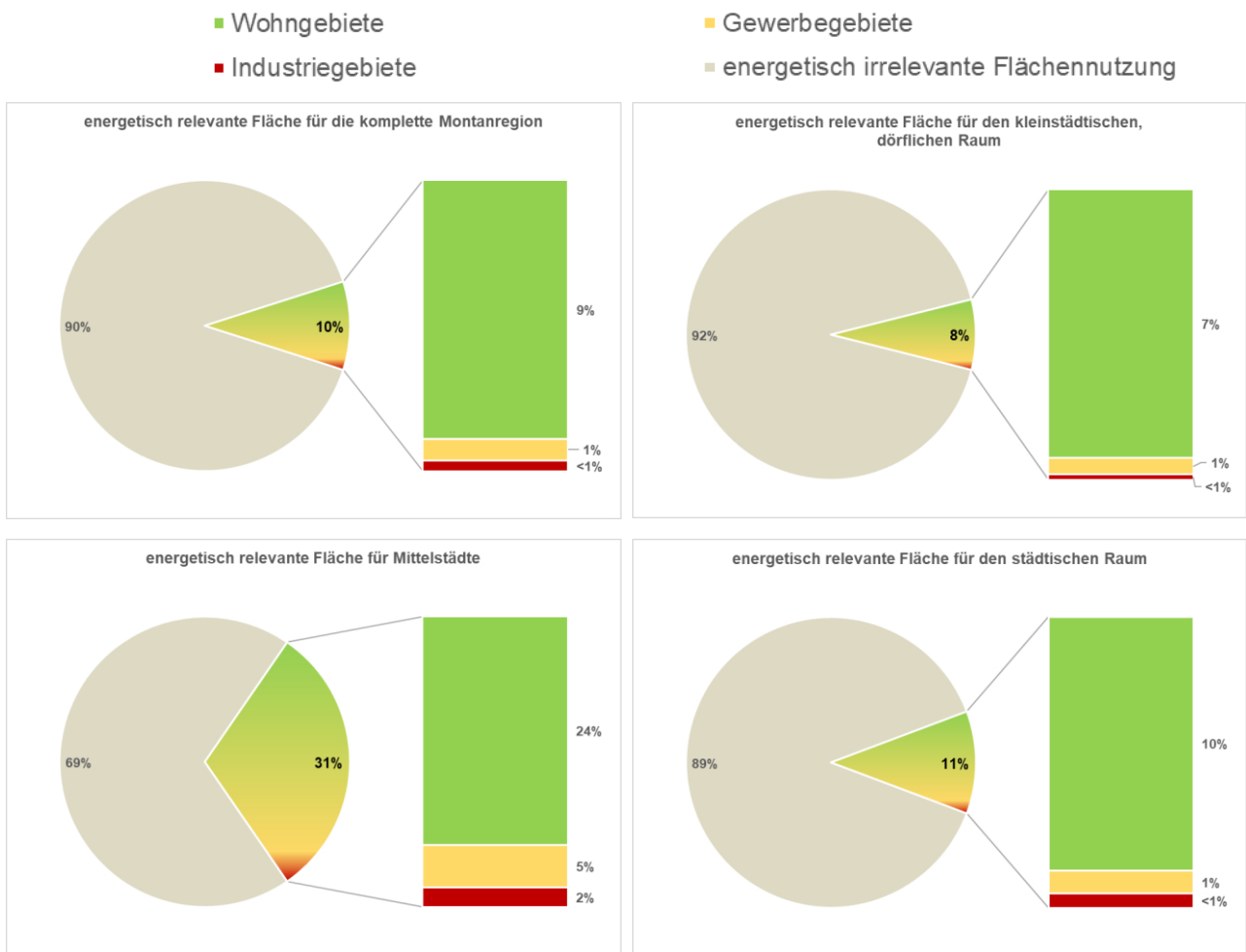


Abbildung 8: Analyse zur energetisch relevanten Flächennutzung im gesamten Untersuchungsgebiet

Wohngebiete (grün), Gewerbgebiete (gelb) und Industriegebiete (rot) sind als energetisch relevanten Flächen hervorgehoben. Alle übrigen Nutzungsarten werden als energetisch irrelevante Flächennutzung zusammengefasst und grau dargestellt. Die vier anschließenden Kuchendiagramme zeigen die Anteile dieser energetisch relevanten Flächen für unterschiedliche siedlungsstrukturelle Gebietstypen.

Für das gesamte Untersuchungsgebiet wird deutlich, dass der überwiegende Teil der Fläche energetisch irrelevant ist. Rund 90 % entfallen auf nicht direkt siedlungsbezogene Nutzungen, während lediglich etwa 10 % als energetisch relevant eingestuft werden. Innerhalb dieses Anteils dominieren Wohngebiete mit etwa 9 %, während Gewerbgebiete rund 1 % und Industriegebiete weniger als 1 % ausmachen.

Im kleinstädtischen und dörflichen Raum fällt der Anteil energetisch relevanter Flächen mit insgesamt rund 8 % noch geringer aus. Auch hier stellen Wohngebiete den größten Anteil (ca. 7 %), während Gewerbe- und Industrieflächen nur eine marginale Rolle spielen.

Deutlich abweichend zeigt sich die Situation in den Mittelstädten. Hier beträgt der Anteil energetisch relevanter Flächen insgesamt etwa 31 %, während nur 69 % als energetisch irrelevant eingeordnet werden. Innerhalb der relevanten Flächen dominieren Wohngebiete mit rund 24 %, ergänzt durch Gewerbeflächen mit etwa 5 % sowie Industriegebiete mit rund 2 %. Mittelstädte weisen damit die höchste Konzentration siedlungsbezogener Nutzungen auf.

Im städtischen Raum liegt der Anteil energetisch relevanter Flächen bei rund 11 %. Auch hier entfallen etwa 10 % auf Wohngebiete, während Gewerbe- und Industrieflächen jeweils nur etwa 1 % bzw. unter 1 % beitragen.

### Abgleich Hohlraumkarte mit energetisch relevanter Fläche:

Die nachfolgende Abbildung stellt bergbauliche Hohlräume, welche geothermische Potenziale bergen den energetisch relevanten Flächen, wo potenzielle Wärmeenergie nachgefragt wird, gegenüber. Nur wo eine räumliche Überschneidung vorhanden ist, können Versorgungskonzepte auf Basis von Grubenwasser-geothermie funktionieren.

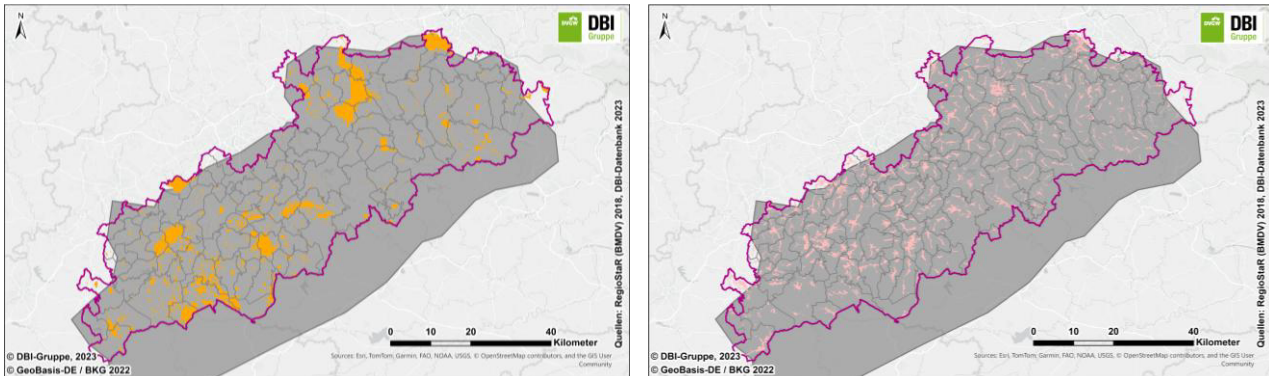


Abbildung 9: Gegenüberstellung von bergbaulichen Hohlräumen mit geothermischen Potenzialen und den energetisch relevanten Flächen wo potenzielle Wärmeenergie nachgefragt wird

In der linken Abbildung sind die bergbaulichen Hohlräume innerhalb des Untersuchungsgebiets visualisiert, welche vom Freiberger Bergamt zur Verfügung gestellt wird. Diese treten räumlich punktuell, jedoch in teilweise deutlich konzentrierten Clustern auf. Besonders in den Teilräumen der Montanregion, welche historische Bergbauaktivitäten aufweisen, sind größere Ansammlungen erkennbar.

In der rechten Abbildung sind demgegenüber die energetisch relevanten Flächen dargestellt, welche sich überwiegend aus Siedlungs- und Nutzungsstrukturen wie Wohn-, Gewerbe- und Industriegebiete zusammensetzen. Diese Flächen sind deutlich kleinteiliger und stärker entlang von Ortslagen und Siedlungsachsen verteilt. Im Vergleich zu den Hohlräumen ergibt sich ein wesentlich dichteres, gleichmäßigeres Muster, das die anthropogene Nutzung innerhalb der Gemeinden widerspiegelt.

Im direkten Vergleich wird deutlich, dass sich bergbauliche Hohlräume und energetisch relevante Flächen nur teilweise räumlich überlagern. Jedoch müssen beide Gebiete weitgehend übereinstimmen, damit die Wärmeenergie nicht zu weit transportiert werden muss und dadurch die Wärmeverluste sowie Investitions- und Betriebskosten des Wärmenetzes geringgehalten werden können. In den nachfolgenden beiden Abbildungen wird die räumliche Überlagerung zwischen bergbaulichen Hohlräumen und energetisch relevanten Flächen innerhalb der Montanregion Erzgebirge visualisiert, was eine differenzierte Bewertung auf Gemeindeebene erlaubt.

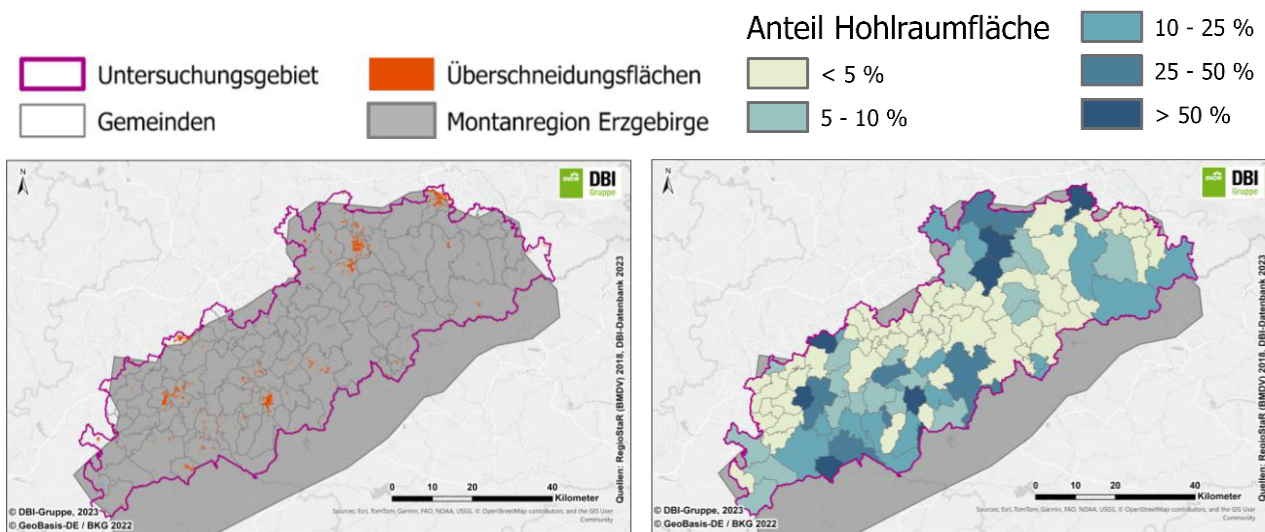


Abbildung 10: Visualisierung der räumlichen Überlagerungen zwischen bergbaulichen Hohlräumen und energetisch relevanten Flächen (links: Überlagerungsflächen, rechts: Anteil der energetisch relevanten Fläche unter die Hohlräume liegend → Einfärbung ganzer Gemeinde)

In der linken Abbildung sind die Überschneidungsflächen zwischen bergbaulichen Hohlräumen und energetisch relevanten Flächen räumlich dargestellt. Diese Flächen treten punktuell auf und konzentrieren sich auf ausgewählte Teilräume innerhalb des Untersuchungsgebiets. Die Darstellung verdeutlicht, dass eine Überlagerung beider Strukturen nicht flächendeckend, sondern lokal begrenzt vorliegt. Insbesondere in historisch stark bergbaulich geprägten Gemeinden sind solche Überschneidungen erkennbar, während sie in anderen Teilräumen vollständig fehlen. Da die Überschneidungsflächen nur einen geringen Anteil an der Gesamtgemeindefläche haben, sind Details in einer großräumigen Karte nur schwer zu erkennen. Aus diesem Grund wurde in der rechten Abbildung noch eine zweite Art der Darstellung vorbereitet.

Die rechte Abbildung zeigt ergänzend den Anteil der energetisch relevanten Fläche, der je Gemeinde über bergbaulichen Hohlräumen liegt. Die Gemeinden sind entsprechend ihrer jeweiligen prozentualen Betroffenheit farblich klassifiziert. Der überwiegende Teil der Gemeinden weist einen sehr geringen Anteil von unter 5 % auf, was auf eine nur geringe räumliche Überlagerung hinweist. Einzelne Gemeinden erreichen jedoch höhere Werte, teilweise zwischen 10 % und 25 % oder darüber hinaus, was auf eine stärkere räumliche Koinzidenz von Siedlungsstrukturen und untertägigem Bergbau schließen lässt. Die Gemeinden, in denen mindestens 50% der energetisch relevanten Flächen über Hohlräumen liegen, sind nachfolgende aufgelistet:

- Johannegeorgenstadt (83%)
- Annaberg-Buchholz (75%)
- Freiberg (74%)
- Freital (72%)
- Schneeberg (71%)
- Brand-Erbisdorf (70%)
- Oelsnitz/Erzgeb. (70%)

## 2.1.2 Kennwertermittlung und Berechnung standortgenauer Kühl- und Heizbedarfe für alle Gebäude innerhalb der Modellregion

### 2.1.2.1 Energiebedarfsmodellierung von Gebäuden nach DIN V 18599

Die Wärmebedarfsberechnung nach DIN V 18599 ist ein normierter Prozess, der verwendet wird, um den Energiebedarf von Gebäuden für Heizung, Kühlung, Lüftung, Warmwasserbereitung und Beleuchtung zu berechnen. Diese Norm wird in Deutschland vor allem im Zusammenhang mit der Erstellung von

Energieausweisen und der energetischen Bewertung von Gebäuden verwendet. Die DIN V 18599 wird von Architekten und Planern, Energieberatern, Bauunternehmen, Behörden sowie Hausbesitzern verwendet. Seit dem 1. Januar 2024 ist die Anwendung der DIN V 18599 für alle Wohn- und Nichtwohngebäude verpflichtend, um öffentlich-rechtliche Nachweise und Energieausweise zu erstellen.

Ein Projektziel des Projektes **GGeoQart** ist es, die Vorgaben, die in der Berechnungsvorschrift nach DIN V 18599 enthalten sind, in ein GIS-Modell zu überführen, um eine standardisierte Berechnung aller Gebäude in der Modellregion durchzuführen. Dazu ist es jedoch nötig, die Anforderungen exakt zu kennen, um den Datenbedarf sowie Modellparameter und Modellgrenzen ableiten zu können. In diesem Abschnitt soll daher die Vorgehensweise der DIN V 18599, nach welcher die genannten Stakeholdergruppen die Norm verwenden und Energiebedarfe von Gebäuden modellieren, ausführlich erläutert werden. Hierfür wurde die Norm umfassend ausgewertet und in einzelne Schwerpunkte zusammengefasst. Diese Ergebnisse werden den Input für das spätere GIS-Modell bilden, da somit der Daten- und Modellierungsbedarf aufgezeigt werden kann.

### **Ermittlung der Geometrie des Gebäudes:**

Zu Beginn erfolgt die Ermittlung der Geometrie des Gebäudes. Dieser Schritt ist grundlegend, da die geometrischen Daten die Basis für alle weiteren Berechnungen darstellen. Hierbei wird das Gebäude in thermische Zonen unterteilt und die relevanten Flächen und Volumina ermittelt. Ein Gebäude wird in thermische Zonen unterteilt, um Bereiche mit unterschiedlichen Nutzungsprofilen und Energieanforderungen zu unterscheiden. Eine thermische Zone kann ein einzelner Raum, eine Gruppe von Räumen oder ein gesamter Gebäudeteil sein, der gleichmäßig beheizt oder gekühlt wird (z.B. Wohnbereiche, Büros, Produktionshallen, Lagerbereiche, Treppenhäuser etc.). Zur Bildung von verschiedenen Zonen im Gebäude werden Unterschiede in der Nutzung, den Beheizungsarten, Temperaturanforderungen oder Lüftungssystemen als Kriterien herangezogen. Im Anschluss kann je Zone die Flächen- und Volumenermittlung erfolgen. Hierbei werden folgende Flächen bestimmt:

- Nettogrundfläche
  - ⇒ Gesamtfläche innerhalb der Gebäudehülle abzüglich Wandflächen und Schächtfächen
- Bruttogrundfläche
  - ⇒ Die Fläche innerhalb der äußeren Wände des Gebäudes
- Transmissionsflächen
  - ⇒ Diese Flächen umfassen alle Bauteile, durch die Wärme übertragen werden kann, d.h. Wände, Fenster, Dächer, Böden und Decken. Jede dieser Flächen muss im Rahmen der DIN exakt ermittelt werden.
- Fensterflächen
  - ⇒ Da Fenster andere Wärmedurchgangskoeffizienten (U-Werte) als Wände aufweisen und zudem solare Gewinne ermöglichen, werden die Fensterflächen gesondert betrachtet und ausgewiesen.

Im Anschluss daran kann die Bestimmung der Volumina erfolgen. Hierbei wird zuerst das Volumen je Zone bestimmt, um Luftmengen für Lüftungsberechnungen oder Heizlasten annehmen zu können. Dem gegenüber wird ebenfalls der Bruttorauminhalt berechnet, welcher (analog zur Bruttogrundfläche) das Gesamtvolumen, das durch die Außenwand eingefasst wird, angibt. Daraus wird das Nettovolumen, d.h. das Volumen innerhalb der Gebäudehülle ohne Wand- und Schachtvolumina, ausgehend von der Nettogrundfläche bestimmt. Für eine spätere Berechnung sind neben Flächen und Volumina auch die Gebäudeausrichtung auf der Kompassrose sowie die Lage des Gebäudes (geodätische Höhe) und Ausrichtungen der einzelnen Teilflächen (Dächer, Fassaden etc.) interessant. Die Ausrichtung des Gebäudes oder einzelner Zonen (z. B. Nord, Süd, Süd-West etc.) ist wichtig für die Berechnung der solaren Gewinne und der Wärmeverluste. Ebenso haben Dächer und Fassaden mit unterschiedlichen Neigungswinkeln unterschiedliche solare Einstrahlungswerte. Auch sind Klimadaten (z. B. Außentemperatur, Sonneneinstrahlung) für den spezifischen Standort des Gebäudes zu berücksichtigen, da sie die Wärmeverluste und -gewinne beeinflussen und für eine spätere Berechnung benötigt werden. Alle relevanten Bauteile (Wände, Dächer, Fenster etc.) werden dokumentiert, einschließlich ihrer Größe, Lage und Zusammensetzung. Dieser Katalog ist wichtig für die späteren

Berechnungen der Transmissionswärmeverluste. Jedes Bauteil und jeder Raum werden der entsprechenden thermischen Zone zugeordnet, sodass eine klare Struktur für die Berechnungen entsteht. Alle gesammelten Daten werden in einer strukturierten Form (Datenbank) mit entsprechendem Raumbezug dokumentiert. Diese Daten dienen als Grundlage für die nachfolgenden Schritte der Wärmebedarfsberechnung.

### **Bestimmung der energetischen Qualität der Gebäudehülle:**

Der zweite Punkt der Energiebedarfsmodellierung nach DIN V 18599 ist die Bestimmung der energetischen Qualität der Gebäudehülle. In diesem Schritt wird die energetische Leistungsfähigkeit der Bauteile des Gebäudes bewertet, insbesondere im Hinblick auf deren Fähigkeit, Wärme zu übertragen oder zu speichern. Dies ist entscheidend, um die Wärmeverluste des Gebäudes zu bestimmen und damit den Wärmebedarf realistisch einschätzen zu können. Zuerst ist hierbei der Wärmedurchgangskoeffizient (U-Wert) zu ermitteln. Der U-Wert gibt an, wie viel Wärme durch ein Bauteil (z. B. eine Wand, ein Dach, ein Fenster) pro Quadratmeter und pro Grad Temperaturdifferenz zwischen innen und außen übertragen wird. Ein niedriger U-Wert bedeutet eine gute Dämmwirkung, ein hoher U-Wert eine schlechte. Um U-Werte zu bestimmen, muss der Aufbau der Bauteile genau analysiert werden, einschließlich der einzelnen Schichten (z. B. Putz, Dämmung, Mauerwerk) und deren Materialeigenschaften. Die Wärmeleitfähigkeit ( $\lambda$ -Wert) der Materialien wird verwendet, um den U-Wert zu berechnen. Hierbei sind auch die Dicken jeder Schicht zu erfassen, da diese die Wärmedämmung und Wärmeleitfähigkeit durch Mauerwerke, Fenster etc. maßgeblich beeinflusst. Typische U-Werte für eine ungedämmte Außenwand liegen z.B. bei  $1,5 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$ , für gedämmte Außenwände könnte dieser Wert auf etwa  $0,3 \text{ W}/(\text{m}^2\text{K})$  oder weniger reduziert werden. Des Weiteren sind neben dem U-Wert auch Wärmebrücken zu berücksichtigen. Wärmebrücken sind Bereiche in der Gebäudehülle, in denen der Wärmedurchgang erhöht ist, z. B. an Gebäudeecken, Fensteranschlüssen, Balkonen oder Fundamenten. Im Gebäudebereich ist zwischen geometrischen Wärmebrücken und konstruktiven Wärmebrücken zu unterscheiden. Geometrische Wärmebrücken entstehen an Stellen, an denen die Geometrie des Gebäudes die Wärmeströme beeinflusst, zum Beispiel Gebäudeecken. Konstruktive Wärmebrücken entstehen durch Unterschiede in den Materialeigenschaften oder durch Durchdringungen von Bauteilen, z. B. ein Balkon, der durch die Dämmung führt. In jedem Falle führen Wärmebrücken zum Wärmeverlust und müssen im Rahmen der Wärmebedarfsberechnung berücksichtigt werden. Die Berechnung der Wärmebrückenverluste kann entweder pauschal durch Zuschläge auf die Transmissionsverluste oder detailliert durch Berechnung der linearen Wärmebrückenverluste, sogenannte  $\Psi$ -Werte, erfolgen. Im Rahmen der energetischen Qualität eines Gebäudes ist auch die Luftdichtheit der Gebäude zu bewerten. Die Luftdichtheit beschreibt, wie gut ein Gebäude gegen ungewollte Luftströmungen abgedichtet ist. Luftleckagen führen zu unkontrollierten Wärmeverlusten und müssen daher minimiert werden. In der Praxis kann durch Blower-Door-Tests die Luftdichtheit gemessen werden, dabei wird das Gebäude unter Über- oder Unterdruck gesetzt, um die Luftleckagen zu ermitteln. Vorhandene Luftleckagen haben einen großen Einfluss auf den Energiebedarf, denn ein Gebäude mit guter Luftdichtheit hat geringere Lüftungsverluste und damit einen geringeren Heizbedarf. Die Luftwechselrate ( $n_{50}$ -Wert) aus dem Blower-Door-Test fließt in die Berechnung der Lüftungsverluste ein. Als weiterer Punkt ist ebenso die Oberflächenbeschaffenheit und damit die Wärmespeicherfähigkeit zu berücksichtigen, da diese beeinflusst, wie schnell und in welchem Maß Wärme abgegeben wird. Dies wird in der Berechnung berücksichtigt, vor allem bei der Bewertung des dynamischen Verhaltens von Bauteilen (z. B. bei Tag-Nacht-Wechseln. Materialien mit hoher Wärmespeicherfähigkeit können Wärme länger speichern und zeitverzögerter abgeben, was zu einer Verbesserung des thermischen Komforts führt.

Unter Berücksichtigung aller genannten Einflussfaktoren kann der Gesamttransmissionswärmeverlust des Gebäudes berechnet werden. Der Transmissionswärmeverlust eines Gebäudes wird berechnet, indem die U-Werte der einzelnen Bauteile mit deren Fläche und der Temperaturdifferenz zwischen innen und außen multipliziert werden. Falls eine detaillierte Wärmebrückenberechnung nicht durchgeführt wurde, wird ein pauschaler Zuschlag auf die Transmissionswärmeverluste angewendet. Die Summe aller Transmissionsverluste (inklusive der Wärmebrückenverluste) ergibt den Gesamttransmissionswärmeverlust des Gebäudes. Alle ermittelten Werte werden strukturiert dokumentiert, um sie für die weiteren Berechnungen verfügbar zu machen. Die ermittelten U-Werte und der Gesamttransmissionswärmeverlust sind mit den

Anforderungen des Gebäudeenergiegesetzes (GEG) oder anderer Standards zu vergleichen, um die energetische Qualität des Gebäudes zu bewerten.

### **Berechnung der Transmissionswärmeverluste:**

Nach der Ermittlung der energetischen Qualität der Gebäudehülle erfolgt in einem nächsten Schritt die Berechnung der Transmissionswärmeverluste. Dieser Schritt ist entscheidend, da hier die Verluste berechnet werden, die durch die Gebäudehülle (Wände, Fenster, Dächer, Böden) nach außen dringen. Diese Verluste sind einer der Hauptfaktoren, die den Heizwärmebedarf eines Gebäudes bestimmen. Transmissionswärmeverluste entstehen durch die Wärmeübertragung von der warmen Innenluft eines Gebäudes durch die Bauteile der Gebäudehülle (wie Wände, Fenster, Dächer) an die kältere Außenluft oder den Erdboden.

Die Transmissionswärmeverluste  $Q_{tr}$  werden nach der Formel berechnet:

$$Q_{tr} = U \cdot A \cdot \Delta T \quad (1)$$

- **U:** Wärmedurchgangskoeffizient des Bauteils ( $W/m^2K$ )
- **A:** Fläche des Bauteils ( $m^2$ )
- **$\Delta T$ :** Temperaturdifferenz zwischen innen und außen (K)

Die relevanten Flächen umfassen Wände, Dächer, Fenster, Türen, Böden und Decken. Jede dieser Flächen muss genau ermittelt werden, da sie unterschiedlich große Anteile an den Gesamtverlusten haben. Alle Flächen, die an die Außenluft oder an unbeheizte Räume grenzen, werden als Außenflächen betrachtet und in die Berechnung einbezogen. Flächen, die an das Erdreich grenzen, haben besondere U-Werte, da das Erdreich als Wärmespeicher wirken kann.

Für jedes Bauteil wird der Transmissionswärmeverlust separat berechnet, basierend auf den spezifischen U-Werten und Flächen. Zum Beispiel kann für eine Außenwand mit einer Fläche von  $50 \text{ m}^2$  und einem U-Wert von  $0,3 \text{ W/m}^2K$  bei einer Temperaturdifferenz von  $20 \text{ K}$  (Innen  $20^\circ\text{C}$ , Außen  $0^\circ\text{C}$ ) folgende Berechnung beispielhaft angenommen werden:

$$Q_{tr} = 0,3 \frac{W}{m^2K} \cdot 50 \text{ m}^2 \cdot (20-0) \text{ K} = 300 \text{ W} \quad (2)$$

Bauteile, die an ungedämmte oder unbeheizte Bereiche (z. B. unbeheizte Dachböden oder Keller) grenzen, müssen ebenfalls in die Berechnung einbezogen werden. Hier ist der Temperaturunterschied geringer, was die Transmissionswärmeverluste reduziert, aber nicht eliminiert. Neben den Bauteilflächen müssen auch Wärmebrücken berücksichtigt werden. Diese führen zu zusätzlichen Wärmeverlusten, die über die normalen Transmissionsverluste hinausgehen. Falls detaillierte  $\Psi$ -Werte (lineare Wärmebrückenverluste) vorliegen, werden diese in die Berechnung integriert. Falls keine detaillierten Werte vorliegen, wird ein pauschaler Zuschlag auf die berechneten Transmissionswärmeverluste angewendet. Typischerweise wird hier ein Zuschlag von etwa  $0,05$  bis  $0,1 \frac{W}{m^2K}$  auf den U-Wert der gesamten Gebäudehülle aufgeschlagen. Die Transmissionswärmeverluste für alle Bauteile (Wände, Fenster, Dächer, Böden) sowie die Wärmebrückenverluste werden summiert, um den Gesamt-Transmissionswärmeverlust des Gebäudes zu erhalten. Die Berechnung wird für eine standardisierte Temperaturdifferenz durchgeführt, die je nach regionalen Klimadaten und dem spezifischen Gebäudestandort variiert. Die ermittelten Transmissionswärmeverluste werden mit Normwerten oder Referenzgebäuden verglichen, um die Energieeffizienz der Gebäudehülle zu bewerten. Die ermittelten Verluste fließen direkt in die Berechnung des Heizwärmebedarfs ein. Je höher die Transmissionswärmeverluste, desto größer ist der Heizwärmebedarf. Bereiche mit hohen Transmissionswärmeverlusten (z. B. alte Fenster, schlecht gedämmte Wände) können identifiziert und gezielt verbessert werden. Möglichkeiten zur Reduzierung der Transmissionswärmeverluste

umfassen das Dämmen von Wänden und Dächern, den Austausch von Fenstern und die Verbesserung der Luftdichtheit. Diese Information ist essenziell für die Optimierung der Energieeffizienz eines Gebäudes und für die Planung energetischer Sanierungsmaßnahmen.

### **Berechnung der internen und solaren Gewinne:**

Auf Basis der Transmissionswärmeverluste können die internen und solaren energetischen Gewinne für die Gebäudezone berechnet werden. Dieser Schritt ist entscheidend, da diese Gewinne den Wärmebedarf eines Gebäudes reduzieren können, indem sie die Heizlast verringern.

Interne Wärmegewinne stammen aus verschiedenen Quellen innerhalb des Gebäudes, die Wärme abgeben und so zur Beheizung der Räume beitragen.

- **Personen:** Menschen geben durch ihren Stoffwechsel Wärme ab. Diese Wärme trägt zur Erhöhung der Raumtemperatur bei. Die spezifische Wärmeabgabe pro Person hängt von der Aktivität (z. B. sitzende Tätigkeit, sportliche Betätigung) und der Anzahl der Personen im Raum ab.
- **Elektrische Geräte:** Haushaltsgeräte, Computer, Beleuchtung und andere elektrische Geräte setzen bei ihrem Betrieb Wärme frei. Dies wird als interner Wärmegewinn betrachtet.
- **Beleuchtung:** Künstliche Beleuchtung, insbesondere Glühlampen und Halogenlampen, geben einen Teil ihrer elektrischen Energie als Wärme ab.
- **Kochvorgänge:** In Küchen führen Kochvorgänge zu erheblichen Wärmegewinnen, die in die Berechnung einbezogen werden.

Die Wärmeabgabe einer Person kann typischerweise zwischen 60 und 100 Watt liegen, je nach Aktivitätslevel. Diese Werte werden mit der Anzahl der Personen und der Aufenthaltsdauer multipliziert. Die elektrische Leistung der Geräte und der Beleuchtung wird ermittelt, und ein Anteil davon (oft zwischen 70 % und 100 %, je nach Gerätetyp) wird als Wärmeabgabe in die Berechnung aufgenommen. Die internen Gewinne variieren über den Tag und werden oft in stündlichen Profilen modelliert, die den typischen Tagesablauf und die Nutzung des Gebäudes widerspiegeln.

Solare Gewinne entstehen durch die Sonneneinstrahlung, die durch Fenster, verglaste Flächen und andere transparente Bauteile in das Gebäude eindringt. Hierbei wird unterschieden zwischen direkter Sonneneinstrahlung und diffuser Sonneneinstrahlung, welche für die Berechnung der solaren Gewinne zu verwenden ist. Die direkt auf die Fensterfläche auftreffende Sonnenstrahlung dringt in das Gebäude ein und erwärmt die Innenräume, aber auch diffuses Licht trägt zur Erwärmung bei, vor allem an bewölkten Tagen oder bei Fenstern, die nicht direkt zur Sonne ausgerichtet sind. Große Fensterflächen und eine Ausrichtung nach Süden führen typischerweise zu höheren solaren Gewinnen. Ebenso beeinflusst die Art der Verglasung die Menge der eintretenden solaren Strahlung. Moderne Wärmeschutzverglasungen haben oft geringere solare Gewinne, da sie weniger Sonnenenergie durchlassen, dafür aber besser isolieren. Bei geneigten oder horizontalen Fenstern (z. B. Dachfenstern) ist auch der Einstrahlungswinkel ein wichtiger Faktor. Verschattungselemente wie Jalousien, Rollläden oder Bäume reduzieren die solaren Gewinne, was insbesondere im Sommer vorteilhaft ist, um Überhitzung zu vermeiden. Da die Menge der solaren Einstrahlung, die auf die Erdoberfläche trifft, je nach geografischem Standort und Jahreszeit variiert, ist insbesondere die zuvor ermittelte geografische Lage des Gebäudes entscheidend. Diese wird als Grundlage für die Berechnung verwendet. Zur Bewertung der Transmission der Fenster wird der Transmissionsgrad (g-Wert) der Verglasung als Kennwert verwendet. Dieser gibt an, welcher Anteil der einfallenden Sonnenenergie tatsächlich in den Raum gelangt. Da die Sonneneinstrahlung je nach Himmelsrichtung und Tageszeit variiert, wird die Berechnung für jede Fensterfläche separat durchgeführt. Verschattungsfaktoren (z. B. durch Nachbargebäude oder Sonnenschutzvorrichtungen) werden in die Berechnung integriert, um die tatsächlichen solaren Gewinne realistisch abzubilden.

Die internen und solaren Wärmegewinne werden für jede thermische Zone oder jeden Raum berechnet und dann summiert, um den gesamten Wärmegewinn des Gebäudes zu ermitteln. Da die Wärmegewinne über den Tag variieren, werden sie oft in stündlichen oder monatlichen Last- bzw. Zeitprofilen simuliert und auf das gesamte Jahr aufgeteilt. Die internen und solaren Gewinne tragen dazu bei, den Heizwärmebedarf zu decken. In Phasen, in denen die Gewinne hoch sind (z. B. tagsüber bei starker Sonneneinstrahlung), kann der Heizbedarf erheblich reduziert werden. In gut gedämmten Gebäuden kann die Wärme, die durch interne und solare Gewinne entsteht, länger gespeichert werden, was den Heizwärmebedarf weiter senkt. Während solare Gewinne im Winter wünschenswert sind, kann es im Sommer zu Überhitzung kommen. Daher ist es wichtig, die solaren Gewinne durch Verschattungsmaßnahmen oder Belüftung zu regulieren.

Zur Integration in die Gesamtwärmebilanz werden die berechneten Wärmegewinne den Wärmeverlusten durch die Gebäudehülle (Transmissions- und Lüftungsverluste) gegenübergestellt. Die Differenz bestimmt den tatsächlichen Heizwärmebedarf. Die Energiegewinne und -verluste werden über das Jahr summiert, um eine Jahreswärmebilanz zu erstellen. Diese Bilanz gibt Auskunft über die energetische Effizienz des Gebäudes und den zu erwartenden Energiebedarf für Heizung (Nutzwärmebedarf).

### **Bestimmung des Heizwärmebedarfs:**

Unter Zusammenfassung der bisherigen vier Berechnungsschritte gemäß DIN V 18599 kann eine Berechnung des Heizwärmebedarfs für die Gebäudezone erfolgen. Hierbei wird ermittelt, wie viel Wärme tatsächlich zugeführt werden muss, um die gewünschte Raumtemperatur in einem Gebäude aufrechtzuerhalten. Der Heizwärmebedarf beschreibt die Menge an Wärmeenergie, die einem Gebäude zugeführt werden muss, um die Innenräume auf einer bestimmten Solltemperatur zu halten. Dieser Bedarf ergibt sich aus dem Unterschied zwischen den Wärmeverlusten des Gebäudes und den Wärmegewinnen (siehe obige Punkte). Entscheidend ist hierbei, dass die Berechnung des Heizwärmebedarfs sich auf die Heizperiode, also die Zeiten des Jahres, in denen die Außentemperaturen so niedrig sind, dass eine Heizung erforderlich ist, bezieht. Die zuvor berechneten Transmissionswärmeverluste durch die Gebäudehülle (Wände, Fenster, Dächer, Böden) werden berücksichtigt. Die Differenz zwischen der Innenraumtemperatur (Solltemperatur) und der Außentemperatur wird verwendet, um die Verluste zu quantifizieren. Für jedes ermittelte Raumvolumen werden hierbei im Rahmen der Detailzeichnung auch Lüftungswärmeverluste berücksichtigt, d.h. sowohl kontrollierte Lüftungsverluste durch Lüftungssysteme inkl. möglicher Wärmerückgewinnung als auch unkontrollierte Lüftungsverluste durch undichte Stellen in der Gebäudehülle (Infiltration). Die Lüftungsverluste werden auf Basis der Luftwechselrate, des Raumvolumens und der spezifischen Wärmekapazität der Luft berechnet. Hierbei werden die berechneten internen und solaren Wärmegewinne von den Wärmeverlusten abgezogen, um den Netto-Heizwärmebedarf  $Q_h$  zu ermitteln. Hierbei wird folgende Formel angewendet:

$$Q_h = \sum Q_{tr} + Q_{vl} - Q_{int} - Q_{sol} \quad (3)$$

- $Q_{tr}$ : Transmissionswärmeverluste
- $Q_{vl}$ : Lüftungswärmeverluste
- $Q_{int}$ : Interne Wärmegewinne
- $Q_{sol}$ : Solare Wärmegewinne

Der Heizwärmebedarf wird für unterschiedliche Zeiträume (täglich, monatlich, jährlich) berechnet, um Schwankungen in den Temperaturverläufen und Nutzungsbedingungen zu berücksichtigen. Bei der Berechnung werden somit ebenso Puffer- und Speichermassen berücksichtigt, die ggf. eine interne Wärmequelle darstellen können. Massive Bauteile wie Wände, Böden und Decken können Wärme speichern und zeitverzögert wieder abgeben. Diese thermische Speicherfähigkeit reduziert den Heizwärmebedarf, insbesondere bei Tag-Nacht-Wechseln. Außerdem kann hier auch ein Pufferspeicher, welche in

Heizungsanlagen die Wärme zwischenspeichern und bedarfsgerecht abgeben und ebenfalls den Heizwärmebedarf beeinflussen, berücksichtigt werden.

In einem weiteren Schritt ist nach DIN V 18599 der Einfluss der Regelung und des Nutzerverhaltens zu berücksichtigen. Der Einfluss von Heizungsregelungen, wie Thermostaten, die die Heizleistung abhängig von der Raumtemperatur steuern, wird berücksichtigt. Gut abgestimmte Regelungssysteme können den Heizwärmebedarf reduzieren. Auch das Verhalten der Nutzer, z. B. die manuelle Steuerung der Heizung, das Lüftungsverhalten und die Nutzung von Sonnenschutzvorrichtungen, beeinflusst den tatsächlichen Heizwärmebedarf und muss bei der Berechnung modelliert werden. Für einzelne Gebäude kann hier das Nutzerverhalten erfasst werden, im Rahmen einer großflächigen Modellierung sind entsprechend fundierte Annahmen zu treffen. Auf Basis des Heizwärmebedarfes  $Q_h$  kann ein spezifischer Heizwärmebedarf  $\ddot{Q}_h$  berechnet werden. Dieser wird auf die Fläche des Gebäudes bezogen und als spezifischer Heizwärmebedarf nach folgender Formel berechnet:

$$\ddot{Q}_h = \frac{Q_h}{A} \quad (4)$$

- $Q_h$  : Gesamt-Heizwärmebedarf in kWh/a
- $A$ : Bezugsfläche des Gebäudes in m<sup>2</sup>

Dieser Wert erlaubt einen Vergleich zwischen unterschiedlichen Gebäuden und Gebäudetypen. Der berechnete Jahres-Heizwärmebedarf gibt an, wie viel Energie jährlich benötigt wird, um das Gebäude auf einer komfortablen Temperatur zu halten. Der spezifische Heizwärmebedarf wird oft mit Referenzgebäuden oder normativen Vorgaben verglichen, um die Energieeffizienz des Gebäudes zu bewerten (Energieeffizienzklassen). Durch die Analyse des Heizwärmebedarfs können Schwachstellen in der Gebäudehülle oder im Heizsystem identifiziert und gezielt verbessert werden.

### **Berechnung von Kühlbedarf, Lüftung und Beleuchtung:**

Nachgelagert erfolgt die Berechnung von Kühlbedarf, Lüftung und Beleuchtung. Dieser Schritt ist besonders relevant für Nichtwohngebäude, aber auch für Wohngebäude mit spezifischen Anforderungen an die Raumtemperaturen im Sommer, mechanische Lüftungssysteme oder umfangreiche Beleuchtungssysteme. Der Kühlbedarf eines Gebäudes beschreibt die Menge an Energie, die benötigt wird, um die Raumtemperatur während der warmen Jahreszeit auf einem komfortablen Niveau zu halten. Die durch Fenster einfallende Sonnenstrahlung kann im Sommer zu einer Überhitzung der Räume führen. Auch elektrische Geräte, Beleuchtung und Personen tragen zur Erwärmung der Innenräume bei, zudem sorgen saisonal hohe Außentemperaturen und eine hohe solare Einstrahlung für einen verstärkten Kühlbedarf.

Um den Kühlbedarf abzuschätzen, wird in einem ersten Schritt die raum- und gebäudespezifische Kühllast ermittelt, indem die internen Wärmegegewinne, solaren Gewinne und Wärmeverluste an die Umgebung (durch Transmissions- und Lüftungsverluste) berücksichtigt werden. Im Gegensatz zum Wärmebedarf, der saisonal bedingt homogen und gleichmäßig anfällt, variiert der Kühlbedarf sehr stark über den Tag und die Jahreszeiten. Aus diesem Grunde ist eine gebäudescharfe Rechnung in stündlichen Zeitprofilen erforderlich, um die Spitzenlasten zu identifizieren und die Anlagentechnik zu ermitteln. Bei mechanischen Lüftungssystemen mit Kühlung wird die Effizienz der Kühlung sowie die Fähigkeit zur Wärmerückgewinnung berücksichtigt. Maßnahmen zur Verschattung, wie Jalousien oder außenliegende Rollläden, können die solaren Gewinne und damit den Kühlbedarf signifikant reduzieren. Eine gezielte Lüftung, insbesondere die Nutzung von Nachtlüftung, kann helfen, die Gebäude nachts abzukühlen und den Kühlbedarf tagsüber zu verringern. Der Einsatz von passiven Kühltechniken (wie Verdunstungskühlung) oder effizienten mechanischen Kühlsystemen kann den Energiebedarf für Kühlung minimieren.

Neben dem Kühlbedarf ist auch der Lüftungsbedarf eines Gebäudes zu ermitteln, dieser beschreibt die Energie, die benötigt wird, um die Frischluftzufuhr und den Abtransport von verbrauchter Luft zu gewährleisten, ohne dabei die Raumtemperatur übermäßig zu beeinflussen. Es gibt zentrale Lüftungssysteme, die das

gesamte Gebäude mit Frischluft versorgen, und dezentrale Systeme, die in einzelnen Räumen installiert sind. Moderne Lüftungssysteme sind oft mit Wärmerückgewinnung ausgestattet, die einen Großteil der Wärme aus der Abluft zurückgewinnt und der Zuluft zuführt, wodurch der Heiz- und Kühlbedarf reduziert wird. Zur Berechnung des Lüftungsbedarfes werden die Luftwechselrate, Temperaturdifferenz sowie Lüftungsverluste herangezogen. Die Luftwechselrate beschreibt, wie oft die Luft im Raum pro Stunde ausgetauscht wird. Sie ist ein wichtiger Faktor für den Lüftungsbedarf und hängt von der Nutzung des Gebäudes ab (z. B. Büros, Schulen, Wohngebäude). Die Temperaturdifferenz zwischen der Außen- und Innenluft sowie der Feuchtegehalt der Luft beeinflussen die notwendige Lüftungsleistung. Lüftungsverluste entstehen durch den Austausch von warmer Innenluft mit kalter Außenluft im Winter und umgekehrt im Sommer und sind entsprechend zu berücksichtigen. Hierbei ist eine gebäudescharfe Erhebung zwingend erforderlich, da die Lüftungsgewohnheiten die Bedarfe – analog zum Kältebedarf – in höherem Maße als beim Wärmebedarf beeinflussen und weniger standardisiert über verschiedene Abnehmergruppen anzunehmen sind.

Der Energiebedarf für die Beleuchtung ist besonders in Nichtwohngebäuden ein wesentlicher Faktor, da die Beleuchtung in vielen Fällen einen erheblichen Anteil am gesamten Energieverbrauch ausmacht. Hierbei wird zwischen natürlicher Beleuchtung (Tageslicht) und künstlicher Beleuchtung (LED, Leuchtstofflampen oder Halogenlampen etc.) unterschieden. Zur Berechnung des Beleuchtungsbedarfes ist die Beleuchtungsstärke maßgeblich. Die Beleuchtungsstärke wird in Lux gemessen und hängt von der Nutzung des Raumes ab. Büros benötigen zum Beispiel höhere Lux-Werte als Lagerbereiche. Der Energiebedarf für Beleuchtung variiert je nach Tageszeit und Jahreszeit, daher werden typische Nutzungsprofile verwendet, um den Energiebedarf realistisch abzubilden. Die Berechnung berücksichtigt auch, wie viel Tageslicht in die Räume gelangt und wie stark dadurch die Notwendigkeit für künstliche Beleuchtung reduziert wird. Der Einsatz von LED-Beleuchtung oder anderen energieeffizienten Technologien kann den Energiebedarf deutlich senken. Auch automatische Steuerungen, die das Licht abhängig von der Anwesenheit von Personen oder der Menge an Tageslicht regeln, können den Energieverbrauch reduzieren. Durch die Optimierung der Gebäudeplanung, um mehr Tageslicht in die Räume zu lassen, kann der Bedarf an künstlicher Beleuchtung gesenkt werden.

Der Energiebedarf für Kühlung, Lüftung und Beleuchtung wird zusammen mit dem Heizenergiebedarf in die Gesamtenergiebilanz des Gebäudes integriert. Wie auch beim Heiz- und Warmwasserbedarf werden der End- und Primärenergiebedarf für Kühlung, Lüftung und Beleuchtung berechnet. Dies umfasst auch die Verluste durch die Anlagentechnik und die Effizienz der Systeme. Durch eine ganzheitliche Betrachtung und Integration der verschiedenen Systeme (Heizung, Kühlung, Lüftung, Beleuchtung) können Synergien genutzt und der Gesamtenergiebedarf minimiert werden. Moderne, energieeffiziente Technologien und Systeme sowie intelligente Steuerungen und Regelungen tragen wesentlich dazu bei, den Energieverbrauch für Kühlung, Lüftung und Beleuchtung zu senken. Durch eine intelligente Gebäudeplanung, die die passive Nutzung von Tageslicht, natürliche Belüftung und die Minimierung von solaren Wärmegewinnen im Sommer berücksichtigt, kann der Energiebedarf weiter reduziert werden.

### **Berechnung des Gesamtenergiebedarfs für das Gebäude:**

Alle vorherigen Teilergebnisse und Berechnungen werden zu einem Gesamtenergiebedarf für das Gebäude zusammengeführt, indem alle relevanten Energiebedarfe für Heizung, Kühlung, Lüftung, Warmwasser und Beleuchtung berücksichtigt werden. Dies ist der letzte Schritt der Berechnung, der eine umfassende energetische Bewertung des Gebäudes ermöglicht.

### **Ziele der Berechnung des Gesamtenergiebedarfs:**

- **Ganzheitliche Bewertung:** Der Gesamtenergiebedarf gibt einen vollständigen Überblick über die energetische Performance eines Gebäudes. Er berücksichtigt alle Energiebedarfe, die für den Betrieb des Gebäudes erforderlich sind.
- **Grundlage für den Energieausweis:** Der Gesamtenergiebedarf bildet die Grundlage für die Erstellung des Energieausweises und ist entscheidend für die Bewertung der Energieeffizienz des Gebäudes.

- **Planung und Optimierung:** Die Kenntnis des Gesamtenergiebedarfs ist entscheidend für die Planung von energetischen Sanierungen und für die Optimierung der Gebäudetechnik.

In der Berechnung des Gesamtenergiebedarfs werden die verschiedenen Energiebedarfe, die in den vorherigen Schritten ermittelt wurden, zusammengeführt. Dies wird nachfolgend kurz veranschaulicht.

#### Heizenergiebedarf:

Der Heizenergiebedarf, der im fünften Punkt ermittelt wurde, ist oft der größte Posten im Gesamtenergiebedarf, insbesondere in kalten Klimazonen. Interne und solare Gewinne werden abgezogen, um den Netto-Heizwärmebedarf zu bestimmen.

#### Kühlenergiebedarf:

In wärmeren Klimazonen oder in Gebäuden mit hohem internen Wärmeaufkommen kann der Kühlenergiebedarf einen signifikanten Anteil am Gesamtenergiebedarf ausmachen. Unterschiedliche Kühltechnologien (z. B. Kompressionskälteanlagen, Absorptionskälteanlagen) haben unterschiedliche Wirkungsgrade, die den Kühlenergiebedarf beeinflussen.

#### Lüftungsenergiebedarf:

Der Energiebedarf für mechanische Lüftungssysteme, insbesondere solche mit Wärmerückgewinnung, wird in den Gesamtenergiebedarf integriert. Diese Verluste werden als Teil des Heizenergie- oder Kühlenergiebedarfs berücksichtigt, je nachdem, ob die Lüftung in der Heiz- oder Kühlperiode stattfindet.

#### Warmwasserbereitstellung:

Der Energiebedarf für die Warmwasserbereitung ist in Wohngebäuden und bestimmten Nichtwohngebäuden (z. B. Hotels, Krankenhäuser) von großer Bedeutung. Diese Verluste werden ebenfalls berücksichtigt und zum Endenergiebedarf hinzugerechnet.

#### Beleuchtungsenergiebedarf

In Nichtwohngebäuden kann der Energiebedarf für die Beleuchtung einen erheblichen Anteil am Gesamtenergiebedarf ausmachen. Eine effiziente Tageslichtnutzung kann den Bedarf an künstlicher Beleuchtung reduzieren und wird in der Berechnung berücksichtigt.

#### **Ergebnisse:**

Der Endenergiebedarf wird durch Summierung der Bedarfe für Heizung, Kühlung, Lüftung, Warmwasser und Beleuchtung ermittelt. Verluste, die in der Erzeugung, Verteilung und Speicherung der Energie auftreten, werden ebenfalls addiert, um den tatsächlichen Energiebedarf des Gebäudes zu berechnen. Der Endenergiebedarf wird mit dem entsprechenden Primärenergiefaktor multipliziert, um den Primärenergiebedarf zu ermitteln. Dieser Faktor berücksichtigt die Energie, die zur Bereitstellung des jeweiligen Energieträgers erforderlich ist (z. B. bei Strom, Gas, Öl, Fernwärme). Unterschiedliche Energieträger haben unterschiedliche Primärenergiefaktoren, was den Gesamtprimärenergiebedarf beeinflusst. Der berechnete Gesamtenergiebedarf wird typischerweise als Jahresenergiebedarf in kWh pro Jahr angegeben. Der Gesamtenergiebedarf des Gebäudes wird oft mit Referenzwerten oder gesetzlichen Vorgaben verglichen, um die Energieeffizienz des Gebäudes zu bewerten. In vielen Fällen wird dem Gebäude eine Energieeffizienzklasse (A+ bis H) zugewiesen, die eine einfache Einordnung ermöglicht. Durch die detaillierte Aufschlüsselung der Energiebedarfe können Schwachstellen im Energieverbrauch identifiziert und deren Signifikanz für höhere Bedarfe bewertet werden. Diese könnten beispielsweise in einer ineffizienten Heizungsanlage, hohen Lüftungsverlusten oder einer unzureichenden Dämmung liegen. Die Berechnung des Gesamtenergiebedarfs erfordert eine detaillierte Erfassung und Analyse aller Energieflüsse im Gebäude. Fehler oder Ungenauigkeiten in den Eingangsdaten können zu ungenauen Ergebnissen führen. Da der Energiebedarf stark vom Nutzerverhalten und den klimatischen Bedingungen abhängt, ist es wichtig, realistische Annahmen zu treffen, um den tatsächlichen Energiebedarf genau abzubilden.

### Für das Projekt GGeoQart nicht relevante Inhalte der DIN V 18599:

Im Rahmen der DIN V 18599 werden neben der Berechnung des Heizwärmebedarfs weitere Schritte beschrieben, die sich mit der Bestimmung des Endenergiebedarfs und des Primärenergiebedarfs, der Erstellung von Energieausweisen sowie der praktischen Umsetzung und Kontrolle von Energieeffizienzmaßnahmen befassen. Diese Schritte dienen in erster Linie der detaillierten energetischen Bewertung einzelner Gebäude, beispielsweise im Rahmen von Energieberatungen, gesetzlichen Nachweisen oder der Planung von Sanierungsmaßnahmen.

Die Berechnung des **Endenergiebedarfs** berücksichtigt dabei zusätzlich zum Heizwärmebedarf die Wirkungsgrade der eingesetzten Anlagentechnik, etwa von Heizkesseln, Wärmepumpen oder Warmwasserbereitungsanlagen, sowie Verluste durch Speicherung, Verteilung und Abgasführung. Auf dieser Grundlage kann anschließend der Primärenergiebedarf ermittelt werden, bei dem auch der Energieaufwand zur Bereitstellung der jeweiligen Energieträger berücksichtigt wird. Diese Kennwerte werden typischerweise für die energetische Bewertung einzelner Gebäude oder für die Erstellung von Energieausweisen verwendet.

Die Erstellung eines **Energieausweises** stellt einen weiteren Anwendungsbereich der DIN V 18599 dar. Der Energieausweis dient der transparenten Darstellung der energetischen Qualität eines Gebäudes und wird beispielsweise bei Neubauten, größeren Sanierungen oder beim Verkauf bzw. der Vermietung von Immobilien benötigt. Er enthält Kennwerte wie Endenergiebedarf, Primärenergiebedarf und Energieeffizienzklassen sowie Empfehlungen für mögliche energetische Verbesserungsmaßnahmen.

Darauf aufbauend beschreibt die Norm zudem die praktische **Umsetzung und Kontrolle von Energieeffizienzmaßnahmen**. Hierbei werden mögliche bauliche oder technische Maßnahmen zur Reduzierung des Energieverbrauchs identifiziert, priorisiert und hinsichtlich ihrer Wirksamkeit überprüft. Dazu gehören beispielsweise Verbesserungen an der Gebäudehülle, der Austausch von Anlagentechnik oder die Integration erneuerbarer Energien.

Für das Projekt **GGeoQart** besitzen diese drei Aspekte jedoch keine unmittelbare Relevanz. Ziel des Projekts ist nicht die detaillierte energetische Bewertung einzelner Gebäude oder die Erstellung von Energieausweisen, sondern die großräumige, GIS-basierte Modellierung von Wärme- und Kältebedarfen sowie die Untersuchung quartiersbezogener Versorgungskonzepte auf Basis von Grubenwassergeothermie. Daher konzentriert sich die im Projekt entwickelte Methodik ausschließlich auf die Berechnung der energetischen Bedarfe und deren räumliche Aggregation. Die weiterführenden Schritte der DIN V 18599 – insbesondere Endenergie- und Primärenergiebilanzierung, Energieausweiserstellung sowie die Planung konkreter Sanierungsmaßnahmen – werden im Rahmen von **GGeoQart** nicht benötigt und sind daher nicht Bestandteil der entwickelten Berechnungsmethodik.

#### 2.1.2.2 GIS-basierte Erstellung eines Algorithmus zur Bestimmung der Wärmebedarfe in Anlehnung an die DIN V 18599

Für die Umsetzung einer deutschlandweiten Berechnungsmethodik zur Wärmebedarfsmodellierung ist es sinnvoll, sich an der DIN V 18599 zu orientieren, da diese einen etablierten und normierten Standard zur energetischen Bewertung von Gebäuden darstellt. Im Rahmen des Projektes **GGeoQart** besteht das Ziel darin, die Vorgaben der DIN V 18599 in ein GIS-basiertes Modell zu übertragen, um Wärmebedarfe großräumig und konsistent für alle Gebäude einer Modellregion berechnen zu können. Eine deutschlandweite Anwendung erfordert dabei insbesondere die sorgfältige Ableitung von Datenanforderungen, Modellparametern und Modellgrenzen, da die DIN in ihrer ursprünglichen Form auf gebäudescharfe Detailberechnungen ausgelegt ist.

Selbst mit den neu verfügbaren Informationen und Geodaten können jedoch nicht alle Eingangsgrößen vollständig abgedeckt werden, die für eine Berechnung nach DIN V 18599 erforderlich sind. An verschiedenen Stellen müssen die benötigten Inputdaten daher modelliert, typisiert oder aus verfügbaren Ersatzinformationen

abgeleitet werden. Beispiele hierfür sind die energetische Qualität der Gebäudehülle, die über Baualtersklassen aus dem Gebäudebaujahr abgeleitet wird, oder die Frage, ob ein Gebäude tatsächlich beheizt ist, die mithilfe einer separaten Methodik (z. B. über Nutzungstyp, Gebäudeklasse oder Plausibilitätsprüfungen) abgeschätzt wird.

Darüber hinaus betrifft dies auch weitere wesentliche Parameter der DIN, wie etwa die Zonierung und Nutzungsspezifika (Solltemperaturen, Belegungsdichten, Betriebszeiten), Luftwechselraten bzw. Lüftungssysteme, Fensterflächenanteile und g-Werte, Verschattungseinflüsse oder die Berücksichtigung von Wärmebrücken und Luftdichtheit. Da diese Informationen in der Regel nicht flächendeckend gebäudescharf vorliegen, werden sie über standardisierte Annahmen, Literaturwerte oder Referenzgebäude-Ansätze abgebildet und mit den verfügbaren Geodaten verknüpft. Hierdurch wird eine konsistente und skalierbare Modellierung ermöglicht, gleichzeitig steigen jedoch die Unsicherheiten gegenüber einer detaillierten Einzelgebäudeberechnung.

Im Gegenzug dazu verfügt ein Energieberater, der die DIN V 18599 auf ein einzelnes Gebäude anwendet und dieses vor Ort besichtigen kann, über wesentliche Vorteile gegenüber großräumigen Modellierungen. Durch die Begehung kann die **Gebäudegeometrie präzise erfasst** werden, einschließlich komplexer Dachformen, Anbauten oder unbeheizter Bereiche. Auch die energetische **Qualität der Gebäudehülle** lässt sich realitätsnah bewerten, da Dämmzustand, Fensterqualität, Wärmebrücken und bauliche Besonderheiten direkt geprüft werden können. Ein weiterer Vorteil liegt in der detaillierten Aufnahme der Anlagentechnik. Heizsystem, Warmwasserbereitung, Regelung und Speicher können konkret dokumentiert und mit realistischen Wirkungsgraden in die Berechnung einbezogen werden. Zudem ermöglicht der direkte Kontakt mit Eigentümern eine Berücksichtigung des tatsächlichen **Nutzerverhaltens** sowie eine Plausibilisierung mit vorhandenen Verbrauchsdaten. Insgesamt führt die gebäudespezifische Anwendung der DIN V 18599 zu einer deutlich höheren Genauigkeit und erlaubt die Ableitung individuell abgestimmter Sanierungsmaßnahmen.

### 2.1.2.3 Ergebnisdarstellung

Die Tabelle 6 stellt die Verteilung der Gebäudeanzahl sowie der berechneten Wärmebedarfe (WB) nach Siedlungsstruktur und Nutzungssektoren im Untersuchungsgebiet dar. Insgesamt umfasst das Gebiet 106 Gemeinden mit 191.463 energetisch relevanten Gebäuden und einem aggregierten Wärmebedarf von 7.240 GWh pro Jahr.

Tabelle 6: Übersicht zum Wärmebedarf in den betrachteten Gemeinden unter Berücksichtigung von Sektoren und Siedlungsstrukturen

Siedlungsstruktur		Städtischer Raum	Mittelstadt	Kleinstädtischer, dörflicher Raum	Summe	Anteil Summe
Gemeinden	Anzahl	3	38	65	106	-
	Anteil	3%	36%	61%	100%	-
Industrie u. verarbeitendes Gewerbe	Anzahl	1.315	3.726	2.887	7.928	4,14%
	Anteil	17%	47%	36%	100%	-
	WB in GWh	446	421	475	1.342	18,54%
Wohnen	Anzahl	19.347	80.037	73.067	172.451	90,07%
	Anteil	11%	46%	42%	100%	-
	WB in GWh	707	2.471	2.024	5.202	71,86%
Gewerbe (Einzelhandel u. Dienstleistung)	Anzahl	1.947	4.443	3.775	10.165	5,31%
	Anteil	19%	44%	37%	100%	-
	WB in GWh	87	226	194	506	6,99%

<b>Kommune</b>	<b>Anzahl</b>	175	402	342	919	0,48%
	<b>Anteil</b>	19%	44%	37%	100%	-
	<b>WB in GWh</b>	33	65	91	189	2,61%
<b>Summe</b>	<b>Anzahl</b>	22.784	88.608	80.071	191.463	100%
	<b>Anteil</b>	12%	46%	42%	100%	-
	<b>WB in GWh</b>	1.272	3.184	2.784	7.240	100%

Siedlungsstrukturell entfallen 36 % der Gemeinden auf den städtischen Raum (38 Gemeinden), 3 % auf Mittelstädte (3 Gemeinden) und 61 % auf den kleinstädtischen bzw. dörflichen Raum (65 Gemeinden). Trotz des hohen Anteils ländlicher Gemeinden verteilt sich die Anzahl der Gebäude relativ ausgewogen: 46 % befinden sich im städtischen Raum, 12 % in Mittelstädten und 42 % im kleinstädtisch-dörflichen Raum.

Der mit Abstand größte Anteil entfällt auf den Sektor Wohnen. Mit 172.451 Gebäuden entspricht dies rund 90 % des gesamten Gebäudebestandes. Auch beim Wärmebedarf dominiert der Wohnsektor mit 5.202 GWh bzw. rund 72 % des Gesamtwärmebedarfs. Innerhalb dieses Sektors liegen 46 % der Gebäude im städtischen Raum, 11 % in Mittelstädten und 42 % im kleinstädtisch-dörflichen Raum. Der städtische Raum weist hierbei mit 2.471 GWh den höchsten absoluten Wohnwärmebedarf auf.

Das Industrie- und verarbeitende Gewerbe umfasst 7.928 Gebäude (rund 4 % des Bestands), verursacht jedoch mit 1.342 GWh etwa 18,5 % des Gesamtwärmebedarfs. Auffällig ist die vergleichsweise hohe Bedeutung der Mittelstädte in diesem Sektor: Obwohl dort nur 17 % der Industriegebäude verortet sind, entfallen 446 GWh auf diesen Raumtyp, was auf eine höhere spezifische Energienachfrage je Objekt schließen lässt.

Der Sektor Gewerbe (Einzelhandel und Dienstleistungen) umfasst 10.165 Gebäude (5,3 %) mit einem Wärmebedarf von 506 GWh (7 %). Die Verteilung ist relativ gleichmäßig zwischen städtischem Raum (44 %) und kleinstädtisch-dörflichem Raum (37 %), während Mittelstädte einen Anteil von 19 % aufweisen.

Kommunale Gebäude stellen mit 919 Objekten lediglich 0,5 % des Bestands dar, tragen jedoch mit 189 GWh rund 2,6 % zum Gesamtwärmebedarf bei. Der größte Anteil des kommunalen Wärmebedarfs entfällt auf den kleinstädtisch-dörflichen Raum (91 GWh), was auf eine flächenhafte Verteilung öffentlicher Einrichtungen wie Schulen, Verwaltungsgebäude oder Sporthallen hindeutet.

Insgesamt zeigt die Auswertung, dass der Wärmebedarf im Untersuchungsgebiet klar vom Wohnsektor dominiert wird. Gleichzeitig besitzen Industrie- und Gewerbesektoren trotz deutlich geringerer Gebäudeanzahl eine überproportionale energetische Relevanz. Räumlich konzentrieren sich hohe absolute Bedarfe im städtischen Raum, während der kleinstädtisch-dörfliche Raum aufgrund seiner hohen Anzahl an Gemeinden ebenfalls einen erheblichen Anteil am Gesamtwärmebedarf trägt.

Die Abbildung 11 zeigt eine Wärmekarte des Untersuchungsgebiets im Projekt **GEoQart**. Das Gebiet ist durch eine violette Umrandung klar abgegrenzt und umfasst die Montanregion Erzgebirge. Die Darstellung visualisiert den gebäudescharf berechneten und räumlich aggregierten Wärmebedarf in kWh pro Jahr.

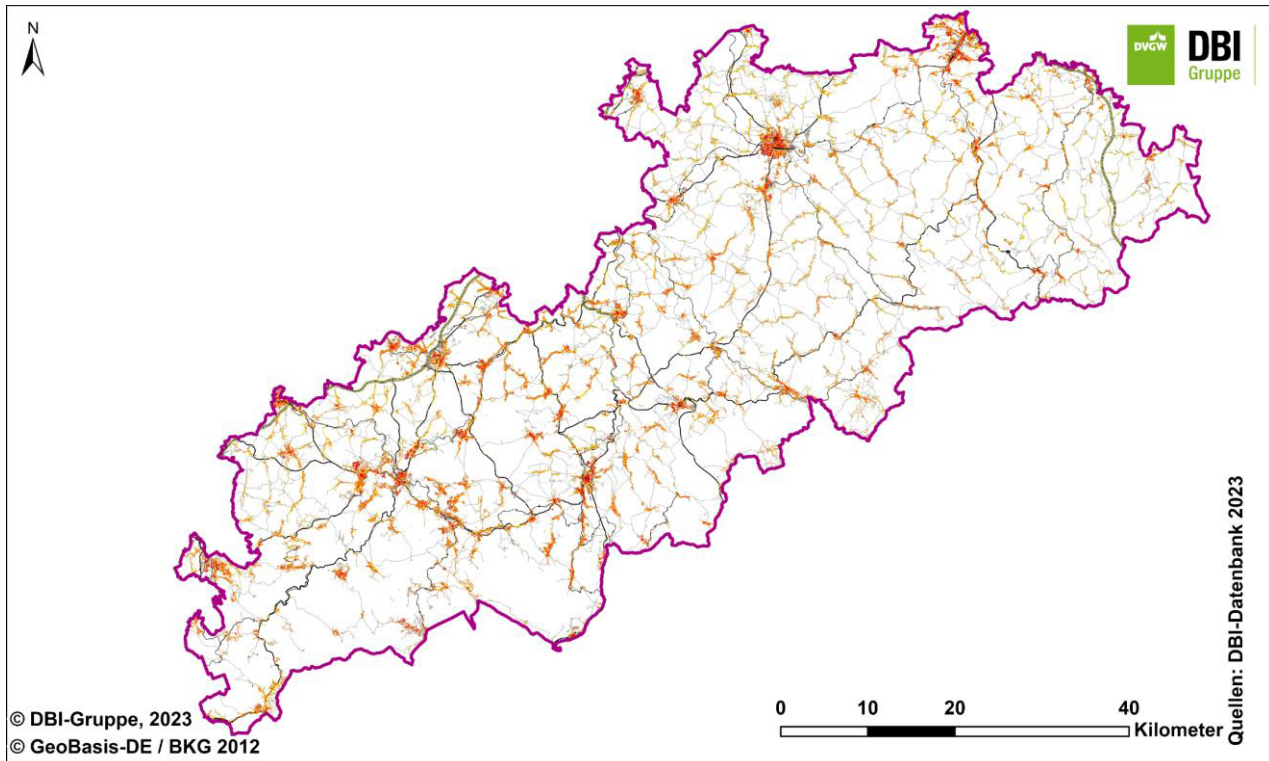


Abbildung 11: Verteilung des Modellierten Wärmebedarfs in der Montanregion Erzgebirge (Wärmebedarfe wurden auf 50x50m Rasterzellen aggregiert und in der Karte dargestellt)

Zur kartografischen Aufbereitung wurde der Wärmebedarf einzelner Gebäude zunächst berechnet und anschließend auf ein regelmäßiges Raster mit einer Zellgröße von 50 m × 50 m aggregiert. Innerhalb jeder Rasterzelle wurden die Wärmebedarfe aller enthaltenen Gebäude aufsummiert. Erst diese aggregierten Rasterwerte bilden die Grundlage der kartografischen Darstellung. Durch dieses Vorgehen wird eine flächenhafte, datenschutzkonforme und visuell interpretierbare Darstellung ermöglicht, ohne einzelne Gebäude direkt identifizierbar zu machen.

Die Farbskala differenziert fünf Klassen des jährlichen Wärmebedarfs: von unter 25.000 kWh/a (gelb) über 25.000–50.000 kWh/a und 50.000–100.000 kWh/a (orange Töne) bis hin zu 100.000–250.000 kWh/a und über 250.000 kWh/a (rot bis dunkelrot). Höhere Bedarfe sind somit deutlich als rote Verdichtungsgebiete erkennbar.

Räumlich zeigt sich eine klare Konzentration hoher Wärmebedarfe in städtischen Zentren und entlang wichtiger Verkehrsachsen. Besonders ausgeprägt sind Verdichtungsgebiete im zentralen und westlichen Teil des Untersuchungsgebiets sowie in einzelnen größeren Städten (Freiberg und Freital) im Osten. In ländlich geprägten Bereichen dominieren hingegen niedrigere Bedarfsstufen, die sich bandförmig entlang von Siedlungs- und Straßenzügen abzeichnen.

Insgesamt verdeutlicht die Karte die räumliche Struktur des Wärmebedarfs auf aggregierter Ebene. Die 50 m × 50 m Rasterung erlaubt eine differenzierte Identifikation von energetischen Verdichtungsgebieten und stellt damit eine geeignete Grundlage für weiterführende Analysen, beispielsweise zur Potenzialbewertung von Wärmenetzen oder zur Identifikation von Schwerpunkträumen für erneuerbare Wärmequellen, dar.

Die vier nachfolgenden Diagramme zeigen jeweils die Verteilung des jährlichen Wärmebedarfs (in GWh/a) einzelner Gemeinden im Untersuchungsgebiet, differenziert nach Sektoren. Auf der x-Achse sind die einzelnen Gemeinden (indexiert) dargestellt, auf der y-Achse der jeweilige sektorale Wärmebedarf. Alle

Darstellungen sind als Punktdiagramme ausgeführt und verdeutlichen die Streuung sowie vorhandene Ausreißer.

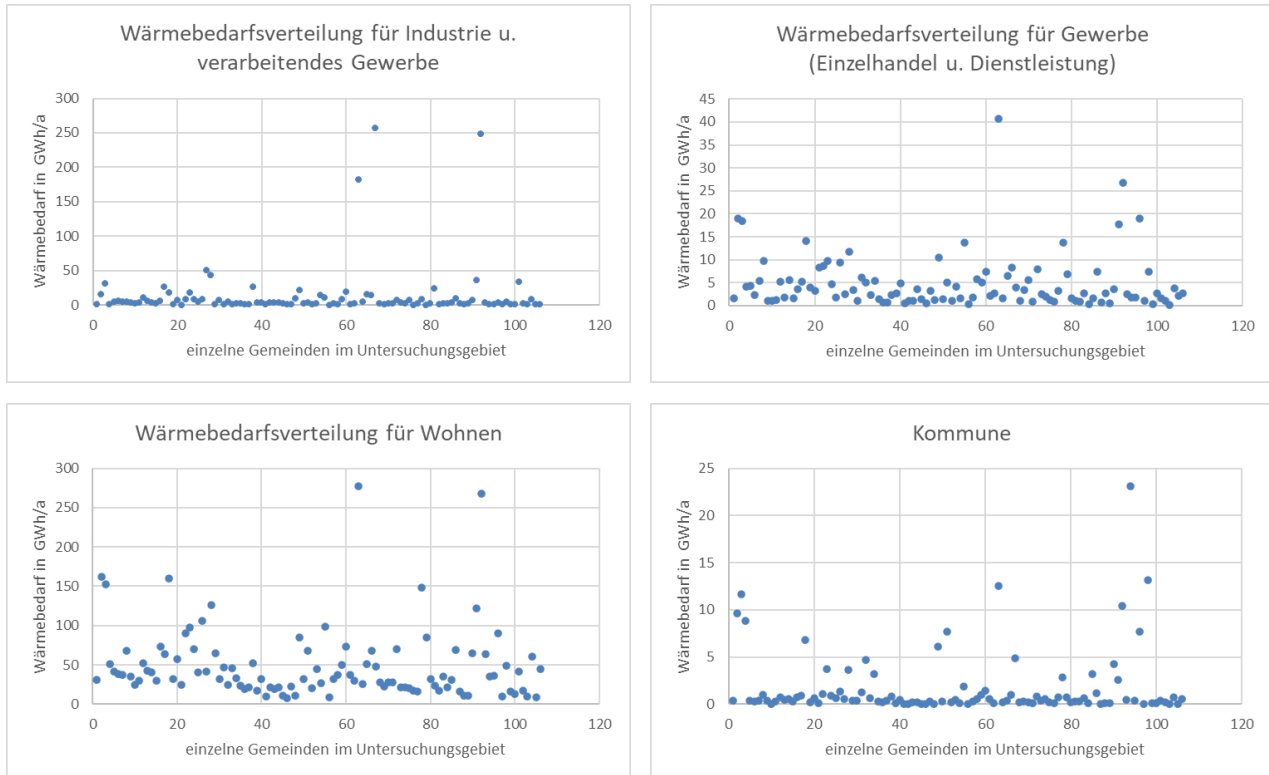


Abbildung 12: grafische Auswertung der erfassten gemeindegroßen Energieverbräuche für einzelne Sektoren

Der überwiegende Teil der Gemeinden weist sehr geringe industrielle Wärmebedarfe im Bereich unter 20 GWh/a im Sektor **Industrie und verarbeitendes Gewerbe** auf. Gleichzeitig treten wenige deutliche Ausreißer auf, deren Werte bis etwa 250 GWh/a reichen. Diese wenigen industriell geprägten Standorte dominieren damit einen erheblichen Anteil des sektoralen Gesamtwärmebedarfs. Die Industrie ist folglich räumlich stark konzentriert und nicht flächendeckend verteilt.

Im **Gewerbe (Einzelhandel und Dienstleistungen)** zeigt sich eine Konzentration niedriger Werte: Die meisten Gemeinden liegen unterhalb von 10 GWh/a. Einzelne Gemeinden erreichen jedoch Werte zwischen 20 und 40 GWh/a. Im Vergleich zur Industrie sind die Ausschläge geringer, die Verteilung wirkt homogener, dennoch existieren einzelne gewerbliche Schwerpunktstandorte. Der Gewerbesektor weist damit eine moderate Streuung mit wenigen mittleren Ausreißern auf.

Im **Wohnsektor** ist die Streuung deutlich breiter. Viele Gemeinden liegen im Bereich zwischen 20 und 80 GWh/a, was die hohe flächige Bedeutung des Wohnens widerspiegelt. Gleichzeitig treten einzelne sehr hohe Werte von über 250 GWh/a auf. Diese entsprechen größeren Städten bzw. Verdichtungsräumen. Im Gegensatz zur Industrie ist der Wohnwärmebedarf jedoch nicht punktuell konzentriert, sondern relativ gleichmäßig über das gesamte Untersuchungsgebiet verteilt, mit skalierungsbedingten Spitzen in bevölkerungsstarken Gemeinden.

Die **kommunalen** Wärmebedarfe sind insgesamt deutlich geringer. Der Großteil der Gemeinden liegt unter 2 GWh/a. Einzelne Ausreißer erreichen Werte zwischen 10 und etwa 23 GWh/a. Diese dürften auf größere öffentliche Einrichtungen wie Schulzentren, Verwaltungsstandorte oder Sportanlagen zurückzuführen sein. Der kommunale Sektor zeigt somit eine sehr starke Konzentration im unteren Wertebereich mit wenigen punktuellen Spitzen.

Zusammenfassend zeigen die Diagramme, dass der Wohnsektor flächendeckend dominiert und eine breite Verteilung aufweist, während Industrie- und Gewerbebedarfe stark standortabhängig sind und durch einzelne Hochlaststandorte geprägt werden. Der kommunale Sektor spielt im Vergleich eine untergeordnete Rolle,

weist jedoch lokal relevante Spitzen auf.

## 2.2 Analyse des untertägigen energetischen Potenzials in der gesamten Modellregion

**Ziel dieses Kapitels ist die Schaffung einer Übersicht über vorhandene realisierte Grubenwasseranlagen in und außerhalb der Modellregion. Weiterhin werden die Reviere der Modellregion auf ihr untertägiges Grubenwasserpotenzial untersucht. Diese Untersuchung verläuft auf qualitativer Ebene, wobei zur quantitativen Untersuchung ein Grubenwassermodell vorgestellt wird. Mit diesem können genauere Potenzialanalysen durchgeführt werden, welche im Ergebnis zu konkreten gewinnbaren Wärmemengen und Umsetzungsleistungen führen. Die so erarbeiteten Inhalte dienen als eine Basis für weiterführende Quartiere, welche in der Modellregion zur energetischen Auslegung gewählt werden.**

### 2.2.1 Evaluierung bestehender Grubenwassernutzungsprojekte

Geothermische Grubenwassersysteme nutzen die thermische Energie, die in gefluteten unterirdischen Bergwerken zu finden ist, und bieten einen innovativen und nachhaltigen Ansatz zum Heizen und Kühlen in bergbaulich geprägten Regionen. Stillgelegte Bergwerke enthalten oft große Wasservolumen mit stabilen Temperaturen. Dadurch bieten sie eine ideale Energiequelle, welche als nachhaltiger Bestandteil in bestehende Energiesysteme eingebunden werden kann. Ziel dieses Kapitels ist es, bereits erarbeitete Grubenwasserstudien zu recherchieren und Erfahrungen aus Planung, Konstruktion und falls vorhanden, Betrieb der umgesetzten Anlagen, zu sammeln.

Global sind etwa 51 Anlagen in aktivem Betrieb und 61 Anlagen in der Studienphase oder der konkreten Planung [14]. Viele dieser Anlagen weisen jedoch einen Mangel an öffentlich zugänglichen Informationen auf. Gut dokumentiert sind die Anlagen im europäischen Raum. Neben Systemen in Deutschland [15, 16, 17, 18, 19, 20, 21, 22, 23] nutzen insbesondere das Vereinigte Königreich [24, 25, 26, 27] die Niederlande [28, 29, 30, 31, 32] und Spanien [33, 34, 35] großtechnisch Grubenwasser für die Wärmeversorgung. Für die Einordnung der Projektergebnisse von **GEoQart** ist es essenziell, wichtige Erkenntnisse aus diesen Anlagen zu berücksichtigen.

#### 2.2.1.1 Deutschland

In Deutschland wurde eine Reihe von Projekten im Bereich der Grubenwassergeothermie mit verhältnismäßig kleinen Leistungen (bis zu 860 kW) umgesetzt. Diese verteilen sich im Bundesgebiet hauptsächlich auf Standorte im Ruhrgebiet und im Erzgebirge. Die in diesen Anlagen extrahierte Wärme- oder Kühlenergie wird zur Versorgung von diversen Gebäudearten wie Universitäten, Schwimmbädern, Museen oder Wohngebäuden genutzt [14].

Eine gut dokumentierte Anlage in Rheinland-Pfalz dient zur Beheizung des Rathauses von Bad Ems. Als Wärmequelle werden dabei aufsteigende Tiefenwässer des etwa 600 m tiefen Weidtmann-Schachtes genutzt. Über den Stadtstollen fließen diese mit einer Temperatur von 25 °C und einem Volumenstrom von 35 l/s in den Vorfluter [21]. Eine hohe Mineralisierung der Wässer (Eisen: 9 bis 19 mg/l, Mangan > 1 mg/l, Arsen 0,2 bis 1 mg/l sowie Blei < 0,3 mg/l und Zink bis 7 mg/l [15]) bedingte die Installation von im Stadtstollen eingebrachten Rohrleitungswärmeübertragern aus Kupfer und Edelstahl. Dabei wurde eine großzügige Überdimensionierung vorgenommen, um die zu erwartenden Foulingerscheinungen (Ablagerungen) zu kompensieren. Dies konnte die Verringerung der Wärmeleistung kompensieren, welche nach einem Jahr 50 % für die Kupferrohre und 40 % für die Edelstahlrohre betrug. Das erwärmte Wasser innerhalb der

Wärmeübertrager wird anschließend zu einer Wärmepumpe geleitet. Diese hat eine Leistung von etwa 130 kW und erreicht aufgrund der hohen Temperaturen der Wärmequelle eine Leistungszahl von 4,6 [21]. Die Nutzung der Grubenwassergeothermie mit Ökostrom sorgte so für CO<sub>2</sub>-Einsparungen, im Vergleich zum vorher installierten Erdgaskessel, von 75 t/Jahr. Zusätzlich wurden Kosteneinsparungen von etwa 25.000 bis 30.000 €/Jahr erreicht [36].

Weiterhin existieren in Sachsen einige Grubenwassergeothermieanlagen im Freiburger Revier, sowie an anderen Standorten im Erzgebirge. In Freiberg wird das Krankenhaus durch den Rothschnberger Stolln versorgt, dort befindet sich eine Anlage mit 860 kW Leistung [22]. Dort wird zusätzlich zum Grubenwasser auch Grubenluft zur Klimatisierung verwendet. Der Vorteil der Luftnutzung liegt neben der Klimatisierung in der hohen Reinheit, da sich Schwebstoffe im Bergwerk wie Staub, Allergene oder Mikroorganismen absetzen. Aufwendungen für Luftfilter werden so erheblich reduziert [23].

Ein weiteres System im Freiburger Revier befindet sich auf der Reichen Zeche. Dort wird der darunterliegende gleichnamige Schacht zur Versorgung einiger Universitätsgebäude der Technischen Universität Bergakademie Freiberg mit Wärme und Kälte über ein Nahwärmenetz genutzt. Dafür wird das Grubenwasser über im Bergwerk installierte Wärmeübertrager geleitet. Im Heizfall werden die aufsteigenden Tiefenwässer mit einer Temperatur von 18 °C verwendet. Im Kühlfall wird kälteres Wasser des Rothschnberger Stollns genutzt mit ca. 14 °C genutzt. Eine weitere Wärmequelle wird indirekt durch die Nutzung des Zwischenkreislaufes realisiert. Dessen Rohrleitungen stehen mit dem Gestein in Kontakt und fungieren so als eine Art Erdwärmesonden, welche das umliegende Gestein thermisch nutzen. So wurde in den Jahren 2016 bis 2018 knapp 30 % der Heiz- und Kühlenergie bereitgestellt [22]. Die thermische Leistung der Anlage beträgt 200 kW für das Heizen und 155 kW für Kühlzwecke [14], die Arbeitszahl bewegt sich zwischen 3,5 und 4,5 [22].

In der sächsischen Stadt Ehrenfriedersdorf sind zwei Anlagen vorhanden, welche in einer Oberschule (95 kW) und in einem Besucherbergwerk (120 kW) installiert sind [14]. Die Grubenwassergeothermieanlage des Besucherbergwerks ist seit dem Jahr 1998 in Betrieb und entnimmt Grubenwasser aus einer Tiefe von 110 m. Die Wärme wird über im Schacht installierte Wärmeübertrager auf einen Zwischenkreis und zu zwei Wärmepumpen geleitet. Im Winter erreichen sie Arbeitszahlen von 2 bis 3,5, im Sommer durch den geringen Heizaufwand liegt sie teilweise unter 2 [22]. Die Anlage der Oberschule entnimmt Grubenwasser auf 130 m Tiefe und gibt es anschließend abgekühlt auf 35 m wieder zurück. Die seit 1994 aktive Anlage wurde zunächst ohne einen Zwischenkreis betrieben, was zu starken Ablagerungen in den Verdampfern der gasbetriebenen Wärmepumpen führte. Ein vorgeschalteter Wärmeübertrager löste dieses Problem. Die Wärmepumpen erreichen umgerechnet auf elektrische Energie eine Jahresarbeitszahl von etwa 3,3 [22].

In Zwickau wurde die Umsetzung einer Grubenwasseranlage durch das Anbohren eines Blindschachtes in 628 m Tiefe im Jahr 2007 beantragt [37]. Ziel war es das etwa 23 °C warme Tiefenwasser zur Beheizung naher Hochschulgebäude zu verwenden. Mittels Richtbohrtechnik konnte der Blindschacht erschlossen und das Grubenwasser somit genutzt werden. Die maximal mögliche Wärmeleistung, bezogen auf die Schüttung ist ca. 1 MW. Da das Grubenwasser nach der Wärmenutzung jedoch nicht wieder in das Grubengebäude gegeben, sondern in die Zwickauer Mulde abgeschlagen wird, limitiert die Mineralisierung des Wassers den maximalen Entnahmestrom. Im Betrieb kann somit eine Leistung von maximal 160 kW abgerufen werden. Das Grubenwasser wird über gewickelte Kapillarrohrmatten aus Kunststoff geleitet, welche sich als kostengünstig und wartungsarm erwiesen haben [38].

### 2.2.1.2 Vereinigtes Königreich

Im Vereinigten Königreich existieren mehrere Grubenwassergeothermieanlagen unterschiedlichster Leistungen. Diese reichen von 12 kW bis 2,4 MW. Hervorzuheben sind insbesondere die größeren Anlagen in Gateshead. Die Anlage „Abbotsford Road“ extrahiert mit 3 Bohrungen (115 m) in Sandstein einen Volumenstrom von 30 l/s bei einer Temperatur von 11 °C. Dabei wird nur eine Bohrung tatsächlich genutzt, da die anderen beiden einen zu geringen Volumenstrom liefern. Mit ebenfalls drei Reinjektionsbohrungen wird das abgekühlte Wasser in 155 m Tiefe in ein Kohleflöz wieder zurückgegeben, wobei nur zwei funktional sind.

Ursprünglich war die Anlage für einen Volumenstrom von etwa 100 l/s und eine Leistung von 2,4 MW geplant. Da die Förderung jedoch nur die schon genannten 30 l/s ermöglichte, führte dies zu einer entsprechenden Leistungsreduzierung. Eine weitere Herausforderung ist die im Laufe der Zeit sinkende Wärmeübertragungskapazität und die somit notwendigen periodischen Reinigungen der Wärmeübertrager zur Entfernung von Verschmutzungen. Eine benachbarte Anlage „Nest Road“, ebenfalls in Gateshead, arbeitet nach einem ähnlichen Prinzip, jedoch mit reduzierter Anzahl der Bohrungen. Mit einer Bohrung bis in 130 m Tiefe wird Wasser aus ehemaligen Kohlestollen mit theoretisch 60-70 l/s extrahiert. Die Reinjektionsbohrung in 280 m Tiefe erreicht jedoch nur 40 l/s (Stand 2021). Für die geplante Leistung von 1,2 MW müsste der Volumenstrom etwa 50 l/s betragen, so dass auch bei dieser Anlage die geplante Leistung nicht erreicht wird. Weiterhin existieren im Vereinigten Königreich mehrere kleinere Anlagen mit Leistungen von 12 bis 100 kW. Eine Anlage in Egremont nutzt beispielweise einen senkrechten Schacht mit 256 m Tiefe zur Extraktion des Wassers. Dort wurden Pumpraten von 50 l/s mit einer Leistung von 100 kW erreicht. Eine maximale Leistung im Megawatt-Bereich wird für diese Anlage vermutet. An diesem Standort ist jedoch keine signifikante Wärmenachfrage vorhanden, was eine wirtschaftliche Umsetzung bisher ausschließt. In Crynant existiert eine kleinere Anlage mit 35 kW, die zur Beheizung eines Bauernhofs dient. Hier wird ein offenes System mit einer Extraktionstemperatur von 11,5 °C und einem Volumenstrom von 2 l/s genutzt. Ockerablagerungen führten hier zur teilweisen Zusetzung der Pumpe und der Rohrleitungen, was in der Entfernung der Pumpe resultierte. Daher ist die Anlage seit 2021 nicht mehr funktional. [26, 27]

Herausforderungen in den britischen Kohlerevieren ergeben sich also primär aus den gegebenen Untergrundverhältnissen (v.a. Durchlässigkeit des Gesteins), wodurch die Gefahr von zu kleinen Volumenströmen, bei der Extraktion oder bei der Reinjektion, besteht. Auch eventuelle Ablagerungen an Pumpen, Wärmeübertragern und in Rohrleitungen können zu erhöhten Betriebskosten führen oder einen Austausch der Komponenten bedingen. Eine fehlende oder zu geringe Wärmeabnahme am Standort der Anlage, macht einen wirtschaftlichen Betrieb unmöglich. Einige dieser Probleme können durch geeignete Voruntersuchungen hinsichtlich Wasserqualität und Abnehmerstruktur vorgebeugt werden.

### 2.2.1.3 Niederlande

In den Niederlanden existiert eine Anlage in Heerlen mit 5 Bohrlöchern in ehemalige Steinkohlebergwerke, zwei davon in 700 m Tiefe ( $T = 28\text{ °C}$ ), zwei im 250 m Tiefe ( $16\text{ °C}$ ) und eine Reinjektionsbohrung in 350 m Tiefe. Das Grubenwasser wird zur Beheizung und Kühlung von mehr als 300 Gebäuden genutzt, dabei findet die Anhebung auf Heiz- und Warmwasserniveau erst in den Gebäuden statt. Eine Herausforderung war dabei der hohe Anteil an gelösten Salzen (Leitfähigkeit  $7.300\text{ }\mu\text{S/cm}$ ), gelöste Eisenverbindungen und reduzierende Verhältnisse (Eh 45 – 65 mV). Durch den Ausschluss von Sauerstoff im System, Materialauswahl und mechanische Reinigung der Rohre konnte der Einfluss der Wasserqualität gemindert werden. Die Anlage wurde aufgrund der Gefahr von thermischer Beeinflussung zwischen Extraktion- und Reinjektionsbohrungen vorrangig auf die Speicherung von thermischer Energie ausgelegt. Die im Untergrund befindlichen Bergwerksgänge arbeiten dabei als Puffer, mit Einspeicherung von Energie im Kühlfall und Ausspeicherung im Heizfall. Dadurch wird das Risiko einer Erschöpfung der Anlage stark verringert [27].

Die Entwicklung des Projekts erfolgte in mehreren Phasen. Zwischen 2003 und 2008 entstand Mijnwater 1.0, gefolgt von der Erschließung der bereits genannten Bohrungen. Das Grubenwasser wird über ein Leitungssystem mit 7 Kilometern Länge und drei Leitungen zu den Abnehmern geliefert. Eine Rohrleitung übernimmt dabei den Transport des warmen Wassers aus den zwei tieferen Bohrungen für Heizanwendungen. Die zweite übernimmt den Transport des kalten Wassers aus den oberen Bohrungen für Kühlanwendungen. Die dritte bringt das benutzte Wasser wieder in das Bergwerk ein. Numerische Simulationen ergaben eine potentielle Beeinflussung des warmen und kalten Wassers durch die Reinjektionsbohrung. Aufgrund der Auslegung des Systems für den Kühlfall im Sommer und den Heizfall im Winter kann es hinsichtlich des geförderten Volumenstroms nicht auf die Anforderungen spezifischer Verbraucher reagieren. Dies führt zu einem erhöhten Aufwand für die Pumpenenergie [28].

Das Nachfolgeprojekt Mijnwater 2.0 wurde ab 2013 umgesetzt. Das bestehende Leitungsnetz wurde erweitert,

um ein Rechenzentrum mit einzubeziehen [28]. Weiterhin wurden die bestehenden Bohrungen umgewidmet. Die beiden unteren Bohrungen werden als Extraktions- und Reinjektionspunkt für warmes Wasser verwendet, wohingegen die beiden oberen Bohrungen kaltes Wasser bereitstellen. Die dritte Bohrung dazwischen dient nur noch als Reserve. Bei der Reinjektion sollte die Temperatur des Wassers möglichst nahe an der natürlichen dort befindlichen Temperatur liegen (28 °C für die unteren, 16 °C für die oberen Bohrungen). Dadurch wird die thermische Beeinflussung untereinander weitestgehend vermieden und die Bereiche fungieren mehr als Wärme- bzw. Kältespeicher. Demnach sollte auch die Energiebilanz über das Jahr jeweils ausgeglichen sein. Die oberirdische Betriebsweise wurde ebenfalls angepasst. Gebäude wurden zu Clustern zusammengefasst und können auch untereinander Wärme und Kälte austauschen, um eine möglichst optimale Nutzung zu erreichen. Auch zwischen den einzelnen Clustern kann ein Energietransport erfolgen [33].

Die Regelung des Systems erfolgt weitestgehend dezentral, der Volumenstrom wird durch die Nachfrage von Kälte oder Wärme in einem Cluster gesteuert. Diese Betriebsweise sorgt für einen geringeren Pumpaufwand als bei konventionellen Wärmenetzen. Da der Volumenstrom dezentral geregelt wird, ist auch die Fließrichtung in der warmen und kalten Rohrleitung nicht festgelegt. Bei Wärmenachfrage wird warmes Wasser aus der einen Leitung entnommen und abgekühlt in die zweite Leitung gegeben. Im Kühlfall funktioniert dies entsprechend umgekehrt [30].

Mit Mijwater 2.0 konnte die Verwendung von Gas zur Spitzenlastabdeckung komplett vermieden werden. Die thermische Leistung beträgt etwa 4 MW für Heiz- und Kühlanwendungen. Im Jahr 2017/18 lieferte das Wärme-/Kältenetz eine Kühlenergie von 5,2 GWh/a, eine Heizenergie von 5,1 GWh/a, mit einem Aufwand an elektrischer Energie von 2,3 GWh/a. Mit Mijwater 3.0 sollen zukünftig weitere Cluster an das Netz angeschlossen und die Spitzenlast abgemildert werden [32].

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass in Heerlen ein innovatives und effizientes System entstanden ist, was zeigt wie Grubenwasser als Rückgrat einer modernen Wärme- und Kälteversorgung dienen kann. Die dezentrale Regelungsverfahren und die Möglichkeit des Energieaustauschs zwischen einzelnen Gebäuden und Clustern bietet weiterhin auch in Deutschland Chancen zur Umsetzung mit regenerativen Energiequellen.

#### 2.2.1.4 Spanien

An der Nordküste Spaniens, in der Gemeinde Mieres, versorgte eine Grubenwassergeothermieanlage zuerst mehrere Gebäude (darunter Universität und Krankenhaus) mit einer Gesamtleistung von 3,9 MW. Das Grubenwasser wird aus einem 362 m tiefen Schacht einer Kohlemine mit einer Temperatur von 23 °C und einem Volumenstrom von 100 l/s gefördert. Der größte Teil des Wassers wird über Rohr-in-Rohr-Wärmeübertrager geleitet. Die entzogene Energie erreicht anschließend die Wärmepumpen des 1,9 km entfernten Krankenhauses (652 kW + 2 x 1,2 MW). Für die Versorgung der Universität werden Plattenwärmeübertrager verwendet. Anschließend wird das genutzte Grubenwasser in einen Fluss geleitet. Es führt nur eine geringe Mineralfracht mit sich (1.200 – 1.400 mg/l) und hat einen geringen Eisenanteil (1,1 bis 1,6 mg/l). Aufgrund sich der daraus ergebenden Ablagerungen musste der Plattenwärmeübertrager der Universität zerlegt und gereinigt werden, anschließend war ein normaler Betrieb wieder möglich. Die Rohr-in-Rohr Wärmeübertrager für das Krankenhaus waren weniger anfällig für Foulingbildung. Die Anwendung des Grubenwassers zum Beheizen und Kühlen der Gebäude führt zu einer hohen Gesamteffizienz. In den Jahren 2015/16 betrug das Verhältnis von nutzbarer Energie zu eingesetzter Elektroenergie von 7,6 bis 7,9 [27]. Für das genannte System betragen die Investitionskosten etwa 1,24 Mio. € [35].

In den darauffolgenden Jahren wurde das bestehende Wärme-/Kältenetz ausgebaut. Seit 2020 wurden weitere Gebäude, darunter zusätzliche Universitätsgebäude, eine Schule sowie Wohngebäude an eine zentrale Wärmepumpe mit einer Leistung von 2 MW angebunden. Auch wurden zwei zusätzliche Unterwasserpumpen mit einem Volumenstrom von jeweils 92 l/s installiert. Für das Jahr 2020 wird eine Wärmemenge von 3,1 GWh angegeben. Die Investitionskosten für den Ausbau betragen etwa 1,4 Mio. €, wovon 0,5 Mio. € durch die Europäische Union gefördert wurden [35].

In einer nicht weit entfernten anderen Gemeinde wurde 2022 eine weitere Grubenwassergeothermieanlage

erschlossen. Dort wird Wasser mit 4 Pumpen aus einer Tiefe von 95 bis 110 m mit einem Volumenstrom von jeweils 50 l/s und einer Temperatur von 23 °C gefördert. Mit einer zentralen Wärmepumpe (2 MW) werden ein Sportzentrum, ein Gesundheitszentrum und ein Wohngebäude versorgt. Für das Jahr 2023 wird eine gelieferte Wärmemenge von 2,1 GWh angegeben. Die Investitionskosten betragen etwa 2,2 Millionen €, davon wurden etwa 1,1 Millionen von der Europäischen Union gefördert [35].

## 2.2.2 Bewertung des energetischen Potenzials für die Standorte in der Modellregion

Ziel der Bestimmung des energetischen Potenzials der Bergwerke in der Modellregion an 20 Standorten ist die Erstellung einer Übersicht, um Modellquartiere eingrenzen zu können und vorhandene Abschätzungen des Wärmepotenzials zu sammeln. Weiterhin ermöglicht eine solche Bewertung die schnelle Einschätzung, welches Deckungspotenzial mit dem Grubenwasser an unterschiedlichen Standorten verwirklicht werden könnte.

Als Datengrundlage zählen zwei Grubenwasserpotenzialstudien für den sächsischen Bereich [39, 40]. Beide Studien haben einen ähnlichen Ansatz zur Bewertung des untertägigen Potenzials. Da die genaue Quantifizierung von Energiemengen im Rahmen von Übersichtsstudien nicht durchführbar ist, setzten die Autoren auf Bewertungsskalen. Die relevanten natürlichen und technischen Bewertungsparameter von Grimm & Jordan, 2001, nachfolgend HGC-Studie [39] genannt, sind im Folgenden aufgelistet:

- Reservoir
- Fläche
- Tiefe
- Temperatur
- Nutzung
- Chemie
- Radiologie

Diese wurden genutzt, um insgesamt 48 Standorte in Sachsen auszuwerten und zu vergleichen.

Als ein Kernaspekt der zweiten Grubenwasserpotenzialstudie (GWPS Sachsen) [40] wurden ausgewählte Standorte unter Berücksichtigung veränderter Randbedingungen untersucht und hinsichtlich ihres energetischen Potenzials bewertet. Die Bewertungsparameter wurden unter Abstimmung mit Behörden und Bergwerksbetreibern aktualisiert und wie nachfolgend definiert:

- Hohlraumvolumen
- Geflutete Teufe
- Temperatur
- Zugänglichkeit
- Entwässerungssystem
- Wasserchemie
- Risswerkkenntnis
- Alter

Um relevante Standorte in der Modellregion ihrem untertägigen Potenzial gemäß gegenüberzustellen, muss die Datenbasis der beiden Studien gefiltert werden. Da die GWPS Sachsen über eine aktuellere Bewertungsgrundlage verfügt, wurde ihre Datenbasis als Grundlage genommen. Es ergeben sich aus ihr 12 relevante in der Modellregion verortete Standorte. Um die für **GEoQart** geplante Übersicht über 20 Standorte zu gewährleisten, wurden demnach 8 weitere Standorte aus dem Datenbestand der HGC-Studie ausgewählt. Die Auswahl erfolgte anhand der Bewertung der Standorte (besser bewertete Standorte wurden bevorzugt). In der GWPS Sachsen wurde eine Bewertung der Standorte auf einer Skala von 1-5 vergeben, in der HGC-Studie auf einer Skala von 1-18. Demnach wurde die Bewertung der HGC-Studie auf eine Skala von 1-5 normiert, um eine Vergleichbarkeit mit der GWPS Sachsen zu gewährleisten. Nachfolgend sind die 20 für das Projekt **GEoQart** ausgewählten Standorte in der Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Gegenüberstellung der Standortbewertungen der beiden Potenzialstudien 2025

Standorte GGeoQart	Bewertung: 1 (schlecht) – 5 (sehr gut)	
	HGC-Studie 2001	Grubenwasser-Potenzialstudie Sachsen 2025
Altenberg	3,2	3,1
Annaberg-Buchholz (ABBH)	3,3	4,1
Aue - Bad Schlema	3,9	3,8
Berggießhübel	-	3,3
Brand – Erbsdorf (BED)	4,3	3,0
Ehrenfriedersdorf (EFD)	4,2	3,9
Freiberg (FG)	4,9	3,9
Freital/Gittersee	3,2	3,1
Geyer	3,0	-
Hammerunterwiesenthal	3,4	-
Johanngeorgenstadt (JGS)	3,4	3,3
Lauta	3,8	-
Marienberg	3,4	3,9
Oelsnitz/Erzgeb.	4,5	3,3
Pöhl-Tellerhäuser	3,7	-
Schneeberg (SB)	3,3	3,7
Schönbrunn	3,9	-
Schwarzenberg (SZB)	3,6	-
Warmbad	3,7	-
Wiesbaden	3,7	-

Wie zu erkennen ist, gibt es Unterschiede in den Bewertungen zwischen den beiden Studien. Dies ist dadurch zu begründen, dass die Bewertungsparameter Abweichungen in der Art sowie der Wichtung untereinander aufweisen. Des Weiteren wurden die Studien mit 24 Jahren Abstand ausgearbeitet, so dass zeitliche Unterschiede in der Datenbasis nicht auszuschließen sind.

Damit alle 20 Standorte in einer vereinheitlichten Datenbasis dargestellt werden können, ist es daher notwendig die älteren Daten der HGC-Studie an die Bewertung der GWPS Sachsen anzupassen. Um diese Anpassung durchzuführen, werden alle Standorte, welche in beiden Standorten betrachtet wurden bezüglich ihrer Bewertung gegenübergestellt. Anschließend wird die Abweichung der Bewertungen ermittelt und daraus ein mittlerer Korrekturfaktor abgeleitet. Die Aufbereitung ist nachfolgend in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 8: Gegenüberstellung der Standortbewertungen der beiden Potenzialstudien und Ermittlung der Abweichung der HGC-Studie gegenüber der Grubenwasserpotenzialstudie Sachsen 2025

Standort	Bewertung: 1 (schlecht) – 5 (sehr gut)		Abweichung
	HGC-Studie 2001	Grubenwasser-Potenzialstudie Sachsen 2025	
Altenberg	3,2	3,1	-3%
Annaberg-Buchholz	3,3	4,1	23%
Aue - Bad Schlema	3,9	3,8	-5%
Brand - Erbsdorf	4,3	3,0	-30%
Ehrenfriedersdorf	4,2	3,9	-7%
Freiberg	4,9	3,9	-21%
Freital/Gittersee	3,2	3,1	-1%
Johanngeorgenstadt	3,4	3,3	-3%
Marienberg	3,4	3,9	14%
Oelsnitz/Erzgeb.	4,5	3,3	-27%
Schneeberg	3,3	3,7	11%
<b>Mittlere Abweichung</b>			<b>-4,5%</b>
<b>Resultierender Korrekturfaktor (HGC-Studie – Grubenwasserpotenzialstudie Sachsen)</b>			<b>0,955</b>

Der Korrekturfaktor ermöglicht die Übertragung der Standortbewertung aus der HGC-Studie in das Bewertungssystem der GWPS Sachsen. Somit können die 20 Standorte auf einer gemeinsamen Bewertungsbasis dargestellt werden. Die vollständige Bewertung ist in Tabelle 9 dargestellt.

Tabelle 9: Auflistung der vereinheitlichten Bewertung der Standorte

GGeoQart-Standorte	Vereinheitlichte Bewertung	Info
Altenberg	3,1	Aus GWPS Sachsen
Annaberg-Buchholz	4,1	Aus GWPS Sachsen
Aue - Bad Schlema	3,8	Aus GWPS Sachsen
Berggießhübel	3,3	Aus GWPS Sachsen
Brand - Erbsdorf	3,0	Aus GWPS Sachsen
Ehrenfriedersdorf	3,9	Aus GWPS Sachsen
Freiberg	3,9	Aus GWPS Sachsen
Freital/Gittersee	3,1	Aus GWPS Sachsen
Geyer	2,9	Aus HGC-Studie mit Korrekturfaktor
Hammerunterwiesenthal	3,3	Aus HGC-Studie mit Korrekturfaktor
Johanngeorgenstadt	3,3	Aus GWPS Sachsen
Lauta	3,6	Aus HGC-Studie mit Korrekturfaktor
Marienberg	3,9	Aus GWPS Sachsen
Oelsnitz/Erzgeb.	3,3	Aus GWPS Sachsen
Pöhl-Tellerhäuser	3,5	Aus HGC-Studie mit Korrekturfaktor
Schneeberg	3,7	Aus GWPS Sachsen
Schönbrunn	3,8	Aus HGC-Studie mit Korrekturfaktor
Schwarzenberg	3,4	Aus HGC-Studie mit Korrekturfaktor
Warmbad	3,5	Aus HGC-Studie mit Korrekturfaktor
Wiesbaden	3,5	Aus HGC-Studie mit Korrekturfaktor

Diese Bewertung wird anschließend als eine Grundlage verwendet, um geeignete Gemeinden für die Untersuchung der Modellquartiere auszuwählen. Dies wird in Kapitel 2.3 beschrieben.

### 2.2.3 Quantifizierung des Wärme- und Kühlpotenzials von Grubenwasser

Grubenwasser steht in Bergwerksregionen in unterschiedlichen Formen zur Verfügung. Diese reichen von nahezu ruhendem Grubenwasser in tiefen Strecken und Abbauen, bis hin zu einem oberflächennah kontinuierlich abfließenden Strom (z.B. Wasserlösestollen). Die in dem Wasser verfügbare Wärme, kann durch zwei Ausführungsarten von Grubenwassergeothermieanlagen gewonnen werden.

- Geschlossene Grubenwassersysteme  
→ Wärmeübertragende Bauteile werden direkt im Grubenwasser eingebaut (z.B. Rohrschlangen in Entwässerungstollen)
- Offene Grubenwassersysteme  
→ Das Grubenwasser wird aktiv an die wärmeübertragenden Bauteile gefördert (z.B. Pumpen über die Erdoberfläche zu einem Wärmeübertrager)

In der Praxis ist die Gewinnung großer Wärmemengen aus geschlossenen Grubenwassersystemen mit Herausforderungen behaftet. Diese beinhalten den sicheren Zugang zum Grubenwasser, notwendige technische Infrastruktur und die vergleichsweise großen Wärmeübertragerflächen. Werden diese Faktoren in Kombination mit den Randbedingungen in der Modellregion des Erzgebirges betrachtet, wird die Nutzungsform für das vorliegende Projekt als nicht relevant eingestuft. Der weitere Fokus liegt daher auf der großtechnischen Nutzung von offenen Grubenwassersystemen. Auch innerhalb dieser Kategorie können sich Systeme, insbesondere bei der Erschließung des Grubenwassers unterscheiden.

Durch die Heterogenität der Reviere und der potenziellen Anlagenstandorte ist es daher wichtig verschiedene Anlagentypen abzubilden. Nachfolgend werden daher insbesondere zwei Formen der Grubenwasserschließung betrachtet:

- Geflutete Strecken
- Aktive oder passive Entwässerung (z.B. Wasserhaltung oder Entwässerungsstollen)

Diese Arten der Grubenwasserschließung sind zudem in Abbildung 13 dargestellt.

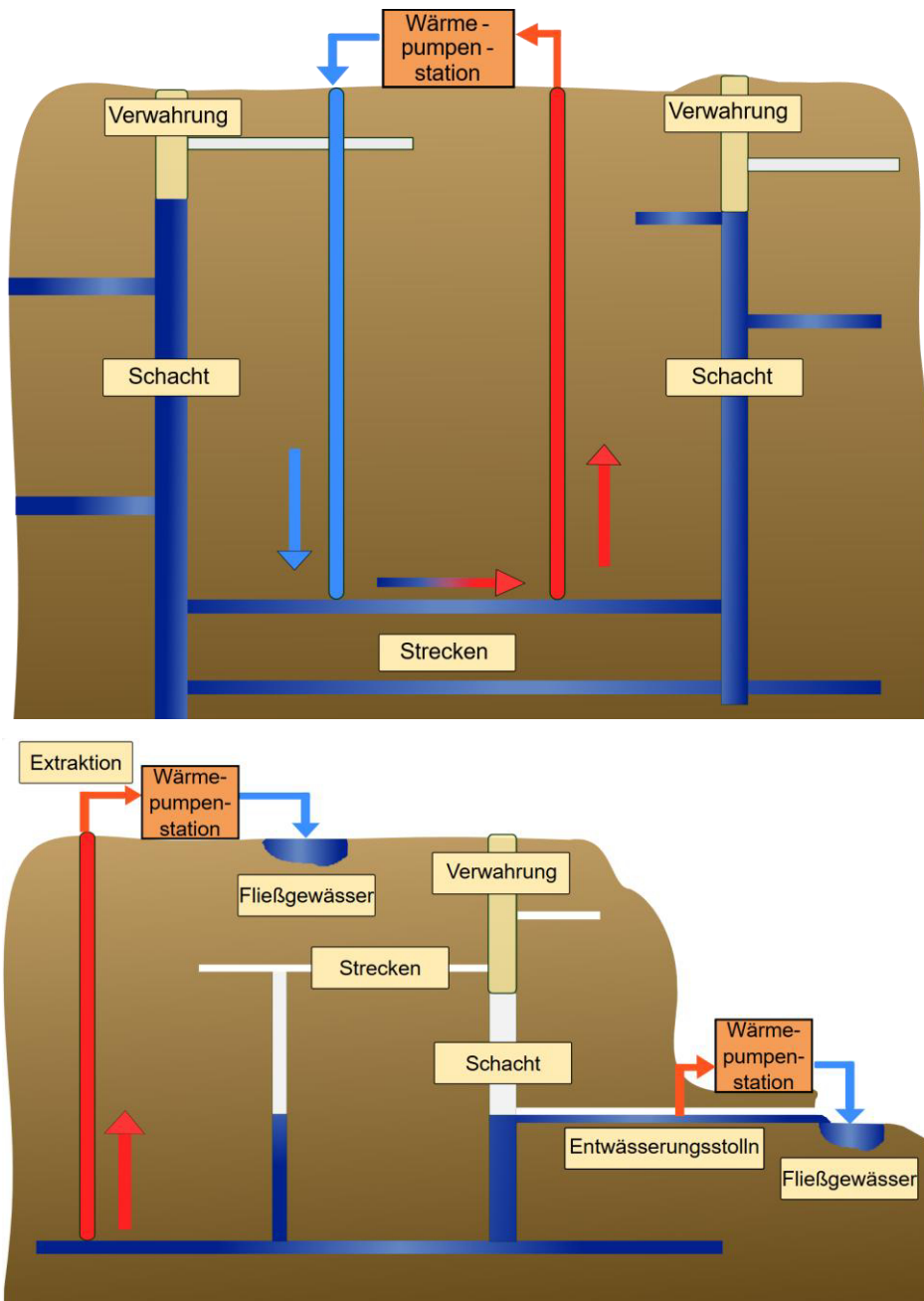


Abbildung 13: Vergleich der Erschließungsarten von Grubenwasser, oben – Geflutete Strecken, unten – Entwässerung (Wasserhaltung oder Entwässerungsstollen)

Ein Großteil der in der Modellregion verorteten Wärmeabnehmer befindet sich nicht direkt an aktiver oder passiver Entwässerungsinfrastruktur, da Wasserhaltungsstationen und Entwässerungsstollen zumeist mit Abstand zur örtlichen Wohnbebauung errichtet wurden. Ein hohes standortspezifisches Nutzungspotenzial haben jedoch geflutete Strecken. Ein großer Teil des Wärmebedarfs der Bergbaugemeinden befindet sich über potenziell geeigneten Hohlräumen, wie in Abbildung 14 zu erkennen ist.

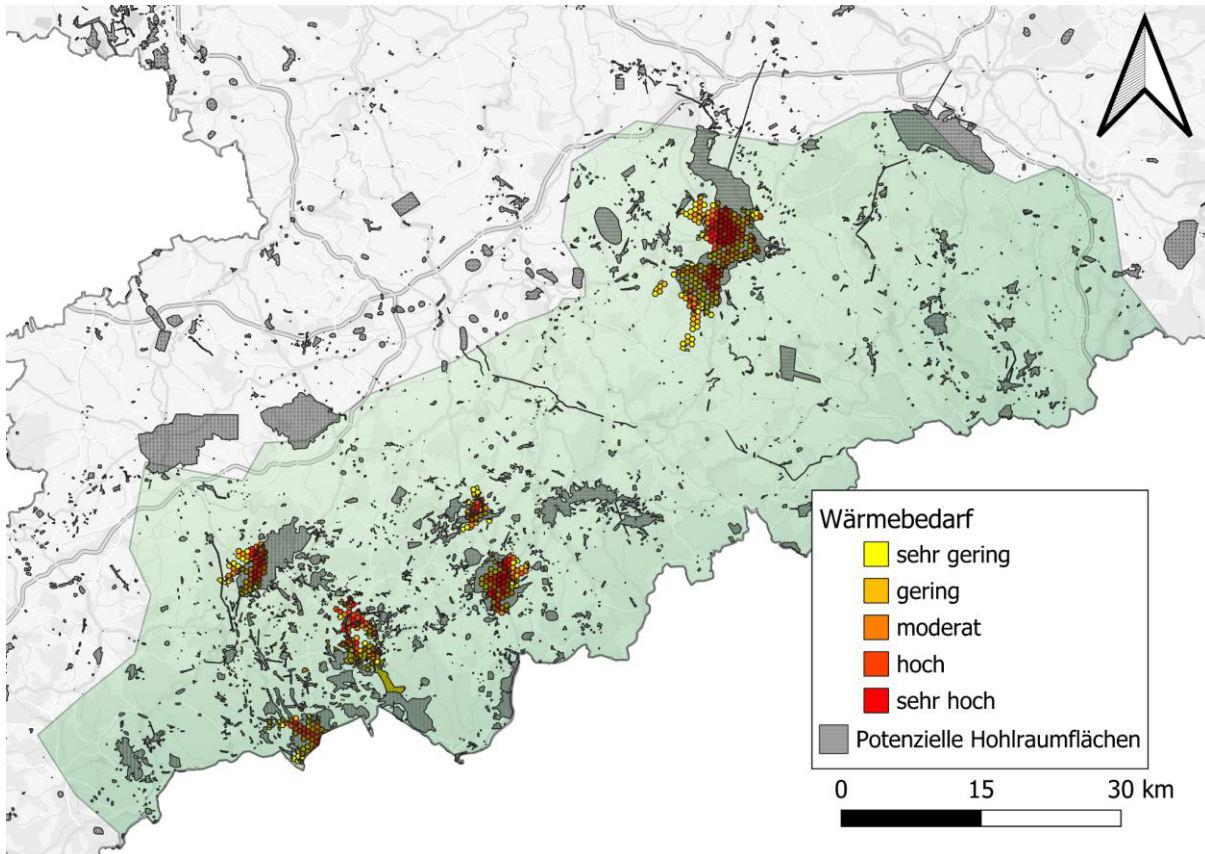


Abbildung 14: Montanregion mit Wärmebedarfsdarstellung ausgewählter Gemeinden und potenziellen Hohlräume (Quelle Hohlräume: Sächsisches Oberbergamt)

Diese potenziell geeigneten Hohlräume stellen geflutete Strecken, Abbaue und Schächte dar [41]. Sollen diese genutzt werden, so ist es insbesondere bei großen Anlagen wichtig das Grubenwasser nach der Nutzung wieder in das Grubengebäude zurückzuführen. Dies ist notwendig, da eine umfangreiche Energieversorgung mit Grubenwasser Volumenströme benötigt, welche nicht ohne weiteres oberflächlich abgeschlagen werden können [42]. Weiterhin kann es erforderlich sein, die Wasserbilanz im Grubengebäude ausgeglichen zu halten, um die Stabilität des Grubengebäudes nicht zu gefährden. Im Folgenden wird daher das Potenzial gefluteter Strecken mit Grubenwasserrückführung als am weitesten einsetzbare Umsetzungsform fokussiert.

### **Grubenwassernutzung in gefluteten Strecken mit Rückführung**

Bei dieser Nutzung wird das Grubenwasser an einem Entnahmepunkt zunächst zu der Wärmeübertragerstation gefördert (z.B. über einen vorhandenen Schacht oder über eine Entnahmebohrung). Nach der energetischen Nutzung wird das Grubenwasser in das Grubengebäude zurückgegeben. Das rückgeführte Grubenwasser fließt anschließend wieder zum Entnahmepunkt, wobei es im Wärmeaustausch mit dem Gestein steht und seine Ausgangstemperatur anstrebt (vgl. Abbildung 13). Die grubenspezifischen Randbedingungen wie die Länge des Fließweges, das Temperaturniveau des Gesteins und zusätzlich vorhandene Strömungen beeinflussen dabei die mögliche Wärmegewinnung. Beim Betrieb solcher Anlagen ist es essenziell zu beachten, dass sie so ausgelegt sind, dass das Grubenwasser und das Gestein nicht zu schnell ausgekühlt werden. Eine korrekte thermodynamische Vorbetrachtung des Grubenwassersystems ist daher wichtig. Ein Kernstück des Projektes **GEoQart** ist daher die Implementation eines geeigneten Rechenverfahrens.

Eine 3D-CFD-Simulation stellt die genaueste Methode zur Berechnung dar und wird nur durch Informationsdefizite über die Grubengebäude eingeschränkt. Sowohl die Wärmetransportprozesse im Festkörper als auch die konjugierte Wärmeübertragung im Fluid kann es akkurat wiedergeben. Die lange Arbeitszeit der Simulation inklusive Geometrierstellung, Gittererzeugung, Berechnung und Nachbearbeitung machen sie für eine schnelle Potenzialabschätzung ungeeignet. Für eine Parameterstudie mit verschiedenen

Stoffwert- und Geometrieadjustierungen sollten reduzierte Modelle genutzt werden. [43]

Um ein geeignetes Modell zur Implementierung zu finden, wurden Literaturmodelle recherchiert. Der Wärmetransportprozess im Wasser und im Gestein umfasst räumliche sowie zeitliche Dimensionen und Wärmeübertragungsmechanismen. Die Lösung eines solchen Systems ist über einfache analytische Verfahren nicht ohne weiteres möglich. Vorhandene analytische Ansätze in der Literatur bedienen sich daher oft Vereinfachungen und stationären Wärmetransportberechnungen, welche Realanlagen jedoch nur eingeschränkt abbilden [44, 45]. Reduzierte numerische Modelle wurden für diesen Anwendungsfall ebenfalls entwickelt [46, 47]. Diese lösen das System räumlich und zeitlich diskret auf, um praxisnähere Bedingungen abbilden zu können (z.B. schwankende Wärmelasten, Wärmespeichereffekte im Gestein). Tests an definierten Grubenwasserstrecken zeigten jedoch, dass die implementierten Rechenverfahren der numerischen Literaturmodelle Stabilitätsproblematiken aufweisen. Diese können durch hinreichend feine Auflösungen der räumlichen und zeitlichen Dimensionen behoben werden, was jedoch zu höheren Rechenzeiten führt [47, 43]. Dieser Trend verstärkt sich, wenn das Strömungsregime vom laminaren in den turbulenten Bereich übergeht. Um ein für das Projekt nutzbares schnelles und hinreichend genaues Modell implementieren zu können, wurde daher ein eigenes Modell in der Programmiersprache C entwickelt. Dieses kombiniert die numerisch gelösten Wärmetransport- und Wärmespeicherprozesse im Gestein mit der analytisch gelösten Energiebilanz im Grubenwasser. Das so entwickelte Modell dient als Grundlage zur Bewertung gefluteter Strecken. Die Randbedingungen können flexibel variiert und verschiedene Szenarien abgebildet werden.

Damit ist es möglich, Voruntersuchungen zum thermodynamischen Verhalten verschiedener Streckenkonfigurationen durchzuführen und den Einfluss verschiedener Parameter auf die Wärmegewinnung zu beurteilen.

### **Funktionalität und Anwendung des Grubenwassermodells**

Das Modell bildet 2 Domänen ab – eine Fluiddomäne als Hohlzylinder und eine Soliddomäne als Festkörpermantel. Die Charakterisierung des Systems erfolgt über streckenspezifische, thermophysikalische und betriebsspezifische Parameter.

Tabelle 10: Charakterisierungsparameter des Grubenwassermodells

Kategorie	Parameter
Streckenspezifisch	Streckenlänge in m
	Streckendurchmesser in m
Thermophysikalisch	Gesteinsdichte in $\text{kg/m}^3$
	Wärmeleitfähigkeit des Gesteins in $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$
	Spezifische Wärmekapazität des Gesteins in $\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$
	Anfangstemperatur des Gesteins in $^{\circ}\text{C}$
	Grubenwasserdichte in $\text{kg/m}^3$
	Wärmeleitfähigkeit des Grubenwassers in $\text{W}/(\text{m}\cdot\text{K})$
	Spezifische Wärmekapazität des Grubenwassers in $\text{J}/(\text{kg}\cdot\text{K})$
	Dynamische Viskosität des Grubenwassers in $\text{m}^2\cdot\text{s}$
	Sekundäres Grubenwasser-Einströmverhältnis
Betriebsspezifisch	Simulationszeitraum
	Systemwärmelast in kW
	Systemdurchflussrate in l/s
	Temperaturdifferenz über Wärmeübertrager in K
	Kühl-/Heizverhältnis in -
	Kritische Rückgabetemperatur in $^{\circ}\text{C}$
	Systemauslastungsstunden in h/Jahr

Mit diesen Parametern kann ein Grubenwassersystem in dem Modell charakterisiert und das thermodynamische Verhalten über die Zeit berechnet werden. Die Rechengeschwindigkeit des Modells hängt insbesondere von der Länge des Rechengebietes und dem Simulationszeitraum ab. Durch die Implementierung in der Programmiersprache C können Berechnungsgeschwindigkeiten von ca. 0,05 Sekunden pro 1.000 m Rechengebietlänge und 1 Jahr Simulationszeit erreicht werden (Single-Core, Intel

Core i5-9400 @ 2,90 GHz). In der Praxis anzutreffende Streckenlängen von 1.000 – 4.000 m [48, 42] können für einen Simulationszeitraum von 30 Jahren so innerhalb weniger Sekunden berechnet werden.

Um für eine gegebene Strecke die gewinnbare Wärmemenge zu bestimmen, sind neben streckenspezifischen und thermophysikalischen Parametern insbesondere die betriebs-spezifischen Parameter zu berücksichtigen. Dies ist notwendig, da eine definierte Strecke über einen bestimmten Zeitraum je nach tatsächlich angelegter Leistung unterschiedliche Wärmemengen zur Verfügung stellt. Dies wird anhand der in Tabelle 11 definierten Beispielstrecke und den Untersuchungsergebnissen in Abbildung 15 verdeutlicht.

Tabelle 11: Definition von den Charakterisierungsparametern einer Beispielstrecke für die Untersuchung der gewonnenen Wärmemenge

Parameter	Wert
Streckenlänge in m	2.000
Streckendurchmesser in m	2
Gesteinsdichte in kg/m <sup>3</sup>	2.700
Wärmeleitfähigkeit des Gesteins in W/(m·K)	4
Spezifische Wärmekapazität des Gesteins in J/(kg·K)	850
Anfangstemperatur des Gesteins in °C	21
Grubenwasserdichte in kg/m <sup>3</sup>	1.000
Wärmeleitfähigkeit des Grubenwassers in W/(m·K)	0,58
Spezifische Wärmekapazität des Grubenwassers in J/(kg·K)	4.186
Dynamische Viskosität des Grubenwassers in m <sup>2</sup> ·s	1,24·10 <sup>-6</sup>
Sekundäres Grubenwasser-Einströmverhältnis	0,1
Simulationszeitraum in Jahren	30
Systemwärmelast in kW	variabel
Systemdurchflussrate in l/s	Abh. von Systemwärmelast
Temperaturdifferenz über Wärmeübertrager in K	5
Kühl-/Heizverhältnis in -	0
Kritische Rückgabetemperatur in °C	2
Systemauslastungsstunden in h/Jahr	8.760

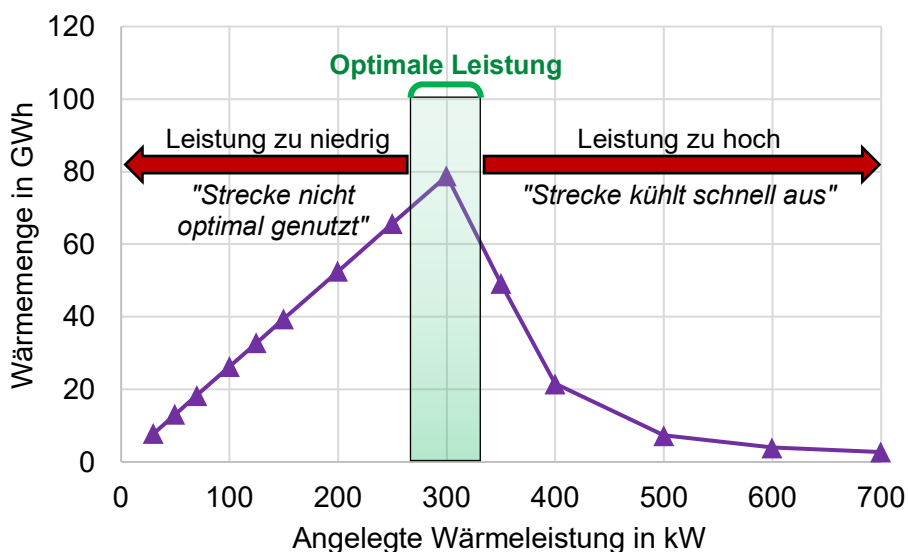


Abbildung 15: Wärmepotenzial einer Strecke in Abhängigkeit der angelegten Leistung (konstant über den Betrachtungszeitraum)

Es wird ersichtlich, dass mit einem Anstieg der angelegten Wärmeleistung auch die Wärmemenge linear ansteigt, welche aus der Strecke über den Simulationszeitraum gewonnen werden kann. Dies ist der Fall, da eine geringe Wärmeleistung die Strecke nicht optimal ausnutzt und Wärme nach dem Simulationszeitraum in der Strecke „verbleibt“. Das Ansteigen der gewinnbaren Wärme setzt sich jedoch nicht unbegrenzt fort. Überschreitet die angelegte Leistung einen bestimmten Wert, so wird die Strecke noch vor Ende des Simulationszeitraumes (=Betrachtungszeitraum) ausgekühlt, was in Summe zu einer geringeren gewonnenen Wärmemenge führt. Die Auskühlung ist dabei als das Unterschreiten der kritischen Rückgabetemperatur definiert. Die kritische Rückgabetemperatur ist ein Grenzwert, welcher das Grubenwasser bei dem Wiedereintritt in das Grubengebäude nicht unterschreiten darf. Diese Temperatur kann durch technische und regulatorische Gründe definiert sein (z.B.: technisch – Frostgefahr; regulatorisch – potenzieller Schutz von Mikroorganismen). Abbildung 16 verdeutlicht beispielhaft den Zusammenhang von angelegter Leistung Streckennutzung.

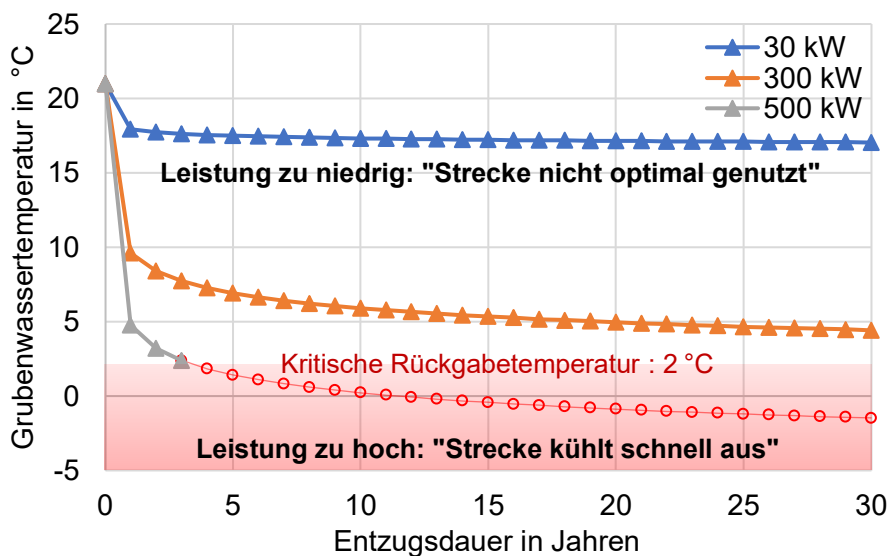


Abbildung 16: Mittlere Grubenwassertemperatur der Beispielstrecke über die Zeit in Abhängigkeit der angelegten Wärmeleistung

Bei 30 kW konstanter angelegter Wärmeleistung bleibt die Grubenwassertemperatur nicht unter 17 °C, so dass am Ende von 30 Jahren weiterhin nutzbares Wärmepotenzial in der Strecke verbleibt. Im Gegensatz dazu, führt das Anlegen von 500 kW konstanter Wärmeleistung dazu, dass die Grubenwassertemperatur nach 3 Jahren unter die kritische Rückgabetemperatur fällt und eine Anlage aus dem Betrieb genommen werden müsste. 300 kW Wärmeleistung hingegen führen zu einer besseren Auslastung, bei der die Strecke bis nah an die kritische Rückgabetemperatur ausgekühlt wird. Die kritische Rückgabetemperatur dient somit als Indikator, wie gut eine Strecke zum Ende einer Betrachtungsperiode genutzt wurde.

Um die nahezu optimale Leistung zu finden, müssen demnach verschiedene Leistungsfälle getestet werden. Aus diesen wird dann die Leistung gewählt, welche die Strecke am besten nutzt (300 kW in der Beispielstrecke aus Abbildung 15 und Abbildung 16). Für die nachfolgende Auswertung wurden diskrete Leistungsfälle verwendet, welche meist in 5-Kilowatt-Schritten unterteilt wurden. Dies gewährleistet, dass die Strecken nahezu optimal genutzt werden und die Ergebnisse aussagekräftig verglichen werden können. Für ein genaues Streckenoptimum, müsste ein Lösungsalgorithmus implementiert werden.

### **Parameterstudien zum Streckenpotenzial**

Nachfolgend wird der Einfluss verschiedener Charakterisierungsparameter auf das Wärmepotenzial einer Strecke untersucht. Dafür wird eine Beispielstrecke definiert, welche in ihren Charakterisierungsparametern in der Modellregion zu erwartenden Strecken darstellt [48, 42]. Um einen vergleichbaren Betriebsfall abzubilden, wird eine konstante Last als Randbedingung gesetzt (8.760 Volllaststunden im Jahr). Die Beispielstrecke ist nachfolgend in Tabelle 12 definiert.

Tabelle 12: Definition von den Charakterisierungsparametern einer Beispielstrecke für die Parameterstudien

Parameter	Wert
Streckenlänge in m	2.000
Streckendurchmesser in m	2
Gesteinsdichte in kg/m <sup>3</sup>	2.700
Wärmeleitfähigkeit des Gesteins in W/(m·K)	4
Spezifische Wärmekapazität des Gesteins in J/(kg·K)	850
Anfangstemperatur des Gesteins in °C	13
Grubenwasserdichte in kg/m <sup>3</sup>	1.000
Wärmeleitfähigkeit des Grubenwassers in W/(m·K)	0,58
Spezifische Wärmekapazität des Grubenwassers in J/(kg·K)	4.186
Dynamische Viskosität des Grubenwassers in m <sup>2</sup> ·s	1,24·10 <sup>-6</sup>
Sekundäres Grubenwasser-Einströmverhältnis	0,1
Simulationszeitraum in Jahren	30
Systemwärmelast in kW	variabel
Systemdurchflussrate in l/s	Abh. von Systemwärmelast
Temperaturdifferenz über Wärmeübertrager in K	5
Kühl-/Heizverhältnis in -	0
Kritische Rückgabetemperatur in °C	2
Systemauslastungsstunden in h/Jahr	8.760

Für die Untersuchungen ergibt sich für jede definierte Strecke eine höchste gewinnbare Wärmemenge. Da diese Energiemenge als physikalischer Wert, welche im Gigawattstundenbereich liegt, jedoch kein intuitives Erfassen im anlagentechnischen Sinne ermöglicht, wurde zur Auswertung dieser Wert in eine äquivalente Wärmepumpenanlagenleistung umgerechnet. Dazu wurde die Annahme getroffen, dass die entsprechende Anlage 4.380 Stunden im Jahr mit einer Jahresarbeitszahl von 3,5 läuft, was Jahresarbeitszahlen von realen Grubenwasseranlagen entspricht [14]. Nachfolgend wird der Einfluss wichtiger Charakterisierungsparameter analysiert.

### Streckenlänge – Wärmeleitfähigkeit des Gesteins

Diese Parameter sind bestimmend dafür, welche Menge an Grubenwasser in einer gegebenen Strecke zur Verfügung steht und wie die Wärme durch den Gesteinskörper transportiert wird. Das Grubenwasser agiert zu Beginn des Wärmeentzugs zunächst selbst als Wärmequelle. Darüber hinaus bestimmen diese Parameter ebenfalls, welche Gesteinsmasse wie gut thermisch aktiviert werden kann. Während die Streckenlänge beeinflusst, welche Gesteinsmasse erschlossen werden kann, wirkt sich die Wärmeleitfähigkeit (WLF) primär auf die thermische Aktivierung dieser Masse aus.

Für die gegebene Beispielstrecke für die Parameterstudien sind die Ergebnisse der Längen- und Wärmeleitfähigkeitsvariationen in Abbildung 17 aufgetragen.

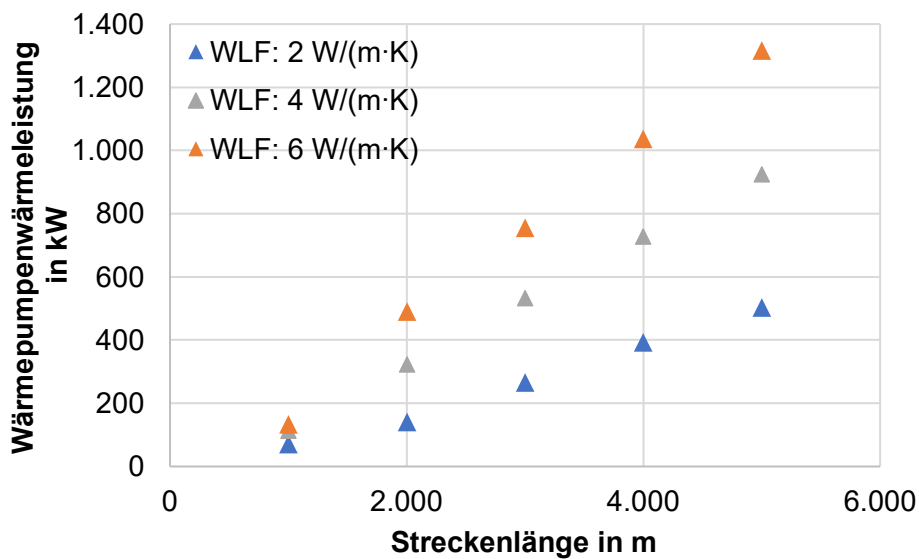


Abbildung 17: Grubenwasser-Parameterstudie zur Analyse der Auswirkung von Streckenlänge und der Wärmeleitfähigkeit des Gesteins auf die Wärmeleistung

Es wird deutlich, dass die Wärmeleistung sowohl mit der Länge als auch mit der Wärmeleitfähigkeit des Gesteins skaliert. Dabei ist der Effekt bei der Streckenlänge ausgeprägter. Im Mittelwert führt eine Verdopplung der Streckenlänge zu einem Anstieg der Wärmeleistung von 200 % - 370 %. Eine höhere Wärmeleitfähigkeit führt ebenfalls zu einer höheren nutzbaren Wärmepumpenwärmeleistung. Eine Erhöhung der Wärmeleitfähigkeit um  $2 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$  führt zu einem Anstieg zwischen 19 % und 130 %, wobei der Anstieg bei größeren Streckenlängen ausgeprägter ist. Insgesamt ist ersichtlich, dass eine geringe Wärmeleitfähigkeit durch eine größere Streckenlänge ausgeglichen werden kann. Da es unrealistisch ist, die Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes durch die Standortauswahl einzustellen, sollte der Fokus daher auf der Wahl einer entsprechend langen Strecke liegen. Informationen zum Gestein und seiner Leitfähigkeit sollten nachgelagert überprüft werden, um eine adäquate Abschätzung des Wärmepotenzials zu ermöglichen.

### Temperatur – Sekundäre Strömungen

Wenn man die Wärmeleistung von Umweltenergiequellen beurteilt, dann hat das Temperaturniveau dieser eine wichtige Auswirkung auf die verfügbare Wärme. Im Falle der Grubenwassergeothermie führt eine höhere Temperatur im System dazu, dass die kritische Rückgabetemperatur später erreicht wird und somit mehr Wärme entzogen werden kann. Gleichfalls entstehen in Systemen mit höheren Temperaturen über den Anlagenbetrieb größere Temperaturgradienten im Gestein, so dass der Gesteinsmantel um die Strecke effektiver thermisch genutzt wird.

Ein weiterer wichtiger Faktor ist die Beurteilung der vorliegenden sekundären Strömungen. Durch Wasserinfiltration und vorhandene Grundwasserströmungen können in den Grubengebäuden bereits Wasserströmungen vorliegen, bevor eine Grubenwasseranlage den Förderbetrieb aufnimmt. Weiterhin kann der Betrieb dieser Anlagen durch die induzierte Strömung dazu führen, dass das Grubenwasser benachbarter Strecken und Sohlen ebenfalls in Bewegung versetzt wird. Da die Strömungen dieser beiden Mechanismen die primäre Strömung der Grubenwasseranlage überlagern, werden diese hier als sekundäre Strömungen bezeichnet. Die Ergebnisse der Untersuchung sind in Abbildung 18 dargestellt. Für die Berechnung wurden die in Tabelle 12 hinterlegten Parameter verwendet.

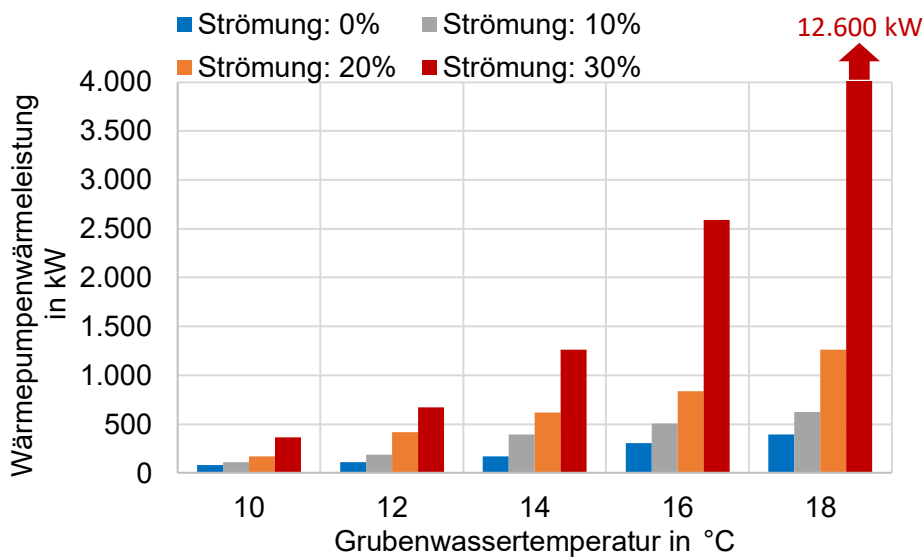


Abbildung 18: Grubenwasser-Parameterstudie zur Analyse der Auswirkung von Temperatur und sekundären Strömungen auf die Wärmeleistung

Wie zuvor erläutert sticht der Zusammenhang hervor, dass höhere Grubenwassertemperaturen gleichermaßen die mögliche Wärmeleistung der Anlage erhöhen. Dieser Effekt ist umso ausgeprägter, wenn eine Sekundärströmung durch das Grubengebäude vorliegt. Da die Sekundärströmung als Anteil an der Gesamtfördermenge des Grubenwassers gerechnet wird verstärkt sich dieser Effekt bei hohen Grubenwasserfördermengen. Dies kann bei realen Anlagen dadurch auftreten, dass ein großer Fördervolumenstrom durch das Grubengebäude weitere Grubenteile strömungstechnisch aktiviert. Besonders ausgeprägt sind die Wärmeleistungsgewinne durch die Sekundärströmung bei hohen Temperaturen. Dies ist durch die hohe Wärmespeicherkapazität des Grubenwassers zu begründen. Bereits geringe Mengen an stetigem Zustrom führen über eine Betrachtungsdauer von Jahrzehnten zu beträchtlichen Wärmegewinnen. So ist im Vergleich von 0 % Zustrom und 10 % Zustrom im Mittel ein Wärmeleistungsgewinn von 71 % zu erwarten. Es ist wichtig zu beachten, dass reale Grubengebäude durch ihre hydraulischen Verbindungen mit hoher Wahrscheinlichkeit Sekundärströmungen aufweisen. Da diese jedoch vor einer anlagentechnischen Erschließung meist nicht genau quantifiziert werden können, sollten für Abschätzungen konservative Werte gewählt werden.

### Kritische Rückgabetemperatur

Die gewinnbare Umweltwärme einer wärmetechnischen Anlage ist neben dem Temperaturniveau der Wärmequelle (z.B. Grubenwasser) ebenfalls von der Temperatur abhängig, bis zu welcher diese abgekühlt werden darf. Bei Systemen in welchen die Wärme erschöpft werden kann ist dies von besonderer Wichtigkeit. Dies ist bei der Streckennutzung der Grubenwassergeothermie relevant, da ein geschlossenes Grubensystem mehr als Wärmespeicher, denn als Wärmequelle zu verstehen ist. Durch die räumlichen Dimensionen der Wärmeübertragung im Gestein, vollzieht sich die natürliche Wärmeregeneration über große Zeiträume. Diese gehen über die eines Anlagenbetriebs hinaus [45, 42]. Es muss somit beachtet werden, dass ein solches System als erschöpfbar anzusehen ist. Eine geringere kritische Rückgabetemperatur führt dazu, dass ein gegebenes Grubensystem eine größere effektive Wärmemenge abgeben kann, bevor die Erschöpfung eintritt. Es ist im wärmetechnischen Sinne daher vorteilhaft diese so gering wie möglich anzusetzen. Dabei müssen jedoch ebenfalls technische wie regulatorische Limitationen beachtet werden. Technisch darf die Rückgabetemperatur nicht in einen Bereich fallen, wo Vereisungsgefahr und folgende Frostschäden an Anlagenbauteilen zu erwarten sind. Regulatorisch muss beachtet werden, dass Behörden vorsehen können, dass die Rückgabetemperatur nicht unter einen bestimmten Wert fallen darf. Dies kann vorgeschrieben werden, um mikrobielle und hydrochemische Auswirkungen, oder die Bildung von Eis zu vermeiden [40]. Seismische Aktivitäten durch Wärmeentzug in Grubengebäuden konnten durch neue Forschungsergebnisse weitestgehend ausgeschlossen werden [49]. Die Ergebnisse der Auswirkungen der kritischen Rückgabetemperatur in Abhängigkeit der Länge sind in Abbildung 19 dargestellt.

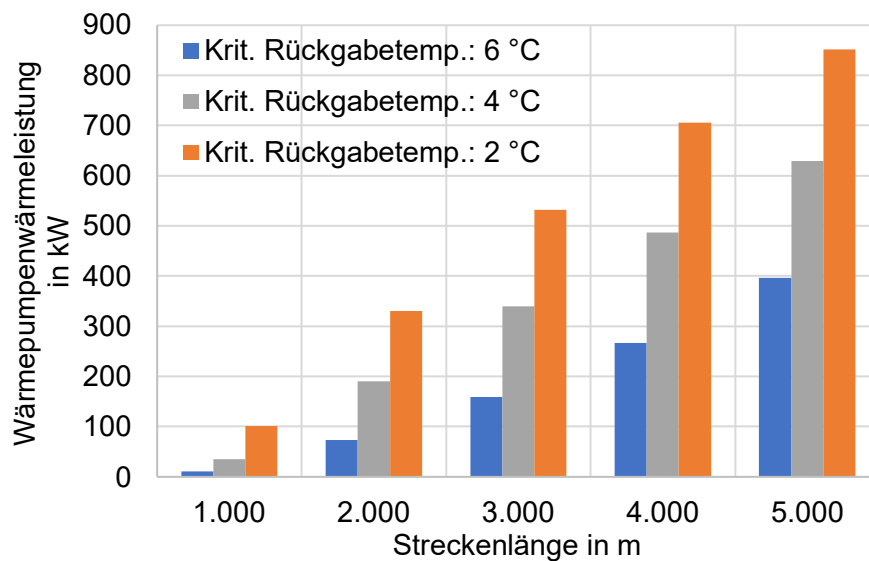


Abbildung 19: Grubenwasser-Parameterstudie zur Analyse der Auswirkung von kritischer Rückgabetemperatur und Streckenlänge auf die Wärmeleistung

Es wird ersichtlich, dass selbst das Wärmepumpenleistungspotenzial einer langen Strecke in hohem Maße von der kritischen Rückgabetemperatur beeinflusst wird. Besonders ausgeprägt wird die Wirkung jedoch im Bereich von kürzeren Strecken, wo eine Verringerung der kritischen Rückgabetemperatur von 6°C auf 2°C die Wärmeleistung von um 900 % erhöht. Mit steigender Streckenlänge verringert sich dieser Effekt, führt im Fall der längsten Strecke dennoch weiterhin um eine Verdopplung der möglichen Wärmepumpenwärmeleistung. Für die Planung und die Beantragungsphase sollte somit ein erhöhter Fokus auf der Annahme der minimalen Rückspeisetemperatur liegen. Wird im Einvernehmen mit dem Planungsbüro und den Behörden dieser Wert sicher und technisch vorteilhaft gewählt, wird langfristig eine effektive Grubennutzung gewährleistet.

### **Vergleich der Grubenwassererschließung: Strecke und Entwässerung**

Die Wärme des Grubenwassers bei Grubenwasseranlagen kann beim offenen Betrieb (aktive Förderung des Grubenwassers) durch zwei Arten erschlossen werden. In den vorangegangenen Parameterstudien wurde die Nutzung gefluteter Strecken betrachtet, da diese ein größeres Abnehmerpotenzial in der Modellregion abdecken. Befinden sich Abnehmer jedoch in unmittelbarer Nähe zu Entwässerungsinfrastrukturen (vgl. Abbildung 13), so kann die daraus gewonnene Wärme ein größeres Potenzial darstellen, als die Nutzung einer gefluteten Strecke.

Um einen Vergleich zu schaffen, wurde eine passive Entwässerung in Form eines Entwässerungstollens in der Modellregion gewählt und als Vergleichsgrundlage mit verschiedenen Streckenmodellen verglichen. Der Entwässerungstollen ist der „Tiefe Sauberger Stollen“ in Ehrenfriedersdorf, welcher in langjährigen Messungen einen Mindestvolumenstrom von 150 m<sup>3</sup>/h aufweist [50]. Damit ordnet sich dieser im Mittelfeld der sächsischen Entwässerungstollen ein und bildet einen repräsentativen Vergleichsfall [51]. Somit kann eine konservative Abschätzung der mindestens verfügbaren Wärmeleistung durchgeführt werden, welche in Tabelle 13 dargestellt ist.

Tabelle 13: Definition der Charakterisierungsparameter und resultierende Wärmepumpenwärmeleistung des tiefen Sauberger Stollens als repräsentativer Entwässerungsstollen, Volumenstrom basierend auf dem geringsten Jahreswert [50]

Parameter	Wert
Volumenstrom in m <sup>3</sup> /h	150
Dichte in kg/m <sup>3</sup>	1.000
Spezifische Wärmekapazität in J/(kg·K)	4.186
Temperatur in °C	11
Abkühlung auf °C	6
Grubenwasser-Wärmeleistung in kW	872
<b>Wärmepumpenwärmeleistung in kW (JAZ = 3,5)</b>	<b>1.220</b>

Es wird deutlich, dass trotz der Annahme des geringsten Jahreswertes des Volumenstroms, der für Sachsen repräsentative Sauberger Stollen ein hohes Wärmeleistungspotenzial hat. Dieser Wert kann nun als Basis dienen, an denen verschiedene Streckenszenarien bezüglich ihrer Wärmeleistung verglichen werden können. Der Vergleich ist in Abbildung 20 dargestellt.

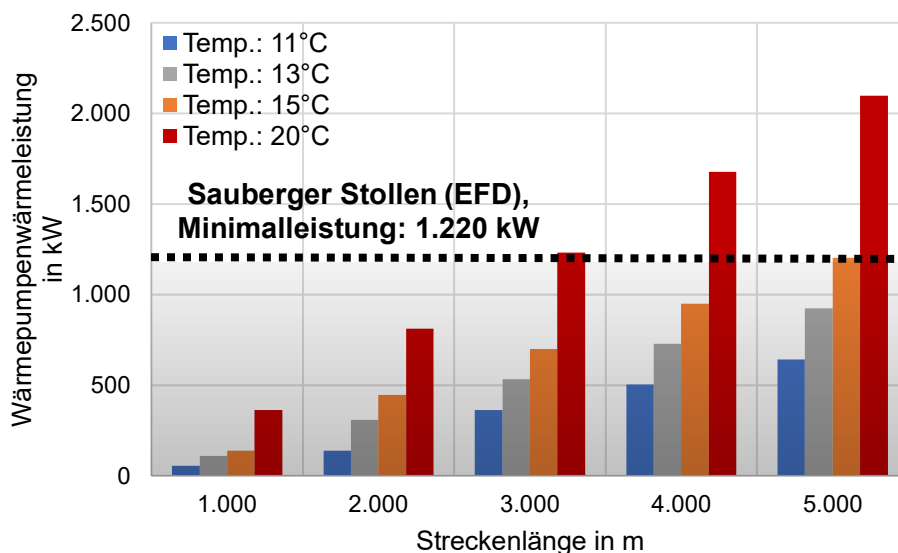


Abbildung 20: Grubenwasser-Parameterstudie zum Vergleich der möglichen Wärmepumpenwärmeleistung eines Entwässerungsstollens gegenüber von Streckennutzungen

Es ist erkennbar, dass durch die Art der Grubenwassererschließung und Nutzung einen großen Einfluss auf die Wärmegegewinnung hat. Während im Entwässerungsstollen Wärme kontinuierlich zur Verfügung steht, ist diese in der Strecke durch die Wärmespeichermasse im Grubenwasser und im Gestein begrenzter. Dies führt dazu, dass im vorliegenden Vergleich Strecken erst ab einer Länge von 3.000 m und einer Grubenwassertemperatur von 20°C eine äquivalente Wärmeleistung liefern. Ab 5.000 m könnte eine Strecke mit einer Grubenwassertemperatur von 15°C eine äquivalente Wärmepumpenwärmeleistung liefern. Dies verdeutlicht, dass die Erschließungsmöglichkeit von Entwässerungsstrukturen (Stollen wie Pumpenanlagen) in Betracht gezogen werden sollten, wenn dies an dem gewählten Standort möglich ist.

## 2.3 Interpretation und Ranking der Ergebnisse sowie Auswahl geeigneter Modellquartiere für die Entwicklung von Realisierungskonzepten (AP 3)

**In diesem Arbeitspaket wird ein Ranking der untersuchten Standorte basierend auf definierten Kriterien, wie dem theoretischen Wärme- und Kältepotenzial sowie der verfügbaren Abnehmerstruktur, durchgeführt. Anschließend werden mindestens zehn Modellquartiere ausgewählt, die unterschiedliche Kombinationen von Faktoren wie abgebauter Rohstoff, Alter der Bergwerke und Besiedlungsstruktur repräsentieren. Diese Quartiere dienen als Basis für die weiteren Projektaktivitäten und stellen sicher, dass die Ergebnisse auf andere Regionen übertragbar sind.**

### 2.3.1 Auswahl geeigneter Gemeinden für nachfolgende Quartiersanalysen

Nach Abschluss der vollständigen obertägigen Analyse (vgl. Kapitel 2.1) sowie der untertägigen Potenzialbewertung (vgl. Kapitel 2.2) erfolgte im Projekt **GEoQart** die Auswahl geeigneter Gemeinden für weiterführende Quartiersanalysen. Ziel war es, jene Kommunen zu identifizieren, in denen sowohl gute Bedingungen energiebedarfsseitig vorhanden ist als auch ein relevantes untertägiges Potenzial aus Grubenwassergeothermie vorliegt und somit die Entwicklung tragfähiger Versorgungskonzepte realistisch erscheint.

Die obertägige Analyse umfasste zunächst die Abgrenzung des Untersuchungsgebiets durch Auswahl aller Gemeinden innerhalb der Montanregion Erzgebirge. Anschließend wurde die siedlungsstrukturelle Prägung der Gemeinden bewertet und mit der räumlichen Verteilung bergbaulicher Hohlräume verschnitten. Hierdurch konnte ermittelt werden, welcher Anteil der energetisch relevanten Flächen – also Wohn-, Gewerbe- und Industrieflächen – direkt über untertägigen Hohlräumen liegt. Ergänzend dazu wurden die gebäudescharfen Wärme- und Kühlbedarfe berechnet und auf Gemeindeebene aggregiert. Diese Analyse lieferte eine erste Einschätzung, in welchen Gemeinden eine räumliche Nähe zwischen energetischem Bedarf und potenzieller Grubenwasserquelle besteht.

Parallel dazu wurde im Rahmen der untertägigen Analyse das energetische Potenzial der bergbaulichen Hohlräume in der gesamten Modellregion bewertet. Hierfür wurde eine Bewertungsmatrix mit einer Skala von 1 (geringe Eignung, niedriges energetisches Potenzial) bis 5 (sehr hohe Eignung, großes energetisches Potenzial) entwickelt (vgl. Tabelle 4). In diese Bewertung flossen unter anderem Parameter wie bekannte Wassermengen, Temperaturbereiche, Zugänglichkeit der Grubenbaue sowie vorhandene Messdaten ein.

Im ersten Selektionsschritt wurden die Gemeinden mit dem höchsten Anteil energetisch relevanter Flächen über Hohlräumen (Ergebnis der obertägigen Analyse) mit den Gemeinden verglichen, die in der untertägigen Analyse die höchsten Potenzialwerte aufwiesen. In den jeweiligen Top-10 beider Auswertungen lagen die vier Gemeinden Annaberg-Buchholz, Freiberg, Schneeberg und Aue-Bad Schlema. Aufgrund der hohen Eignung in beiden Bewertungsdimensionen wurden Annaberg-Buchholz, Freiberg und Schneeberg für die weiterführenden Quartiersanalysen ausgewählt. Aue-Bad Schlema wies eine vergleichbar gute Bewertung auf, wurde jedoch nicht berücksichtigt, da im Projektzeitraum bereits eine detaillierte Quartiersanalyse im Rahmen eines KfW-Projekts durchgeführt wurde und somit Doppelarbeiten vermieden werden sollten.

Darüber hinaus wurden weitere Gemeinden aufgenommen, obwohl sie nicht in beiden Analysen Spitzenplätze belegten. Johannegeorgenstadt wurde ausgewählt, da sich unter nahezu der gesamten energetisch relevanten Fläche bergbauliche Hohlräume befinden. Damit besteht eine hohe Wahrscheinlichkeit, geeignete Quartiere unmittelbar oberhalb verfügbarer Grubenwasserpotenziale zu identifizieren. Die Gemeinde wurde in der obertägigen Analyse entsprechend sehr gut bewertet.

Brand-Erbisdorf wurde ebenfalls berücksichtigt, da auch hier ein hoher Anteil energetisch relevanter Flächen über Hohlräumen liegt. Zusätzlich bestanden seitens der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH bereits enge Kontakte zu den kommunalen Vertretern aus vorangegangenen Projekten. Die Gemeinde war daher als

assoziiertes Partner in **GGeoQart** eingebunden und unterstützte das Projekt mit umfangreichen realen Messdaten zu Wärme- und Strombedarfen öffentlicher Gebäude. Diese Datengrundlage stellte einen erheblichen Vorteil für die Quartiersmodellierung und die anschließende wirtschaftliche Bewertung der Versorgungskonzepte dar.

Ehrenfriedersdorf wurde ebenfalls als geeignete Gemeinde identifiziert. Sie wurde in der untertägigen Analyse als zweitbeste Gemeinde bewertet. Darüber hinaus bestanden sehr gute Kooperationsstrukturen mit der TU Bergakademie Freiberg. Aufgrund dieser engen Zusammenarbeit war Ehrenfriedersdorf ebenfalls assoziiertes Projektpartner. Die guten Beziehungen ermöglichten umfangreiche Messkampagnen im Bergwerk, darunter Volumenstrommessungen, die für die Validierung der Potenzialabschätzung und die Ausarbeitung belastbarer Versorgungskonzepte von großem Vorteil waren.

Als weitere Gemeinde wurde Schwarzenberg/Erzgeb. ausgewählt. Zwar erreichte sie weder in der obertägigen noch in der untertägigen Analyse Spitzenbewertungen, jedoch lag sie im kleinstädtisch-dörflichen Raum innerhalb dieser Siedlungsstrukturkategorie an erster Stelle. Da die übrigen ausgewählten Gemeinden überwiegend im mittelstädtischen bzw. städtischen Raum liegen, sollte mit Schwarzenberg eine strukturell anders geprägte Kommune in die Untersuchung einbezogen werden. Dadurch wird eine größere Bandbreite siedlungsstruktureller Rahmenbedingungen abgedeckt und die Übertragbarkeit der Ergebnisse erhöht.

Insgesamt erfolgte die Auswahl der Gemeinden somit nicht ausschließlich auf Basis einer quantitativen Rangliste, sondern unter Berücksichtigung mehrerer Kriterien: räumliche Überlagerung von Bedarf und Potenzial, absolute energetische Größenordnungen, Datenverfügbarkeit, Kooperationsstrukturen sowie Repräsentativität unterschiedlicher Siedlungsstrukturen. Diese mehrdimensionale Auswahlstrategie stellt sicher, dass die nachfolgenden Quartiersanalysen sowohl technisch fundiert als auch praxisnah durchgeführt werden können.

### 2.3.2 Auswahl von 10 Modellquartieren

Im unmittelbaren Anschluss an die Auswahl geeigneter Gemeinden erfolgte im Projekt **GGeoQart** die Identifikation von zehn Modellquartieren für vertiefende Analysen und die Entwicklung konkreter Versorgungskonzepte auf Basis von Grubenwassergeothermie. Grundlage bildeten die zuvor ausgewählten sieben geeigneten Gemeinden innerhalb der Montanregion Erzgebirge. Damit wurde aus insgesamt 106 Gemeinden der Gesamtregion eine gezielte, vertiefte Auswahl auf Quartiersebene vorgenommen.

Zu Beginn des Auswahlprozesses wurde in allen sieben ausgewählten Gemeinden eine gezielte Abfrage bei den kommunalen Vertretern durchgeführt. Ziel war es, lokale Einschätzungen, geplante städtebauliche Entwicklungen sowie strategisch relevante Gebiete frühzeitig zu berücksichtigen. Die kommunalen Rückmeldungen lieferten Hinweise auf potenziell geeignete Quartiere, etwa im Zusammenhang mit anstehenden Sanierungen, Neubaugebieten, größeren kommunalen Liegenschaften oder bereits diskutierten Energieprojekten. Diese Vorschläge wurden systematisch geprüft und – sofern sie mit den energetischen und geologischen Kriterien vereinbar waren – in die weitere Auswahl integriert.

Parallel zur kommunalen Einbindung erfolgte eine datenbasierte Analyse mit Schwerpunkt auf der abnehmerseitigen Struktur. Ziel war es, belastbare Vergleichsgrundlagen zwischen unterschiedlichen Quartieren und Gemeinden zu schaffen. Hierzu wurden gebäudescharfe Wärmeabnehmerdaten mit einem regelmäßigen Raster verschnitten und sowohl innerhalb einzelner Gemeinden als auch gemeindeübergreifend ausgewertet. Auf dieser Grundlage konnten räumlich verdichtete Bereiche mit hoher energetischer Relevanz identifiziert werden. Außerdem konnten Konzentrationen von Abnehmern bestimmter Sektoren (Wohnen, Gewerbe oder Kommune) identifiziert werden. Ziel war es, ein möglichst breites Spektrum von verschiedenen Eigenschaften in den ausgewählten Quartieren vorzufinden. In Abbildung 21 ist die Zerlegung und Bewertung von Gemeinden mittels Rasteranalyse anhand von einer Beispielgemeinden in der Montanregion Erzgebirge dargestellt.

Zur Bewertung der Quartiere wurden mehrere Kennwerte modelliert und miteinander verglichen. Dazu zählten insbesondere:

- die Wärmebelegungsdichte bezogen auf die energetisch relevanten Flächen der Rasterzelle ( $\text{kWh}/(\text{a} \cdot \text{m}^2)$ ),
- die spezifische Abnehmerdichte bezogen auf die energetisch relevanten Flächen (Abnehmer/ $\text{km}^2$ ),
- die mittlere Leistungsdichte der in der Rasterzelle vorhandenen Wärmeabnehmer ( $\text{kW}/\text{a}$ ),
- die mittleren Wärmebedarfe der einzelnen Abnehmer ( $\text{kWh}/\text{a}$ ) sowie
- der aggregierte Gesamtenergiebedarf innerhalb der Rasterzelle ( $\text{kWh}/\text{a}$ ).

Diese Kennwerte ermöglichten eine systematische Priorisierung von Gebieten mit hoher Wärmenachfrage, geeigneter Dichte und potenziell wirtschaftlich tragfähiger Netzstruktur. Insbesondere eine hohe Wärmebelegungsdichte gilt als zentraler Indikator für die technische und wirtschaftliche Realisierbarkeit leitungsgebundener Versorgungssysteme.

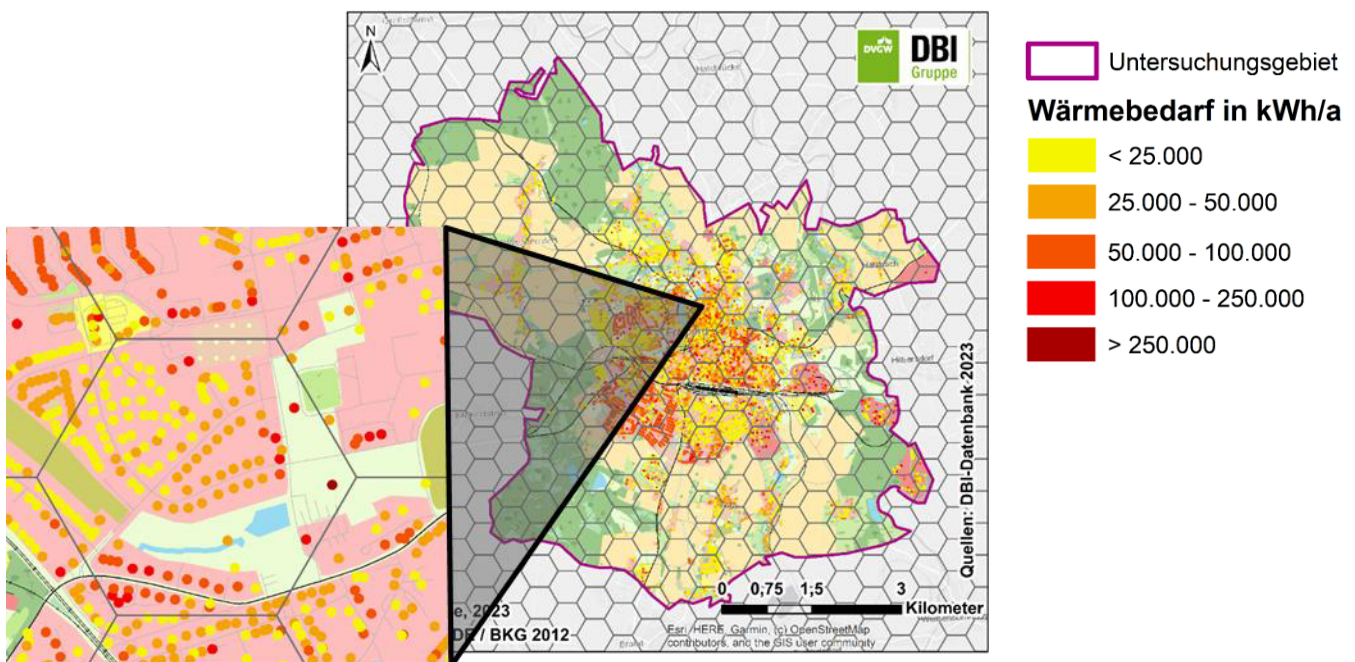


Abbildung 21: Zerlegung und Bewertung von Gemeinden mittels Rasteranalyse anhand einer Beispielgemeinden in der Montanregion Erzgebirge

Neben quantitativen Kennwerten spielte auch die qualitative Struktur der Abnehmer eine wesentliche Rolle. Es wurde darauf geachtet, unterschiedliche Quartierstypologien in die Modelluntersuchung einzubeziehen. Dazu gehörten Quartiere mit überwiegend Einfamilienhäusern, mit überwiegend Mehrfamilienhäusern, gemischte Wohnquartiere sowie Bereiche mit einem signifikanten Anteil kommunaler oder gewerblicher Abnehmer. Diese Differenzierung ist relevant, da sich Lastprofile, Anschlussdichten und potenzielle Betriebsstrategien deutlich unterscheiden können. Explizit ausgeschlossen wurden Standorte mit hohem Prozesswärmeanteil, da Prozesswärme häufig auf höheren Temperaturniveaus benötigt wird, die mit Grubenwassergeothermie nur eingeschränkt oder nur mit zusätzlicher technischer Aufbereitung wirtschaftlich bereitgestellt werden können.

Ein weiteres wesentliches Auswahlkriterium war die räumliche Nähe zu potenziellen Entnahmestellen für Grubenwasser. Die Modellquartiere sollten möglichst kurze Entfernungen zu geeigneten Schächten, Stollen oder Wasserhaltungsanlagen aufweisen, um Leitungslängen und damit verbundene Investitionskosten zu minimieren. Die Kopplung aus hoher Wärmedichte und kurzer Distanz zur potenziellen Energiequelle wurde daher als besonders günstig bewertet.

Insgesamt erfolgte die Identifikation der zehn Modellquartiere auf Basis eines mehrkriteriellen Bewertungsansatzes, Einschätzungen von Kommunalen Vertretern, energetische Dichtekennwerte, Abnehmerstruktur, räumliche Lage sowie technische Umsetzbarkeit miteinander kombinierte. Auf diese Weise konnten repräsentative und zugleich vielversprechende Quartiere identifiziert werden, die unterschiedliche

siedlungsstrukturelle Rahmenbedingungen abbilden und ein realistisches Potenzial für die Nutzung von Grubenwassergeothermie aufweisen.

Tabelle 14 gibt einen Überblick über die zehn im Projekt **GEoQart** ausgewählten Modellquartiere und gibt einen Überblick in welchen Gemeinden sie liegen. Neben der Gemeinde und dem Quartiersnamen sind eine projektspezifische Abkürzung, die Gesamtfläche der Gemeinde, die Fläche des Quartiers sowie die Anzahl der im Quartier enthaltenen Gebäudestrukturen angegeben. Damit werden sowohl die räumliche Dimension als auch die strukturelle Dichte der untersuchten Gebiete transparent gemacht.

Die ausgewählten Quartiere verteilen sich auf sieben Gemeinden der Modellregion Erzgebirge. In zwei Gemeinden – Ehrenfriedersdorf, Brand-Erbisdorf und Freiberg – wurden jeweils zwei Quartiere ausgewählt, um unterschiedliche siedlungsstrukturelle und funktionale Ausprägungen innerhalb einer Kommune vergleichen zu können. So umfasst beispielsweise Ehrenfriedersdorf mit dem Quartier Frauenberg/Feldstraße/Steinbüschelstraße (EFD-FB) ein klassisches Wohnquartier mit 48 Gebäuden auf rund 14,1 Tsd. m<sup>2</sup>, während mit dem Quartier Schulkomplex Max-Wenzel-Straße/Schillerstraße (EFD-SK) ein deutlich anders geprägter Bereich mit nur 11 Gebäudestrukturen, jedoch einer größeren Fläche von 48,0 Tsd. m<sup>2</sup> betrachtet wird. Hier steht die kommunale Nutzung im Vordergrund.

Die Spannweite der Quartiersgrößen ist insgesamt erheblich und reicht von 6,4 Tsd. m<sup>2</sup> im Quartier Am Pulverturm in Johanngeorgenstadt (JGS-PT) bis hin zu 185,6 Tsd. m<sup>2</sup> im Quartier Altstadt in Freiberg (FG-AS). Letzteres weist mit 879 Gebäudestrukturen zugleich die höchste Gebäudedichte und damit das größte energetische Potenzial innerhalb der betrachteten Modellquartiere auf. Demgegenüber stehen kleinere Quartiere mit geringer Gebäudeanzahl, wie etwa das Quartier Berthelsdorfer Straße in Brand-Erbisdorf (BED-BS) mit 25 Gebäuden oder der Schulkomplex in Ehrenfriedersdorf mit 11 Gebäuden. Diese Bandbreite ist bewusst gewählt, um sowohl verdichtete innerstädtische Strukturen als auch locker bebaute oder funktional spezialisierte Quartiere abzubilden.

Tabelle 14: Finale Auswahl der Modellquartiere und weiterführende Quartiersinformationen

Gemeinde	Name Quartier	Abkürzung Quartiersname	Fläche Gemeinde in Tsd. m <sup>2</sup>	Fläche Quartier in Tsd. m <sup>2</sup>	Anzahl Gebäudestrukturen
Ehrenfriedersdorf	Quartier Frauenberg/ Feldstraße/Steinbüschelstraße	EFD - FB	1.600	14,1	48
Schwarzenberg	Quartier Stadtteil Heide	SZB - H	4.600	44,8	133
Annaberg-Buchholz	Quartier Mitte	ABBH – M	2.800	23,0	148
Freiberg	Quartier Altstadt	FG - AS	4.800	185,6	879
Johanngeorgenstadt	Quartier Wohnungsbau- gesellschaft Am Pulverturm	JGS - PT	2.900	6,4	41
Brand-Erbisdorf	Goldbachtal/ Külzstraße	BED - GBT	4.700	57,0	128
Schneeberg	Quartier Alte Siedlung	SB - AS	2.300	27,8	97
Ehrenfriedersdorf	Quartier Schulkomplex Max- Wenzel-Straße/Schillerstraße	EFD - SK	1.600	48,0	11
Brand-Erbisdorf	Quartier Berthelsdorfer Straße	BED - BS	4.700	107,0	25
Freiberg	Quartier Friedeburg	FG - FB	4.800	31,7	85

Tabelle 15 stellt die energetischen Kenndaten der ausgewählten zehn Modellquartiere dar und ergänzt die zuvor dargestellten strukturellen Informationen um eine quantitative Bewertung des Wärmebedarfs. Neben der Quartiersfläche werden der absolute jährliche Wärmebedarf in MWh sowie die flächenbezogene Wärmedichte in MWh/(a·km<sup>2</sup>) ausgewiesen. Damit lässt sich sowohl die energetische Gesamtbedeutung eines Quartiers als auch seine Verdichtungsintensität beurteilen.

Hinsichtlich des absoluten Wärmebedarfs weist das Quartier Altstadt in Freiberg (FG-AS) mit 42.116 MWh/a den höchsten Wert auf. Dies ist vor dem Hintergrund der großen Quartiersfläche (185,6 Tsd. m<sup>2</sup>) und der hohen Anzahl an Gebäudestrukturen erwartbar. Auch das Quartier Stadtteil Heide in Schwarzenberg (SZB-H)

sowie das Quartier Friedeburg in Freiberg (FG-FB) zeigen mit 13.040 MWh/a bzw. 12.789 MWh/a hohe absolute Bedarfswerte. Diese Quartiere stellen damit energetisch relevante Schwerpunkte dar.

Für die Beurteilung der Eignung für leitungsgebundene Versorgungssysteme ist jedoch insbesondere die flächenbezogene Wärmedichte entscheidend. Hier zeigen sich deutliche Unterschiede zwischen den Quartieren. Die höchste Wärmedichte weist ebenfalls das Quartier Altstadt in Freiberg (FG-AS) mit 78.592 MWh/(a·km<sup>2</sup>) auf, gefolgt vom Quartier Frauenberg/Feldstraße/Steinbüschelstraße in Ehrenfriedersdorf (EFD-FB) mit 71.997 MWh/(a·km<sup>2</sup>) sowie dem Quartier Friedeburg (FG-FB) mit 66.521 MWh/(a·km<sup>2</sup>). Diese hohen Werte deuten auf eine kompakte Bebauungsstruktur mit entsprechend hoher Abnehmerkonzentration hin und sind aus netztechnischer Sicht besonders günstig.

Mittlere Wärmedichten finden sich beispielsweise in Johannegeorgenstadt (JGS-PT) mit 57.055 MWh/(a·km<sup>2</sup>) sowie in Schneeberg (SB-AS) mit 51.224 MWh/(a·km<sup>2</sup>). Diese Quartiere weisen eine solide energetische Dichte auf und bieten grundsätzlich gute Voraussetzungen für quartiersbezogene Versorgungslösungen.

Deutlich geringere Wärmedichten zeigen hingegen die Quartiere Berthelsdorfer Straße in Brand-Erbisdorf (BED-BS) mit 16.032 MWh/(a·km<sup>2</sup>) sowie Goldbachtal/Külzstraße (BED-GBT) mit 27.688 MWh/(a·km<sup>2</sup>). Auch der Schulkomplex in Ehrenfriedersdorf (EFD-SK) liegt mit 29.438 MWh/(a·km<sup>2</sup>) im unteren Bereich. Diese Quartiere sind entweder flächenmäßig vergleichsweise groß bei geringer Gebäudezahl oder funktional spezialisiert (z. B. überwiegend kommunale Nutzung), wodurch sich eine geringere flächenbezogene Wärmekonzentration ergibt.

Tabelle 15: Finale Auswahl der Modellquartiere und Wärmebedarfsdichten

Abkürzung Quartiersname	Fläche Quartier in Tsd. m <sup>2</sup>	Wärmebedarf in MWh/a	Wärmebedarf in MWh/(a·km <sup>2</sup> )
EFD - FB	14,1	5.350	71.997
SZB - H	44,8	13.040	45.578
ABBH – M	23,0	4.132	34.598
FG - AS	185,6	42.116	78.592
JGS - PT	6,4	2.747	57.055
BED - GBT	57,0	10.699	27.688
SB - AS	27,8	8.243	51.224
EFD - SK	48,0	501	29.438
BED - BS	107,0	1.076	16.032
FG - FB	31,7	12.789	66.521

Tabelle 16 differenziert die Wärmebedarfe der zehn Modellquartiere zusätzlich nach Sektoren und stellt jeweils die Anzahl der adressbasierten Abnehmer sowie den zugehörigen jährlichen Wärmebedarf in MWh dar. Damit wird die sektorale Struktur der Quartiere transparent und es wird deutlich, in welchem Umfang einzelne Nutzungsarten zur Gesamtwärmenachfrage beitragen. Dabei unterscheidet sich die Anzahl Adressen von der Anzahl an Gebäudestrukturen, da in einzelnen Gebäuden auch mehrere Adressen vorhanden sein können bzw. immer zwischen Abnehmern einzelner Sektoren unterschieden wird, auch wenn diese im gleichen Gebäude zu finden sind (siehe Tabelle 14 und Tabelle 16). Zudem sind in Tabelle 14 noch alle Gebäudestrukturen enthalten auch wenn diese als nicht beheizt eingestuft worden sind, in Tabelle 16 ist dies nicht mehr der Fall.

In nahezu allen Quartieren dominiert der Wohnsektor sowohl hinsichtlich der Anzahl der Adressen als auch des absoluten Wärmebedarfs. Besonders ausgeprägt ist dies im Quartier Altstadt in Freiberg (FG-AS) mit 720 Wohnadressen und einem Wärmebedarf von 30.771 MWh/a. Auch im Stadtteil Heide in Schwarzenberg (SZB-H) mit 192 Wohnadressen und 12.104 MWh/a sowie im Quartier Friedeburg in Freiberg (FG-FB) mit 181 Wohnadressen und 12.315 MWh/a ist der Wohnsektor klar prägend. Diese Quartiere weisen somit eine typische wohnungsdominierte Struktur mit hoher kontinuierlicher Grundlast auf.

Einige Quartiere zeigen jedoch eine deutlich stärkere sektorale Durchmischung. Im Quartier Altstadt in Freiberg (FG-AS) sind neben dem Wohnsektor auch 56 kommunale Einrichtungen sowie 375 Adressen aus

dem Gewerbe- und GHD-Bereich verortet, die zusammen über 11.000 MWh/a beitragen. Hier zeigt sich eine innerstädtische Mischstruktur mit relevanten nichtwohnwirtschaftlichen Lastanteilen. Ähnlich gemischt ist das Quartier Goldbachtal/Külzstraße in Brand-Erbisdorf (BED-GBT), in dem neben 133 Wohnadressen auch kommunale, gewerbliche und verarbeitende Betriebe vertreten sind. Der verarbeitende Sektor trägt hier mit 741 MWh/a einen spürbaren Anteil zum Gesamtwärmebedarf bei.

In einzelnen Quartieren sind kommunale Einrichtungen von besonderer Bedeutung. So weist das Quartier Berthelsdorfer Straße in Brand-Erbisdorf (BED-BS) bei nur acht Wohnadressen einen relativ hohen kommunalen Wärmebedarf von 826 MWh/a auf. Auch das Quartier Schulkomplex in Ehrenfriedersdorf (EFD-SK) ist funktional klar kommunal geprägt: Trotz nur vier Wohnadressen entfallen 292 MWh/a auf zwei kommunale Einrichtungen. Diese Quartiere eignen sich besonders für die Untersuchung standortspezifischer Versorgungskonzepte für größere Einzelabnehmer oder Campusstrukturen.

Der verarbeitende Sektor spielt insgesamt eine untergeordnete Rolle, ist jedoch in ausgewählten Quartieren vertreten. Neben Brand-Erbisdorf (BED-GBT) mit 12 verarbeitenden Betrieben und 741 MWh/a finden sich kleinere industrielle Anteile in Annaberg-Buchholz (ABBH-M) sowie Johanngeorgenstadt (JGS-PT). Diese Strukturen sind insbesondere hinsichtlich möglicher höherer Temperaturniveaus oder spezifischer Lastprofile relevant.

Tabelle 16: Finale Auswahl der Modellquartiere und Wärmebedarfseinteilung nach Sektoren

Abkürzung Quartiersname	Anzahl Adressen (Wohnen)	Wärmebedarf in MWh/a (Wohnen)	Anzahl Adressen (Kommune)	Wärmebedarf in MWh/a (Kommune)	Anzahl Adressen (Gewerbe GHD)	Wärmebedarf in MWh/a (Gewerbe GHD)	Anzahl Adressen (verarbeitendes Gewerbe)	Wärmebedarf in MWh/a (verarbeitendes Gewerbe)
EFD - FB	68	5.246	1	104	0	0	0	0
SZB - H	192	12.104	4	408	15	528	0	0
ABBH - M	56	3.554	1	35	4	73	3	470
FG - AS	720	30.771	56	2.503	375	8.842	0	0
JGS - PT	32	2.710	0	0	0	0	1	37
BED - GBT	133	8.877	2	241	20	839	12	741
SB - AS	124	8.119	1	124	0	0	0	0
EFD - SK	4	183	2	292	0	0	1	26
BED - BS	8	185	3	826	1	7	2	57
FG - FB	181	12.315	4	301	6	172	0	0

In der Gesamtschau wird deutlich, dass die ausgewählten Modellquartiere eine bewusst gewählte strukturelle und energetische Vielfalt abbilden. Die Spannweite reicht von kompakten, hochverdichteten Altstadtbereichen mit sehr hohen absoluten und flächenbezogenen Wärmebedarfen über klassische Wohnquartiere mit stabiler Grundlast bis hin zu gemischt genutzten oder funktional spezialisierten Gebieten mit deutlichen Anteilen kommunaler oder gewerblicher Abnehmer.

Gleichzeitig zeigen die Kennwerte zu Flächengröße, Gebäudestruktur, Wärmedichte und sektoraler Verteilung, dass sich die Quartiere nicht nur hinsichtlich ihrer räumlichen Dimension, sondern auch in Bezug auf Abnehmerdichte, Lastprofil und energetische Intensität deutlich unterscheiden. Während einige Quartiere durch hohe Wärmebelegungsdichten besonders günstige Voraussetzungen für leitungsgebundene Versorgungssysteme aufweisen, bieten andere Standorte wertvolle Erkenntnisse zur Versorgung geringer verdichteter oder funktional differenzierter Strukturen.

Diese Bandbreite ist eine zentrale Voraussetzung für die Zielsetzung von **GGeoQart**. Sie ermöglicht es, unterschiedliche siedlungsstrukturelle, energetische und sektorale Rahmenbedingungen systematisch zu analysieren und daraus belastbare, übertragbare Versorgungs- und Wirtschaftlichkeitskonzepte für die Nutzung von Grubenwassergeothermie abzuleiten. Die Vielfalt der Modellquartiere stellt somit sicher, dass die im Projekt entwickelten Methoden nicht auf eine spezifische Struktur beschränkt bleiben, sondern auf andere nationale und internationale Standorte mit vergleichbaren Ausgangsbedingungen übertragen werden können.

## 2.4 Entwicklung ortskonkreter, technologisch umsetzbarer Quartiersversorgungskonzepte unter Berücksichtigung von Sektorkopplung und potenzieller Emissionsreduktionen im Gebäudesektor (AP 4)

**In diesem Arbeitspaket wird ein Algorithmus zur simultanen Gebäudeheizung und -kühlung entwickelt. Dabei liegt der Fokus auf der Auslegung repräsentativer Wärmepumpenkonzepte und der ökologischen Betrachtung der Energiequelle Grubenwassergeothermie. Die technische Umsetzung soll in einem Tool integriert werden, welches verschiedene Szenarien simuliert, um eine effiziente Quartiersversorgung zu gewährleisten. Zusätzlich wird ein ökologischer Vergleich der Grubenwassergeothermie mit anderen Energieträgern durchgeführt, um potenzielle Emissionseinsparungen zu berechnen.**

### 2.4.1 Konzeptionierung möglicher Wärme- und Kältenetze zur Energieversorgung der Gebäude in den ausgewählten Modellquartieren unter Berücksichtigung von Wärmespeichermanagementsystemen

Im Schwerpunkt 2.4.1 des Projekts **GGeoQart** erfolgt die Entwicklung einer GIS gestützten Methodik zur Modellierung von Wärme- bzw. kombinierten Energieverteilungsnetzen (Wärme und Kälte), als energieeffiziente Möglichkeit der Gebäudeversorgung in ausgewählten Modellquartieren. Aufbauend auf den zuvor ermittelten sektoralen Wärme- und Kühlbedarfen sowie den ausgewählten Modellquartieren werden geeignete Versorgungsstrukturen identifiziert und hinsichtlich technischer, räumlicher und energetischer Machbarkeit bewertet. Im ersten Schritt erfolgten die topographische Auslegung sowie Wirtschaftlichkeitskennwertermittlung mittels GIS. Diese bilden die Basis für die Auslegung quartiersbezogener Versorgungskonzepte, die sowohl energetisch optimiert als auch langfristig wirtschaftlich und systemisch integrierbar sind.

Die entwickelte Wärmenetzmodellierungsmethodik wurde für die zehn ausgewählten Modellquartiere in der Montanregion Erzgebirge angewandt. Die Wärmenetzverläufe sind für alle Quartiere in separaten Steckbriefen in Kapitel 2.7.1.3 dargestellt.

Tabelle 17 stellt die statistischen Ergebnisse für die zehn Modellquartiere dar und verknüpft die geometrischen Kenndaten des modellierten Netzes mit dem energetischen Bedarf der jeweiligen Quartiere. Ausgewiesen sind die Länge der Verteilnetzleitungen, die Länge der Hausanschlussleitungen, die daraus resultierende gesamte Wärmenetzlänge, der aggregierte Wärmebedarf sowie die daraus abgeleitete Wärmebelegung in MWh/(a·m). Letztere beschreibt die energetische Auslastung des Netzes bezogen auf die installierte Leitungslänge und ist ein zentraler Indikator für die technische und wirtschaftliche Effizienz eines leitungsgebundenen Versorgungssystems.

Hinsichtlich der absoluten Netzlängen zeigt sich eine deutliche Spreizung zwischen den Quartieren. Das Quartier Altstadt in Freiberg (FG-AS) weist mit 14.597 m die größte Gesamtnetzlänge auf, was der hohen Gebäudedichte und dem hohen Wärmebedarf von 42.116 MWh/a entspricht. Auch der Stadtteil Heide in Schwarzenberg (SZB-H) sowie Goldbachtal/Külzstraße in Brand-Erbisdorf (BED-GBT) zeigen mit 6.013 m bzw. 5.794 m umfangreiche Netzstrukturen. Demgegenüber stehen kompakte oder funktional spezialisierte Quartiere wie der Schulkomplex in Ehrenfriedersdorf (EFD-SK) mit lediglich 333 m oder das Quartier Berthelsdorfer Straße in Brand-Erbisdorf (BED-BS) mit 853 m Gesamtnetzlänge.

Entscheidend für die Bewertung der Netzzeichnung ist jedoch nicht allein die absolute Länge, sondern insbesondere die Wärmebelegung. Hier zeigen sich signifikante Unterschiede. Die höchste Wärmebelegung weist das Quartier Frauenberg in Ehrenfriedersdorf (EFD-FB) mit 3,31 MWh/(a·m) auf, gefolgt vom Quartier Friedeburg in Freiberg (FG-FB) mit 3,05 MWh/(a·m) sowie der Altstadt in Freiberg (FG-AS) mit 2,89 MWh/(a·m). Diese Werte deuten auf eine hohe energetische Verdichtung und damit auf besonders günstige

Voraussetzungen für wirtschaftlich tragfähige Wärmenetze hin.

Mittlere Wärmebelegungen finden sich beispielsweise in Annaberg-Buchholz (ABBH-M) und Schneeberg (SB-AS) mit jeweils 2,67 MWh/(a·m) sowie in Johanngeorgenstadt (JGS-PT) mit 2,38 MWh/(a·m). Hier ist die energetische Dichte solide, wenngleich geringer als in den hochverdichteten innerstädtischen Bereichen.

Deutlich niedrigere Wärmebelegungen zeigen hingegen das Quartier Schulkomplex in Ehrenfriedersdorf (EFD-SK) mit 1,50 MWh/(a·m) sowie das Quartier Berthelsdorfer Straße in Brand-Erbisdorf (BED-BS) mit 1,26 MWh/(a·m). Diese Quartiere sind entweder flächenmäßig ausgedehnter bei vergleichsweise geringer Abnehmerzahl oder funktional stärker spezialisiert, was sich unmittelbar in einer geringeren Netzauslastung widerspiegelt.

Tabelle 17: Ergebnis der Wärmenetzmodellierung für die zehn ausgewählten Modellquartiere

Abkürzung Quartiersname	Länge Verteilnetzleitung in m	Länge Hausanschlussleitung in m	Komplette Wärmenetzlänge in m	Wärmebedarf in MWh/a	Wärmebelegung in MWh/(a·m)
EFD - FB	1.216	401	1.617	5.350	3,31
SZB - H	4.652	1.361	6.013	13.040	2,17
ABBH – M	913	635	1.548	4.132	2,67
FG - AS	9.285	5.312	14.597	42.116	2,89
JGS - PT	1.035	121	1.156	2.747	2,38
BED - GBT	4.484	1.310	5.794	10.699	1,85
SB - AS	2.234	850	3.084	8.243	2,67
EFD - SK	153	180	333	501	1,50
BED - BS	633	220	853	1.076	1,26
FG - FB	2.939	1.261	4.200	12.789	3,05

Insgesamt verdeutlicht die Ergebnisse den engen Zusammenhang zwischen siedlungsstruktureller Dichte, absolutem Wärmebedarf und resultierender Netzgeometrie. Quartiere mit hoher Wärmebelegung kombinieren kurze spezifische Leitungslängen mit hohen energetischen Abnahmemengen und weisen damit besonders günstige Rahmenbedingungen für die Umsetzung von Grubenwasser-basierten Versorgungskonzepten auf. Gleichzeitig zeigen die Ergebnisse, dass auch weniger verdichtete oder funktional differenzierte Quartiere technisch realisierbar sind, jedoch unter wirtschaftlichen Gesichtspunkten differenziert bewertet werden müssen. Die Tabelle bildet somit eine wesentliche Grundlage für die anschließende wirtschaftliche Analyse und Priorisierung der Modellquartiere.

## 2.4.2 Auslegung der Wärmepumpensysteme unter Berücksichtigung der Wärmenetzinfrastruktur

Jedes der im Projekt ausgewählten Modellquartiere hat gemäß seiner Zusammensetzung im Bereich der Gebäudeart (Einfamilien-/Zweifamilienhaus, Mehrfamilienhaus, Gewerbe/Kommunalgebäude) und der zugehörigen Gebäudeparameter (z.B. Alter, Bauart, Grundfläche, Dachfläche) ein spezifisches Wärmeanforderungsprofil. Um Grubenwasser zu nutzen, ist ein Teil dieser Wärme durch Wärmepumpen bereitzustellen, welche gemäß vorgegebener Kriterien ausgelegt werden müssen.

Um einen Grundbestand an Daten zu schaffen, wurden Wärmepumpenmodelle recherchiert. Dabei wurden zunächst von Händlern verfügbare Informationen recherchiert, und tabellarisch erfasst [52]. Die Übersicht der Wärmepumpenmodelle im Leistungsbereich bis 100 kW ist im Anhang in Tabelle 61 in zu finden (detailliertere Ausführungen im Kapitel 2.5.2.4). Da sich die recherchierten Modelle jedoch meist auf kleine Leistungen und Einzelnutzung in Gebäuden beziehen, eignet sich der Datenbestand nur für die Anwendung an dezentral installierten Wärmepumpen. Werden größere Wärmepumpen, wie z.B. bei der Konstruktion eines zentral beheizten Wärmenetzes, genutzt, muss die Datenbasis erweitert werden. Dazu wurden Quellen zur Nutzung

von Großwärmepumpen recherchiert [53]. Der so gewonnene Datenbestand kann für die Dimensionierung der Wärmepumpen und die wirtschaftliche Kostenberechnung verwendet werden. Beispielhaft ist als ein Ergebnis die Funktion der spezifischen Kosten in Abbildung 22 dargestellt.

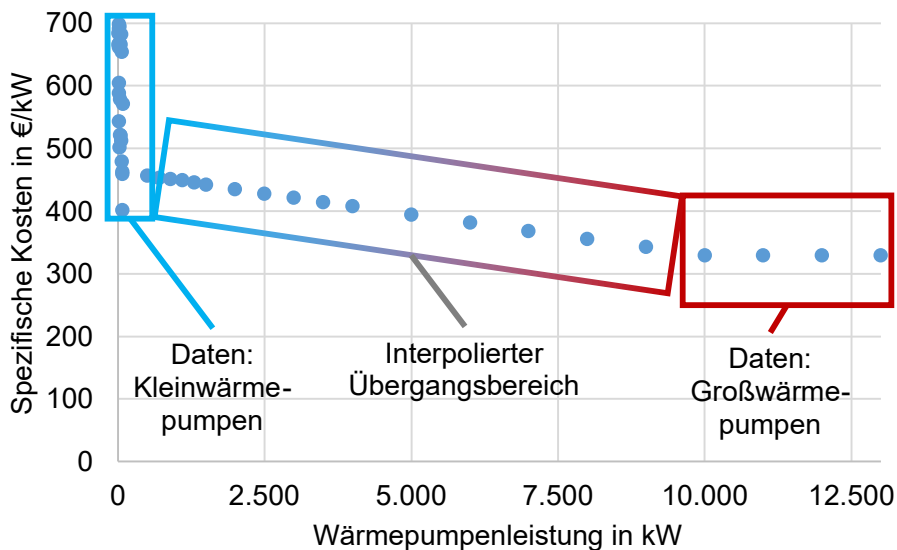


Abbildung 22: Funktion der spezifischen Kosten von Wärmepumpen in Abhängigkeit der Wärmeleistung (Beispielbild)

Durch die Nutzung Datengrundlage ist es möglich die wirtschaftliche Wärmepumpendimensionierung anhand der benötigten Wärmeleistung durchzuführen.

Um die Wärmeleistung korrekt für die Quartiere zu bestimmen, ist neben dem Wärmebedarfsprofil des Quartieres jedoch ebenfalls die Wärmenetzstruktur zu beachten. Dies ist notwendig, da sich je nach Netztypus die Wärmeverluste ändern und sich somit ebenfalls auf die Auslegung der wärmetechnischen Erzeuger auswirken. Je nach Art des Netzes und den dazugehörigen Temperaturniveaus verändern sich die individuellen Durchmesser und Abschnittslängen. Ein kaltes Wärmenetz mit niedrigen Netztemperaturen benötigt beispielsweise höhere Volumenströme, da die Temperaturspreizung meist niedriger ausfällt, als bei konventionellen Wärmenetzen [54]. Zum Transport des Mediums werden dementsprechend höhere Nennweiten im Verteilsystem benötigt, um kritische Strömungsgeschwindigkeiten nicht zu überschreiten [55]. Die Rohrmantelfläche zum Erdreich ist dementsprechend größer und erlaubt eine effizientere thermische Ankopplung, was den Wärmeaustausch begünstigt. Weiterhin sind die zu Beginn genannten Wärmenetztemperaturen selbst ein entscheidender Faktor für den Wärmeaustausch mit dem Erdreich und schlussendlich ebenfalls bestimmend für die Wärmeverluste.

Da die Quartiere individuelle Wärmebedarfsprofile aufweisen, muss die Abschätzung der Wärmenetze ebenfalls individuell für jedes Quartier geschehen. Da eine einfache analytische Lösung nicht die benötigte Genauigkeit liefert, wurde eine Wärmenetzberechnungsstruktur aufgesetzt, welche eine schnelle individuelle und einfach übertragbare Wärmenetzauslegung ermöglicht.

#### 2.4.2.1 Entwicklung und Anwendung eines Wärmenetzauslegungsmodells

Sowie die Erschließung von Umweltwärmequellen für die Fernwärme an Bedeutung gewinnt, rücken zunehmend die Betriebstemperaturen in den Fokus. Niedrigere Temperaturen der Netzmedien führt zu einer effizienteren Ankopplung von Umweltwärmequellen durch Wärmepumpen. Weiterhin führt ein geringeres Temperaturniveau zu geringeren Wärmenetzverlusten, welche sich im heutigen konventionellen Netzbestand im Durchschnitt auf etwa 11 % belaufen [56]. Kalte Nahwärmenetze können durch ihre niedrigen Temperaturen im Gegenzug sogar Wärme aus der Umgebung aufnehmen. Dies ist der Fall, wenn der umgebende Erdboden oder die umgebende Luft eine höhere Temperatur aufweist als das Netz [54]. Damit dient das Netz als erweiterte geothermische Austauschfläche und entlastet die primäre Umweltenergiequelle.

In der folgenden Netzbetrachtung werden beide Netztypen verglichen. Dazu werden primär die Temperaturniveaus der Wärmenetze variiert und die Auswirkung auf Dimensionierung und Wärmeverluste analysiert. Da im Projekt **GGeoQart** die Nutzung der Umweltwärmequelle Grubenwasser im Fokus steht, werden die Netztemperaturen beider Netzarten an den Standards von heutigen Netzen in diesem Bereich ausgerichtet. Das konventionelle Netz, im Weiteren auch als „zentrales Wärmenetz“ bezeichnet, wird daher in Form eines Niedertemperaturnetzes ausgelegt (Wärmenetz 4. Generation). Das kalte Nahwärmenetz, weiterhin auch als „dezentrales Wärmenetz“ bezeichnet, nutzt direkt den Temperaturbereich des Grubenwassers. Vor- und Rücklauftemperaturen sind dementsprechend festgelegt. Die Randbedingungen beider Netzformen sind in Tabelle 18 ersichtlich.

Tabelle 18: Temperaturniveaus der verglichenen Wärmenetztypen

Wärmenetzart	Vorlauftemperatur in °C	Rücklauftemperatur in °C
Konventionell / Zentral	75	55
Kalte Nahwärme / Dezentral	10	5

Netzseitig sind die Temperaturen somit für beide Wärmenetzarten definiert und geben eine Basis zur Berechnung von den relevanten Netzparametern. Einer dieser bereits genannten Parameter ist der Wärmeverlust durch die Interaktion mit der Umgebung. Um diesen in der Auslegung berücksichtigen, ist es notwendig ebenfalls die thermischen Eigenschaften der Umgebung zu kennen. Da Fernwärmeleitungen zumeist im Erdboden verlegt sind, werden typische Werte für Erdreich in einem Meter Tiefe verwendet [57]. Dabei beläuft sich die Wärmeleitfähigkeit auf einen Wert von 1,2 W/(m·K). Die Bodentemperatur in einem Meter Tiefe wird auf Basis der sächsischen Station „Niederpfannenstiel“ des Deutschen Wetterdienstes stündlich abgebildet und gilt durch die geringe regionale Temperaturschwankung für die Modellregion als repräsentativ [58].

Um aus diesen Daten die Interaktion mit dem Erdboden berechnen zu können, ist es weiterhin notwendig, die Rohrgeometrien des untersuchten Wärmenetzes zu berechnen. Diese sind in der Praxis von einer Vielzahl an thermischen, hydraulischen und mechanischen Parametern abhängig. Da in dem Projekt **GGeoQart** jedoch eine einfach zugängliche Methodik zur Abschätzung der Wärmenetzdimensionen notwendig ist, wurden folgende Vereinfachungen getroffen:

- Einteilung des betrachteten Wärmenetzes in 10 Sektionen, wobei jede Sektion jeweils 10 % der Gesamtwärme abnimmt
- Die Rohrnenndweiten sind nur von den maximal empfohlenen Strömungsgeschwindigkeiten abhängig, welche als Richtwerte in Tabelle 19 abgebildet sind

Tabelle 19: Richtwerte der maximalen Strömungsgeschwindigkeit in Abhängigkeit der Rohrnennweiten [59]

Nennweite DN	Nennweitziffer	Richtwert der max. Strömungsgeschwindigkeit (m/s)
DN 20	20	0,55
DN 25	25	0,57
DN 32	32	0,66
DN 40	40	0,71
DN 50	50	0,80
DN 65	65	0,90
DN 80	80	0,98
DN 100	100	1,11
DN 125	125	1,24
DN 150	150	1,36
DN 200	200	1,56
DN 250	250	1,74
DN 300	300	1,90
DN 350	350	1,98
DN 400	400	2,12
DN 450	450	2,25
DN 500	500	2,37
DN 600	600	2,60
DN 700	700	2,85
DN 800	800	3,05
DN 900	900	3,23
DN 1000	1000	3,41

Zu Beginn wird der maximale Massestrom des Wärmenetzes berechnet. Dies erfolgt über die maximale Wärmeleistung  $\dot{Q}_{\max}$ , die temperaturabhängige mittlere spezifische Wärmekapazität  $\bar{c}_p$ , und die Vorlauftemperatur  $T_{\text{Vorl}}$  sowie die Rücklauftemperatur  $T_{\text{Rückl}}$ . Der Berechnung ist in Formel (5) aufgeführt.

$$\dot{m}_{\max} = \frac{\dot{Q}_{\max}}{\bar{c}_p \cdot (T_{\text{Vorl}} - T_{\text{Rückl}})} \quad (5)$$

Mit dem so errechneten Maximalmassenstrom wird der Minstdurchmesser für die erste Wärmenetzsektion errechnet. Dort liegt der Massenstrom in voller Höhe an und der Rohrdurchmesser ist demnach maximal. Gemäß des Massenstroms wird für jede mögliche Nennweite die sich ergebende Strömungsgeschwindigkeit bestimmt. Die passende Rohrnennweite ist die kleinste Nennweite, bei der die berechnete Strömungsgeschwindigkeit den in Tabelle 19 empfohlenen Maximalwert nicht überschreitet. Diese Untersuchung wird für alle 10 Sektionen des unterteilten Wärmenetzes durchgeführt. Dabei wird durch jede weitere Wärmenetzsektion 10 % weniger Wärme transportiert, da Wärme an die Verbraucher gleichmäßig abgegeben wird. Dies führt zu verringerten Massenströmen des Wärmeträgerfluids, wodurch die Nennweitenberechnung für jede Sektion neu erfolgen muss. Im Ergebnis erhält man ein Wärmenetz aus 10 Nennweitensektionen, wobei in jeder Sektion jeweils 10 % des Wärmebedarfs an Verbraucher abgegeben wird. Es ist wichtig darauf hinzuweisen, dass diese Methodik von einer über die Netzlänge konstant verlaufenden Wärmeabnahme ausgeht, was eine vereinfachte Annahme darstellt. Reale Netze können je nach Gegebenheiten davon abweichen.

Mit den nun erhaltenen Netzdimensionen kann die thermische Interaktion mit dem Erdboden untersucht werden. Dazu sind bei konventionellen sowie bei kalten Nahwärmenetzen die Außendurchmesser der Rohre notwendig. Bei konventionellen Wärmenetzen muss ebenfalls die Dämmung als Rohrummantelung berücksichtigt werden. Diese wurden nach DIN EN 253:2024-10 recherchiert und zusammen mit den Außendurchmessern in Tabelle 20 zusammengetragen.

Tabelle 20: Außendurchmesser von Stahl-Mediumrohren und Ummantelungsdurchmesser der Dämmserie 1 nach DIN EN 253:2024-10

Nennweite (DN) dezentral: $r_{\text{innen}}$	Außendurchmesser in mm zentral: $r_{\text{innen}}$ , dezentral: $r_{\text{außen}}$	Ummantelungsdurchmesser (Dämmserie 1) in mm
		zentral: $r_{\text{außen}}$
20	26,9	90
25	33,7	90
32	42,4	110
40	48,3	110
50	60,3	125
65	76,1	140
80	88,9	160
100	114,3	200
125	139,7	225
150	168,3	250
200	219,1	315
250	273	400
300	323,9	450
350	355,6	500
400	406,4	560
450	457	630
500	508	710
600	610	800
700	711	900
800	813	1.000
900	914	1.100
1.000	1.016	1.200

Es ist wichtig zu unterscheiden, welche Wärmenetzart (zentral/dezentral) in der Berechnung vorliegt. Wird ein kaltes Nahwärmenetz (dezentral) berechnet, so wird der Radius bis zur Außenseite  $r_{\text{außen}}$  mit dem Außendurchmesser des ungedämmten Rohres gleichgesetzt, da bei kalten Nahwärmenetzen auf eine Dämmung verzichtet wird [54].

Weitere für die Berechnung notwendige Parameter sind die Wärmeleitfähigkeit der äußeren Rohrschicht, die Wärmeleitfähigkeit des Erdbodens, der Verlegeabstand und die Überdeckung der Rohre. Diese Parameter sind in Tabelle 21 abgebildet.

Tabelle 21: Sammlung der weiteren notwendigen Parameter zur Berechnung der Wärmeinteraktion mit dem Erdboden

Name	Formelzeichen	Wert	Notiz
Wärmeleitfähigkeit der äußeren Rohrschicht	$\lambda_{\text{außen}}$	Zentral: 0,027 W/(m·K) Dezentral: 50 W/(m·K)	Zentral: Dämmung [57] Dezentral: Baustahl
Wärmeleitfähigkeit des Erdbodens	$\lambda_{\text{Boden}}$	1,2 W/(m·K)	[57]
Verlegeabstand	$a_v$	0,15 – 0,9 m	Abhängig von DN-Wert der Sektion
Überdeckung der Rohre	$h_{\text{Ü}}$	1 m	

Die Berechnung der Interaktion mit dem Erdboden kann nun mit der nach dem Planungshandbuch Fernwärme gegebenen Formel (6) durchgeführt werden [59]. Die Berechnung geht dabei von einem stationären Wärmeübergang aus.

$$\dot{Q}_{\text{WV}} = \frac{4 \cdot \pi \cdot L_{\text{Sektion}} \cdot \left( \frac{T_{\text{Vort}} + T_{\text{Rüchl}}}{2} - T_{\text{Boden}} \right)}{\frac{1}{\lambda_{\text{außen}}} \cdot \ln \left( \frac{r_{\text{außen}}}{r_{\text{innen}}} \right) + \frac{1}{\lambda_{\text{Boden}}} \cdot \ln \left( \frac{4 \cdot (h_{\text{Ü}} + r_{\text{außen}})}{r_{\text{außen}}} \right) + \frac{1}{\lambda_{\text{außen}}} \cdot \ln \left( \left[ \frac{2 \cdot (h_{\text{Ü}} + r_{\text{außen}})}{a_v + 2 \cdot r_{\text{außen}}} \right]^2 + 1 \right)^{0,5}} \quad (6)$$

Die Wärmeverluste  $\dot{Q}_{\text{WV}}$  der Rohrleitung berechnen sich neben den bereits beschriebenen Parametern weiterhin aus der Länge der Wärmenetzsektion  $L_{\text{Sektion}}$ . Für jede der 10 Wärmenetzsektionen wird somit mit den entsprechenden Geometriewerten ein Wärmeverlustwert errechnet. Diese Rechnung kann zeitdiskret auf Stundenbasis durchgeführt werden, so dass ein Wärmeaustauschprofil mit dem Erdbreich entsteht. Abbildung

23 bildet ein modelliertes Beispielnetz als konventionelles Netz ab. Die positiven Wärmeaustauschwerte weisen auf einen Wärmeverlust hin.

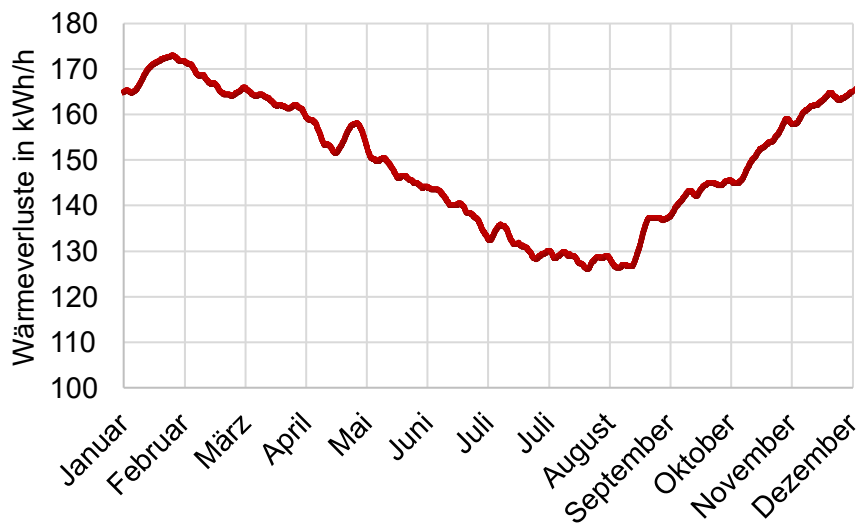


Abbildung 23: Beispielrechnung der Wärmeverluste des modellierten Wärmenetzes im Quartier BED-Goldbachtal, konventionelles Wärmenetz (Summierter Gesamtwärmeverlust: 1,31 MWh/Jahr; Wärmeverlust bezogen auf Wärmebedarf: 12,2%)

Die so geschaffene Methodik kann nachfolgend auf die Quartiere angewandt werden. Für jedes der 10 Quartiere wird das Wärmenetz für die zwei Wärmenetzarten ausgelegt. Bei der Auslegung der konventionellen Wärmenetze, wird der Gesamtwärmebedarf zentral erzeugt und die Wärme über das Netz an die Verbraucher transportiert. Da das Netz immer den Gesamtwärmebedarf transportiert, ist die Rohrdimensionierung innerhalb eines Quartieres beim konventionellen Netz daher nicht flexibel. Beim kalten Nahwärmenetz hingegen wird über das Netz nur der Teil der Wärme transportiert, welcher aus der Umweltwärmequelle gewonnen wird. Die notwendige Spitzenlast wird dezentral in den Gebäuden abgedeckt und benötigt somit keine Wärmenetzkapazität. Die Wärmenetzdimensionierung skaliert daher mit dem Anteil an genutzter Umweltwärme. Ein geringerer Anteil führt zu einem geringeren Wärmetransport, somit geringeren Masseströmen des Wärmenetzfluids und geringeren Rohrdurchmessern. Um die kalten Nahwärmenetze in den Quartieren untereinander zu vergleichen, muss daher der Anteil der Umweltwärme in diesen festgesetzt werden. Für die nachfolgenden Vergleiche wird daher ein Deckungsgrad für Umweltwärme von 70 % festgelegt, was einem konservativen Wert für den Anteil erneuerbarer Wärmeversorgung im Quartier entspricht [60]. Abbildung 24 stellt den Zusammenhang von Wärmeverlusten und Wärmebelegungsdichte dar, wobei zwischen den beiden Wärmenetzarten unterschieden wird.

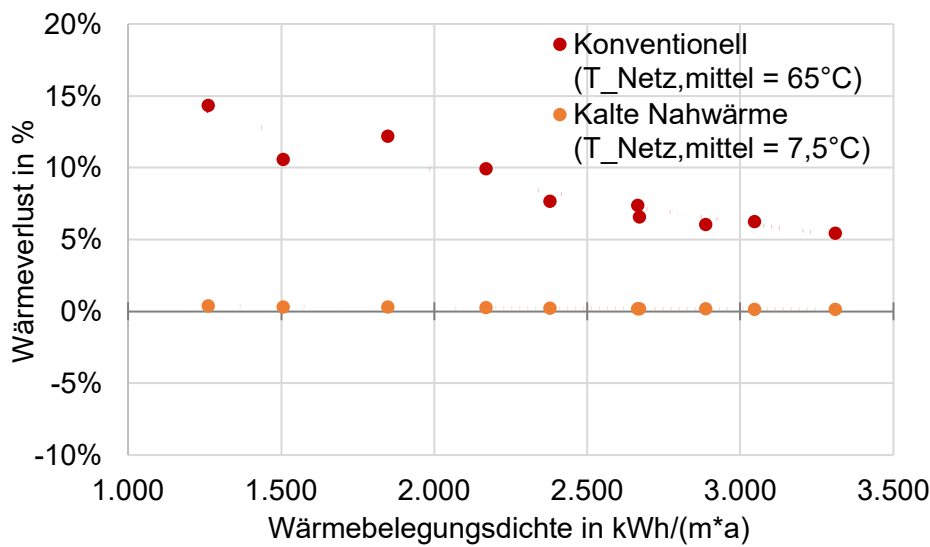


Abbildung 24: Wärmeverluste des Wärmenetzes bezogen auf den Wärmebedarf des Quartiers in Abhängigkeit von der Wärmebelegungsichte des Netzes und der Wärmenetzart

Es wird ersichtlich, dass sich der Wärmeverlust im konventionellen Netzfall zwischen 5 % und 15 % bewegt. Weiterhin wird ein Zusammenhang zwischen Wärmeverlusten und Wärmebelegungsichte der Wärmenetze deutlich. Diese Zusammenhänge sind beim kalten Nahwärmenetz schwerer zu erkennen, da der Wärmeverlust bei allen Quartieren unter einem Prozent liegt. Dies ist mit dem Temperaturniveau des Netzes und des umgebenden Bodens begründet. Wärmeverluste treten so aufgrund der geringeren Temperaturdifferenz nur an wenigen Stunden im Jahr und in geringerer Höhe auf. Wärmegewinne treten ebenfalls auf, wenn das Netz eine geringere Temperatur als der umliegende Boden besitzt, was in der Praxis zu einem geringeren Bedarf von Grubenwasserwärme führt. Insgesamt zeigt die Wärmeverlustbetrachtung, dass eine Dämmung bei geringen Wärmenetztemperaturen keinen Vorteil in der Verringerung der Wärmeverluste bringt. Dieser Zusammenhang ändert sich mit steigenden Netztemperaturen. Da die Temperatur des Erdbodens in einem Meter Tiefe im Mittel ca. 12 °C beträgt kann mit Hilfe der mittleren Wärmenetztemperatur eine Abschätzung getroffen werden, in welcher Höhe Wärmeverluste auftreten. Für eine genaue Bilanzierung müssen jedoch zeitaufgelöst die jeweiligen Temperaturen des Erdbodens und die Temperatur sowie die Dimensionen des Wärmenetzes berücksichtigt werden. Die Ergebnisse der Wärmenetzmodellierungen für alle Quartiere sind in Tabelle 22 zusammengefasst.

Tabelle 22: Ergebnisse der Dimensionierung der Wärmenetze in den Modellquartieren, unterteilt in konventionelles und kaltes Nahwärmenetz (70 % Wärmepumpendeckungsgrad)

		Wärmenetzart	
		Konventionell	Kaltes Nahwärmenetz (70 % WPDG)
ABBH – M	Wärmebedarf in MWh	4.132	
	Wärmeverluste in MWh	272	8
	Wärmeverluste in %	6,6%	0,2%
	Wärmebedarf inkl. Wärmeverluste in MWh	4.404	4.140
	Wärmenetzlänge in m (inkl. 10% GW-Anschlussleitung)	1.548	
	Rohrgeometrien (Nennweite – Abschnittslänge)	DN25 - 960 m	DN25 - 960 m
		DN50 - 45 m	DN65 - 45 m
		DN65 - 45 m	DN80 - 45 m
	DN80 - 45 m	DN100 - 134 m	
	DN100 - 134 m	DN125 - 134 m	
	DN125 - 320 m	DN150 - 230 m	

		1.076	
	Wärmeverluste in MWh	155	5
	Wärmeverluste in %	14,4%	0,4%
	Wärmebedarf inkl. Wärmeverluste in MWh	1.231	1.081
	Wärmenetzlänge in m (inkl. 10% GW-Anschlussleitung)	853	
	Rohrgeometrien (Nennweite – Abschnittslänge)	DN25 - 210 m DN32 - 57 m DN40 - 57 m DN50 - 113 m DN65 - 170 m DN80 - 247 m	DN32 - 267 m DN50 - 113 m DN65 - 170 m DN80 - 304 m
<b>BED - GBT</b>	Wärmebedarf in MWh	10.699	
	Wärmeverluste in MWh	1.309	34
	Wärmeverluste in %	12,2%	0,3%
	Wärmebedarf inkl. Wärmeverluste in MWh	12.008	10.733
	Wärmenetzlänge in m (inkl. 10% GW-Anschlussleitung)	5.794	
	Rohrgeometrien (Nennweite – Abschnittslänge)	DN25 - 2.505 m DN80 - 276 m DN100 - 276 m DN125 - 552 m DN150 - 829 m DN200 - 1.355 m	DN25 - 2.505 m DN80 - 276 m DN125 - 552 m DN150 - 552 m DN200 - 1.908 m
<b>EFD - FB</b>	Wärmebedarf in MWh	5.350	
	Wärmeverluste in MWh	293	9
	Wärmeverluste in %	5,5%	0,2%
	Wärmebedarf inkl. Wärmeverluste in MWh	5.643	5.359
	Wärmenetzlänge in m (inkl. 10% GW-Anschlussleitung)	1.617	
	Rohrgeometrien (Nennweite – Abschnittslänge)	DN25 - 1.035 m DN65 - 44 m DN80 - 44 m DN100 - 131 m DN125 - 174 m DN150 - 191 m	DN40 - 1.035 m DN100 - 44 m DN125 - 87 m DN150 - 44 m DN200 - 218 m DN250 - 191 m
<b>EFD - SK</b>	Wärmebedarf in MWh	502	
	Wärmeverluste in MWh	53	2
	Wärmeverluste in %	10,6%	0,3%
	Wärmebedarf inkl. Wärmeverluste in MWh	555	504
	Wärmenetzlänge in m (inkl. 10% GW-Anschlussleitung)	333	
	Rohrgeometrien (Nennweite – Abschnittslänge)	DN20 - 20 m DN25 - 105 m DN32 - 40 m DN40 - 40 m DN50 - 79 m DN65 - 50 m	DN25 - 20 m DN32 - 125 m DN40 - 40 m DN50 - 59 m DN65 - 90 m
<b>FG - AS</b>	Wärmebedarf in MWh	42.116	
	Wärmeverluste in MWh	2.562	80
	Wärmeverluste in %	6,1%	0,2%
	Wärmebedarf inkl. Wärmeverluste in MWh	44.678	42.196
	Wärmenetzlänge in m (inkl. 10% GW-Anschlussleitung)	14.597	
	Rohrgeometrien (Nennweite – Abschnittslänge)	DN20 - 10.700 m DN125 - 257 m DN200 - 514 m DN250 - 771 m DN300 - 771 m DN350 - 1.584 m	DN20 - 10.700 m DN150 - 257 m DN200 - 257 m DN250 - 771 m DN300 - 514 m DN350 - 2.098 m

<b>FG - FB</b>	Wärmebedarf in MWh	12.789	
	Wärmeverluste in MWh	803	23
	Wärmeverluste in %	6,3%	0,2%
	Wärmebedarf inkl. Wärmeverluste in MWh	13.592	12.812
	Wärmenetzlänge in m (inkl. 10% GW-Anschlussleitung)	4.200	
	Rohrgeometrien (Nennweite – Abschnittslänge)	DN25 - 2.835 m	DN25 - 2.835 m
		DN80 - 98 m	DN100 - 98 m
DN100 - 98 m		DN125 - 197 m	
DN125 - 98 m		DN150 - 98 m	
DN150 - 295 m		DN200 - 492 m	
DN200 - 775 m		DN250 - 480 m	
<b>JGS - PT</b>	Wärmebedarf in MWh	2.747	
	Wärmeverluste in MWh	211	6
	Wärmeverluste in %	7,7%	0,2%
	Wärmebedarf inkl. Wärmeverluste in MWh	2.958	2.753
	Wärmenetzlänge in m (inkl. 10% GW-Anschlussleitung)	1.156	
	Rohrgeometrien (Nennweite – Abschnittslänge)	DN25 - 495 m	DN32 - 495 m
		DN40 - 56 m	DN50 - 56 m
DN65 - 111 m		DN65 - 56 m	
DN80 - 111 m		DN80 - 111 m	
DN100 - 383 m		DN100 - 167 m	
		DN125 - 272 m	
<b>SB - AS</b>	Wärmebedarf in MWh	8.243	
	Wärmeverluste in MWh	612	17
	Wärmeverluste in %	7,4%	0,2%
	Wärmebedarf inkl. Wärmeverluste in MWh	8.855	8.260
	Wärmenetzlänge in m (inkl. 10% GW-Anschlussleitung)	3.094	
	Rohrgeometrien (Nennweite – Abschnittslänge)	DN25 - 1.830 m	DN25 - 1.830 m
		DN65 - 98 m	DN80 - 98 m
DN100 - 197 m		DN100 - 98 m	
DN125 - 197 m		DN125 - 197 m	
DN150 - 393 m		DN150 - 295 m	
DN200 - 380 m		DN200 - 576 m	
<b>SZB - H</b>	Wärmebedarf in MWh	13.040	
	Wärmeverluste in MWh	1.297	35
	Wärmeverluste in %	9,9%	0,3%
	Wärmebedarf inkl. Wärmeverluste in MWh	14.337	13.075
	Wärmenetzlänge in m (inkl. 10% GW-Anschlussleitung)	6.013	
	Rohrgeometrien (Nennweite – Abschnittslänge)	DN25 - 3.165 m,	DN25 - 3.165 m
		DN80 - 230 m,	DN100 - 230 m
DN100 - 230 m,		DN125 - 230 m	
DN125 - 230 m,		DN150 - 60 m	
DN150 - 460 m,		DN200 - 1.151 m	
DN200 - 1.697 m		DN250 - 777 m	

Mit dem entstandenen Wärmenetzmodellierungsverfahren können nun für jeden Quartiersfall neue Gesamtwärmebedarfe berechnet werden, welche die Netzverluste berücksichtigen. Nachfolgend kann so die Auslegung der Wärmepumpensysteme durchgeführt werden.

#### 2.4.2.2 Auslegung der netzfallspezifischen Wärmepumpenleistung

Mit den Wärmebedarfen der Quartiere und der Wärmenetzbilanz ist es möglich die Wärmepumpenleistungen zu bestimmen. Dazu muss zunächst festgelegt werden, welcher Anteil der Wärme durch Wärmepumpen gedeckt werden soll. Dazu wird der Wärmepumpendeckungsgrad (WPDG) definiert. Der WPDG bestimmt den prozentualen Anteil des Gesamtwärmeverbrauchs, welcher durch Wärmepumpen gedeckt wird. Dieser ist in der Praxis von der zur Verfügung stehenden Menge an Umweltwärme abhängig. Weiterhin können ökonomische Überlegungen dazu führen, dass ein geringerer WPDG angestrebt wird, um die Gesamtkosten

des Systems zu senken. In modernen Quartierskonzepten werden meist Wärmepumpendeckungsgrade im Bereich von 65 % bis 95 % angesetzt [60].

Für die nachfolgenden Auslegungsfälle wird davon ausgegangen, dass die verfügbare Umweltwärme jeweils ausreicht, um den angegebenen Deckungsgrad zu erreichen. Diese Untersuchung ist daher von den in den Quartieren tatsächlichen Grubenwasserpotenzialen unabhängig. Um zu verdeutlichen, wie verschiedene Deckungsgrade sich auf die Dimensionierung der Wärmepumpensysteme auswirken, werden drei WPDG in den konventionellen Wärmenetzfällen untersucht. Diese belaufen sich auf 40 %, 70 % und 100 %. Um einen Vergleich zu kalten Nahwärmenetzen zu ziehen, werden diese mit einem WPDG von 70 % untersucht.

Als Ausgangsinformationen dienen zunächst die Wärmebedarfsprofile der Quartiere sowie die Wärmenetzverluste. Diese ergeben somit für jede Jahresstunde eine angeforderte Wärmeleistung. Die angeforderte Wärmeleistung muss in jedem Falle gedeckt werden. Ist die Wärmepumpenleistung zu gering, z.B. an kalten Tagen im Jahr, wird der Spitzenlasterzeuger zugeschaltet. Dabei ist die Art des Spitzenlasterzeugers in dieser Untersuchung nicht relevant, da nur die Wärmeleistung für die Bilanzierung von Bedeutung ist.

Die Wärmepumpenheizleistung wird über ein iteratives Verfahren bestimmt, bei welchem die Wärmeleistung der Wärmepumpe kontinuierlich angehoben wird. Die Erhöhung wird dabei über einen in Excel implementierten Proportional-Integral-Regler (PI-Regler) vorgenommen. Das Verfahren ist nachfolgend beschrieben.

#### **Methodik für die Berechnung:**

1. Zu Beginn ist die Wärmepumpenwärmeleistung Null gesetzt und es ergibt sich ein WPDG von Null
2. Der PI-Regler vergleicht den aktuellen rechnerischen Wert des WPDG (Ist-Wert) mit dem eingestellten Ziel-WPDG (Soll-Wert) und erhöht die Wärmeleistung der Wärmepumpe gemäß des errechneten Regelsignals
3. Der neue Leistungswert der Wärmepumpe wird mit dem stündlich aufgelösten Profil der angeforderten Wärmeleistung des Quartiers verglichen – für jede Stunde des Jahres werden folgende Fälle unterschieden
  - a. Wärmepumpewärmeleistung < angeforderte Wärmebedarfsleistung  
→ Wärmepumpe kann angeforderte Wärmebedarfsleistung nicht komplett decken und Spitzenlasterzeuger deckt die verbliebene Last
  - b. Wärmepumpewärmeleistung = angeforderte Wärmebedarfsleistung  
→ Wärmepumpe kann angeforderte Wärmebedarfsleistung genau decken und ist voll ausgelastet
  - c. Wärmepumpewärmeleistung > angeforderte Wärmebedarfsleistung  
→ Wärmepumpe kann angeforderte Wärmebedarfsleistung decken und läuft im Teillastbetrieb
4. Nach Fertigstellung für das ganze Jahr werden die erzeugte Wärmemenge der Wärmepumpe errechnet und der neue aktuelle Wert des WPDG (Ist-Wert) bestimmt
5. Anschließend wird der so erhaltene aktuelle WPDG in zwei Fälle unterschieden
  - a. Aktueller Wert < Ziel-WPDG (max. 0,05% Abweichung),  
→ Erhöhung des Wärmepumpenleistungswerts und Neurechnung nach Punkt 2.
  - b. Aktueller Wert = Ziel-WPDG (max. 0,05% Abweichung),  
→ Wärmepumpe erfolgreich ausgelegt, Wärmepumpenleistungswert wird als finaler Wert vermerkt

Zur Verdeutlichung ist die Iterationsmethodik noch einmal in Abbildung 25 dargestellt. Zu Beginn ist eine Wärmepumpenleistung von Null eingestellt, damit ergibt sich auch ein Wärmepumpendeckungsgrad von Null. Aus der Differenz zwischen dem aktuellen WPDG und dem Ziel-WPDG (hier mit  $\Delta\text{WPDG}$  bezeichnet) wird ein Reglersignal errechnet, welches die Wärmepumpenleistung für den ersten Iterationsschritt bestimmt. Mit dieser neuen Wärmepumpenleistung wird ein neuer WPDG bestimmt, anschließend wird aus der Differenz  $\Delta\text{WPDG}$  wieder ein neues Reglersignal berechnet, welches zu dem vorherigen addiert wird und die Leistung für den zweiten Iterationsschritt vorgibt. Dieser Ablauf wird solange wiederholt, bis die Abweichung zum Ziel-WPDG ausreichend klein ist.

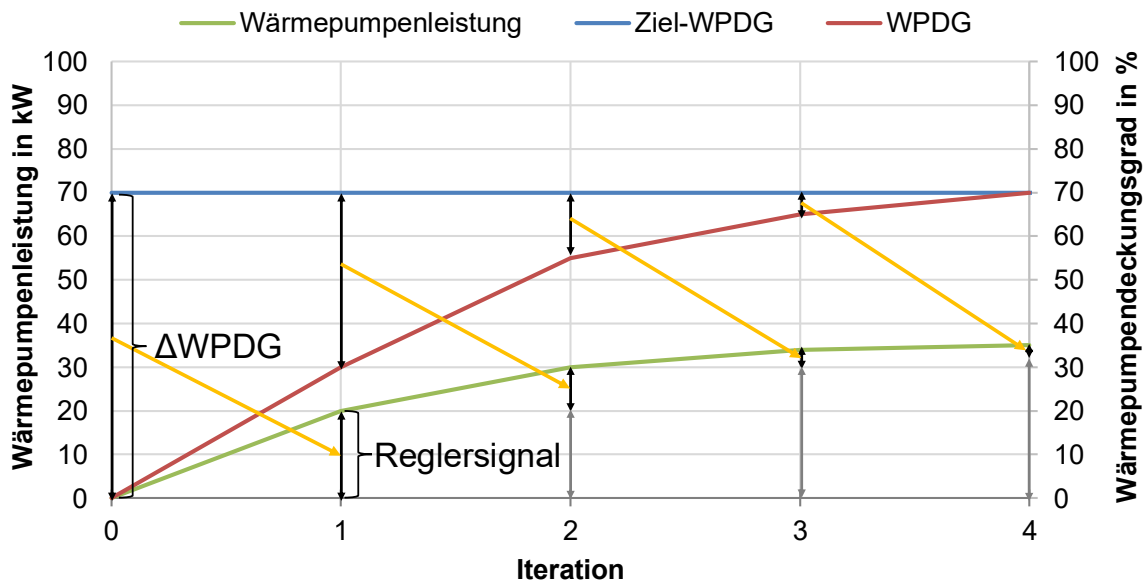


Abbildung 25: Iterationsmethodik zur Bestimmung des Wärmepumpendeckungsgrades

Die Ergebnisse der Auslegung können anhand diskreter Kennzahlen in Tabelle 23 am Beispiel des Quartiers „ABBH – M“ eingesehen werden.

Tabelle 23: Diskrete Kennzahlen der Auslegung der Wärmepumpenleistungen im Quartier „ABBH – M“ mit zugehörigen Kennwerten der Netzdimensionierung

	Konventionelles Netz			Kaltes Nahwärmenetz
	40%	70%	100%	70%
<b>WPDG in %</b>				
<b>Wärmepumpenleistung in kW</b>	215	470	1.140	457
<b>Wärmepumpenwärmemenge in MWh</b>	1.764	3.082	4.404	2.896
<b>Wärmepumpen - Vollbenutzungsstunden</b>	8.209	6.562	3.863	6.337
<b>Spitzenlastleistung in kW</b>	925	670	-	655
<b>Spitzenlastwärmemenge in MWh</b>	2.641	1.322	-	1.244
<b>Spitzenlast - Vollbenutzungsstunden</b>	2.854	1.972	-	1.898

Weiterhin ist es möglich die Wärmepumpenwärmeleistung und die Spitzenlastleistung für jeden Deckungsgrad und Wärmenetztyp grafisch darzustellen. Für den benannten Quartiersfall sind diese in Tabelle 24 dargestellt.

Tabelle 24: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „ABBH – M“

Wärmenetzart	WPDG in %	Quartier ABBH – M
	40%	
Konventionelles Netz	70%	
	100%	
Kaltes Nahwärmenetz	70%	

Gemäß der Deckungsgrade kann erkannt werden, wie die Wärmeerzeugung von Wärmepumpe und Spitzenlasterzeugung sich über das Jahr verteilt. Währenddessen ein 40-prozentiger Deckungsgrad bei einem konventionellen Wärmenetz im Sommer dazu führt, dass die Spitzenlast noch an einigen Sommerstunden aktiv werden muss, ist bei 70 % Deckungsgrad der gesamte Sommerbetrieb durch die Wärmepumpe abdeckbar. Vergleicht man den 70-prozentigen Deckungsgrad im konventionellen Netz mit dem Fall des kalten Nahwärmenetzes, so wird ersichtlich, dass dort eine geringere Gesamtleistung von Wärmepumpe und Spitzenlasterzeuger abgerufen wird. Dies liegt an den verringerten Wärmeverlusten, welche in dem ungedämmten dezentralen Wärmenetz auftreten. Eine Auflistung der Auslegungsleistungen und Vollbenutzungsstunden der Wärmepumpe (WP) und der Spitzenlast (SL) ist in Tabelle 25 abgebildet.

Tabelle 25: Ausgewählte Kennzahlen der Auslegung der Wärmepumpenleistungen in allen Modellquartieren (Abweichungen können durch Rundung entstehen)

		WPDG in %			
		Konventionelles Netz			Kaltes Nahwärmenetz
		40%	70%	100%	70%
ABBH - M	Wärmepumpenleistung in kW	215	470	1.140	470
	WP - Vollbenutzungsstunden	8.209	6.562	3.863	6.562
	Spitzenlastleistung in kW	925	670	-	670
	SL - Vollbenutzungsstunden	2.854	1.972	-	1.972
BED - BdS	Wärmepumpenleistung in kW	57	125	335	117
	WP - Vollbenutzungsstunden	8.498	6.885	3.672	6.434
	Spitzenlastleistung in kW	277	210	-	203
	SL - Vollbenutzungsstunden	2.663	1.759	-	1.598
BED - GBT	Wärmepumpenleistung in kW	568	1.223	2.978	1.159
	WP - Vollbenutzungsstunden	8.456	6.875	4.032	6.480
	Spitzenlastleistung in kW	2.410	1.755	-	1.683
	SL - Vollbenutzungsstunden	2.988	2.054	-	1.916
EFD - FB	Wärmepumpenleistung in kW	272	586	1.403	573
	WP - Vollbenutzungsstunden	8.309	6.739	4.022	6.551
	Spitzenlastleistung in kW	1.131	817	-	800
	SL - Vollbenutzungsstunden	2.992	2.075	-	2.011
EFD - SK	Wärmepumpenleistung in kW	26	57	148	54
	WP - Vollbenutzungsstunden	8.442	6.831	3.760	6.488
	Spitzenlastleistung in kW	121	91	-	88
	SL - Vollbenutzungsstunden	2.744	1.837	-	1.711
FG - AS	Wärmepumpenleistung in kW	2.148	4.671	11.271	4.549
	WP - Vollbenutzungsstunden	8.321	6.696	3.911	6.493
	Spitzenlastleistung in kW	9.277	6.754	-	6.617
	SL - Vollbenutzungsstunden	2.888	1.986	-	1.916
FG - FB	Wärmepumpenleistung in kW	651	1.401	3.365	1.363
	WP - Vollbenutzungsstunden	8.346	6.792	4.039	6.580
	Spitzenlastleistung in kW	2.714	1.965	-	1.919
	SL - Vollbenutzungsstunden	3.004	2.078	-	2.004
JGS - PT	Wärmepumpenleistung in kW	142	307	731	297
	WP - Vollbenutzungsstunden	8.335	6.750	4.049	6.490
	Spitzenlastleistung in kW	589	424	-	412
	SL - Vollbenutzungsstunden	3.014	2.096	-	2.006
SB - AS	Wärmepumpenleistung in kW	424	915	2.185	886
	WP - Vollbenutzungsstunden	8.347	6.775	4.053	6.524
	Spitzenlastleistung in kW	1.760	1.270	-	1.235
	SL - Vollbenutzungsstunden	3.017	2.094	-	2.009
SZB - H	Wärmepumpenleistung in kW	681	1.468	3.585	1.406
	WP - Vollbenutzungsstunden	8.417	6.834	4.000	6.510
	Spitzenlastleistung in kW	2.903	2.116	-	2.044
	SL - Vollbenutzungsstunden	2.962	2.034	-	1.922

Weiterhin ist eine Sammlung aller Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast in den Anlagen des Berichtes in Tabelle 62 bis Tabelle 71 dargestellt.

Die so gewonnenen Auslegungskennzahlen und stundenaufgelöste Profile dienen als weitere Grundlage um die Wirtschaftlichkeitsanalyse durchzuführen. Bevor die kombinierte Wirtschaftlichkeitsbetrachtung implementiert wird, wird jedoch der Faktor des ökologischen Vorteils solcher Quartierskonzepte untersucht. Die umweltrelevante Bilanzierung bietet eine weitere wichtige Grundlage für eine kombinierte Energiesystembetrachtung.

## 2.4.3 Berechnung standortgenauer Erträge aus Photovoltaik zum Betrieb der Wärmepumpen zur Netzversorgung aus Grubenwässern

### 2.4.3.1 Datenbasis für die Methodik zur Berechnung von PV-Erträgen

3D-Gebäudemodelle stellen eine zentrale Grundlage für die standortscharfe Berechnung von Photovoltaik-Erträgen dar, da sie die reale Geometrie der Dachflächen detailliert abbilden und damit die maßgeblichen Einflussgrößen der solaren Einstrahlung präzise erfassbar machen. Aus solchen Modellen – beispielsweise im Detaillierungsgrad LoD1 oder LoD2 – lassen sich automatisch Dachneigung, Ausrichtung (Azimut), Dachform, Teilflächengeometrie sowie First- und Traufhöhen ableiten. Diese Parameter sind erforderlich, um horizontale Globalstrahlungswerte, wie sie etwa aus TRY-Datensätzen vorliegen, physikalisch korrekt auf geneigte Dachflächen zu transformieren. Erst durch die Berücksichtigung von Orientierung und Neigung kann die tatsächlich wirksame Einstrahlung auf eine konkrete Dachfläche realistisch bestimmt werden.

Die Methodik zur Ermittlung der PV-Erträge basiert auf einer gebäude- bzw. dachflächenscharfen Berechnung innerhalb einer GIS-Umgebung. Ausgangspunkt sind für jede Dachfläche verfügbare Strahlungsdaten sowie geometrische Informationen wie Dachfläche und – indirekt – Dachtyp. Die Verarbeitung erfolgt attributbasiert innerhalb einer Geodatabase unter Nutzung von ArcPy, wodurch die Berechnung direkt in den bestehenden GIS-Workflow integriert ist.

In Kombination mit Klimadaten – insbesondere solaren Einstrahlungswerten und Temperaturzeitreihen aus TRY-Datensätzen – kann auf dieser Grundlage eine physikalisch konsistente Ertragsmodellierung erfolgen. Neben der einstrahlungsabhängigen Energieproduktion können temperaturbedingte Wirkungsgradverluste der Module berücksichtigt werden. Dadurch lassen sich sowohl absolute Jahreserträge in kWh als auch spezifische Erträge in kWh/kWp gebäudescharf berechnen. Die zeitliche Auflösung der Klimadaten ermöglicht zudem eine Analyse saisonaler Schwankungen und potenzieller Last-Erzeugungs-Korrelationen.

Im Kontext integrierter Energiemodelle wie **GEoQart** eröffnen 3D-Gebäudemodelle zusätzliche systemische Bewertungsperspektiven. So kann das PV-Ertragspotenzial direkt mit gebäudespezifischen Stromverbräuchen oder dem elektrischen Bedarf von Wärmepumpen verknüpft werden. Ebenso lassen sich Synergien mit Wärmenetzen, Kältenetzen oder Wärmespeichermanagementsystemen analysieren. Damit dient die PV-Potenzialanalyse nicht nur der isolierten Ertragsabschätzung, sondern auch der strategischen Planung sektorübergreifender Energieversorgungskonzepte auf Quartiers- oder Regionalebene.

### 2.4.3.2 Beschreibung der Berechnungsmethodik zu PV-Ertragsermittlung

Im ersten Schritt werden die relevanten Strahlungskomponenten je Dachfläche zusammengeführt. Dabei werden direkte und diffuse Anteile der Sonneneinstrahlung monatsweise aggregiert, sodass für jede Dachfläche eine monatliche Gesamtstrahlung vorliegt. Falls mehrere Dachflächen pro Gebäude existieren, werden diese getrennt verarbeitet; die Strahlungswerte werden als Listen behandelt und elementweise weiterverarbeitet.

Anschließend wird die installierbare PV-Leistung pro Dachfläche bestimmt. Hierzu wird aus der geometrischen Dachfläche eine technisch nutzbare Modulfläche abgeleitet. Für geneigte Dächer wird beispielsweise ein pauschaler Nutzungsfaktor (z. B. 75 % der Dachfläche) angesetzt, um Einschränkungen durch Abstände, Dachaufbauten oder Randbereiche zu berücksichtigen. Auf Basis einer Referenzmodulgröße von etwa 1,6 m<sup>2</sup> und einer Nennleistung von 300 W pro Modul wird die Anzahl installierbarer Module berechnet. Daraus ergibt sich die installierbare Leistung in kW je Dachfläche.

Die eigentliche Ertragsberechnung erfolgt anschließend monatlich. Grundlage ist eine vereinfachte Leistungsformel, bei der der Ertrag als Produkt aus Performance Ratio, eingestrahelter Energie und installierter Leistung bestimmt wird. Im Skript wird eine pauschale Performance Ratio von 75 % angesetzt, die typische Systemverluste wie Wechselrichterverluste, Verkabelungsverluste, Temperaturverluste, Verschmutzung und sonstige Effizienzverluste aggregiert berücksichtigt. Für jeden Monat wird aus der entsprechenden

Monatsstrahlung und der installierten Leistung ein Monatertrag berechnet; die Monatswerte werden anschließend zu einem Jahresertrag aufsummiert.

Ein weiterer Bestandteil der Methodik ist die Berücksichtigung von Dachneigung und -ausrichtung. Die horizontal vorliegenden Strahlungswerte werden mithilfe empirischer Umrechnungsfaktoren bzw. orientierungsabhängiger Formeln auf geneigte oder vertikale Dachflächen übertragen. Dabei werden Direkt- und Diffusanteile monatsweise gewichtet, sodass unterschiedliche Dachausrichtungen realistisch abgebildet werden können. Diese Transposition der Strahlung stellt sicher, dass nicht pauschal horizontale Einstrahlungswerte verwendet werden, sondern eine an die jeweilige Dachgeometrie angepasste Einstrahlung in die Ertragsberechnung eingeht.

Die berechneten Monats- und Jahreserträge werden schließlich gebäudescharf in der Geodatabase gespeichert. Bei mehreren Dachflächen pro Gebäude erfolgt eine Aggregation der Einzelerträge zu einem Gesamtwert pro Objekt. Das Ergebnis ist somit eine standortscharfe, dachteilflächenspezifische Abschätzung des PV-Ertragspotenzials in kWh pro Jahr.

Die Methodik ist bewusst skalierbar und für großräumige Potenzialanalysen ausgelegt. Sie ermöglicht eine konsistente, GIS-integrierte Berechnung für viele Gebäude gleichzeitig. Gleichzeitig beruhen die Ergebnisse auf vereinfachenden Annahmen: Die Performance Ratio ist konstant, temperaturabhängige Wirkungsgradkorrekturen werden nicht explizit modelliert, und detaillierte Verschattungseffekte durch Nachbargebäude oder Vegetation werden nicht physikalisch simuliert. Dennoch liefert der Ansatz eine robuste und nachvollziehbare Grundlage für regionale PV-Potenzialabschätzungen und eignet sich insbesondere für strategische Energieplanungsprojekte wie **GGeoQart**.

#### 2.4.3.3 Anwendung und Auswertung der PV-Berechnungsmethodik für einzelne Quartiere

Die entwickelte Berechnungsmethodik zur Ermittlung von Photovoltaikpotenzialen wurde im Projekt **GGeoQart** auf alle zehn ausgewählten Modellquartiere angewendet. Auf dieser Grundlage konnte für jede einzelne Gebäudestruktur innerhalb der Quartiere ein standortspezifischer Jahresstromertrag ermittelt werden.

Die Methodik bestimmt zu Beginn die potenziell geeigneten Dachflächen je Gebäude. Dabei wurde die Dachgeometrie berücksichtigt und bei geneigten Dächern – beispielsweise Satteldächern – jeweils nur die optimal ausgerichtete Dachhälfte in die Berechnung einbezogen, also jene mit der größten Südausrichtung bzw. der höchsten zu erwartenden Einstrahlung. Auf diese Weise wurde eine realistische, ertragsorientierte Flächenauswahl getroffen. Darauf aufbauend wurde abgeschätzt, wie viele PV-Module auf den jeweiligen Dachflächen installiert werden können. Hierfür wurden typische Modulabmessungen und Nennleistungen zugrunde gelegt. Zusätzlich wurden pauschale Annahmen für einschränkende Faktoren wie Dachfenster, Schornsteine oder notwendige Abstandsflächen berücksichtigt, um die theoretisch nutzbare Fläche zu reduzieren.

Im Ergebnis liegen für jedes Gebäude Aussagen zur maximal installierbaren PV-Leistung (kWp) sowie zum zu erwartenden jährlichen Stromertrag (kWh/a) vor. Es ist jedoch zu betonen, dass es sich hierbei um ein theoretisch maximal erschließbares Potenzial handelt. Aspekte wie Denkmalschutzaufgaben, statische Tragfähigkeit der Dachkonstruktion, Eigentümerentscheidungen oder wirtschaftliche Randbedingungen wurden nicht berücksichtigt. Die ausgewiesenen Potenziale stellen somit eine technisch mögliche Obergrenze dar, die als Grundlage für weiterführende energetische und wirtschaftliche Bewertungen im Quartierskontext dient.

Abbildung 26 zeigt beispielhaft das Modellquartier „Mitte“ in Annaberg-Buchholz in einer dreidimensionalen Darstellung. Innerhalb der pink umrandeten Quartiersgrenze sind sämtliche Gebäudestrukturen als 3D-Modelle visualisiert. Die farbliche Kennzeichnung der Dachflächen gibt die potenziell theoretisch maximal installierbare PV-Leistung je Gebäude in Kilowatt (kW) an. Dadurch lässt sich auf einen Blick erkennen, welche Gebäude besonders geeignet für eine Photovoltaiknutzung sind.

Im Quartier Mitte zeigt sich eine heterogene Verteilung der Potenziale. Die überwiegend mehrgeschossigen Wohn- und Geschäftsgebäude im innerstädtischen Bereich weisen häufig mittlere installierbare Leistungen

zwischen 10 und 50 kW auf. Einzelne größere Gebäudekomplexe – beispielsweise gewerblich oder öffentlich genutzte Gebäude mit ausgedehnten Dachflächen – erreichen Leistungsklassen von 50–100 kW oder sogar darüber. Diese Gebäude stellen aus energetischer Sicht besonders relevante PV-Standorte dar.

Kleinere Gebäude oder solche mit ungünstiger Dachausrichtung sind hingegen in den niedrigeren Leistungsklassen (< 10 kW bzw. 10–25 kW) eingeordnet. Die Darstellung berücksichtigt dabei ausschließlich die theoretisch maximal nutzbare Dachfläche unter Annahme einer optimalen Belegung der geeigneten Dachhälfte. Aspekte wie Denkmalschutz, statische Einschränkungen oder wirtschaftliche Randbedingungen sind nicht einbezogen.

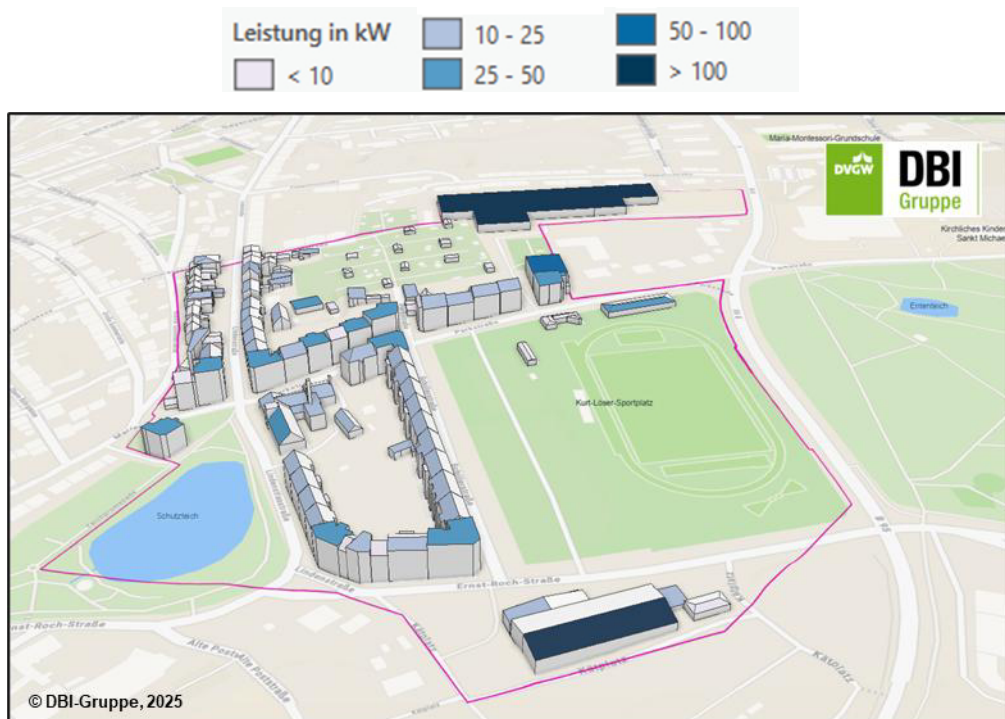


Abbildung 26: beispielhafte Darstellung der ausgewählten Dachflächen und der theoretisch installierbaren PV-Leistung pro Dachfläche für das Quartier Mitte in Annaberg-Buchholz

Insgesamt verdeutlicht die 3D-Visualisierung sowohl die räumliche Struktur des Quartiers als auch die Verteilung der theoretischen PV-Potenziale auf Gebäudeebene. Die Kombination aus dreidimensionaler Geometrie und leistungsbezogener Farbcodierung ermöglicht eine intuitive Identifikation energetischer Schwerpunkte und bildet eine wichtige Grundlage für die Bewertung der Sektorenkopplung im Quartier, insbesondere im Zusammenspiel von Photovoltaik, Wärmepumpen und Grubenwassergeothermie.

Tabelle 26 stellt die aggregierten Ergebnisse der PV-Potenzialanalyse für alle zehn Modellquartiere dar. Ausgewiesen sind jeweils die Anzahl der berücksichtigten Dachflächen, die daraus abgeleitete theoretisch maximal installierbare PV-Leistung in kWp sowie der daraus berechnete jährliche Stromertrag in MWh/a. Damit ermöglicht die Tabelle sowohl eine strukturelle als auch eine energetische Bewertung der Quartiere im Hinblick auf ihr Photovoltaikpotenzial.

Deutlich wird, dass die Potenziale stark von der Größe und Bebauungsstruktur der Quartiere abhängen. Das Quartier Altstadt in Freiberg (FG-AS) weist mit 1.875 berücksichtigten Dachflächen die mit Abstand größte Dachflächenanzahl auf. Entsprechend ergibt sich hier auch die höchste theoretisch installierbare Leistung von 26.325 kWp sowie ein jährlicher Stromertrag von 21.237 MWh/a. Dieses Quartier stellt somit das energetisch bedeutendste PV-Potenzial innerhalb der Modelluntersuchung dar.

Auch die Quartiere Goldbachtal/Külzstraße in Brand-Erbisdorf (BED-GBT) mit 6.488 kWp und 6.084 MWh/a sowie Stadtteil Heide in Schwarzenberg (SZB-H) mit 5.625 kWp und 5.002 MWh/a weisen substantielle Potenziale auf. Hier zeigt sich eine gute Kombination aus Dachflächenanzahl und geeigneter Dachgeometrie.

Mittlere Potenziale finden sich beispielsweise im Quartier Friedeburg in Freiberg (FG-FB) mit 4.112 kWp und

3.811 MWh/a sowie in Schneeberg (SB-AS) mit 3.069 kWp und 2.491 MWh/a. Diese Quartiere besitzen zwar weniger Dachflächen als innerstädtische Verdichtungsräume, bieten jedoch dennoch relevante Beiträge zur quartiersbezogenen Stromversorgung.

Kleinere oder funktional spezialisierte Quartiere wie der Schulkomplex in Ehrenfriedersdorf (EFD-SK) oder das Quartier Am Pulverturm in Johannegeorgenstadt (JGS-PT) weisen erwartungsgemäß geringere installierbare Leistungen und Erträge auf. Dennoch zeigen selbst diese Quartiere ein relevantes Eigenstrompotenzial, das insbesondere in Kombination mit Wärmepumpensystemen von Grubenwassersystemen zur Reduktion von Netzbezug und CO<sub>2</sub>-Emissionen beitragen kann.

Tabelle 26: aggregierten Ergebnisse der PV-Potenzialanalyse für alle zehn Modellquartiere

Abkürzung Quartiersname	Anzahl berücksichtigter Dachflächen	theoretisch maximal installierbare PV-Leistung in kWp	PV-Ertrag in MWh/a
EFD - FB	54	1.585	1.431
SZB - H	194	5.625	5.002
ABBH – M	154	2.591	2.216
FG - AS	1.875	26.325	21.237
JGS - PT	32	867	788
BED - GBT	207	6.488	6.084
SB - AS	108	3.069	2.491
EFD - SK	28	557	504
BED - BS	48	1.096	985
FG - FB	72	4.112	3.811

Insgesamt verdeutlichen die Ergebnisse, dass in allen Modellquartieren ein nennenswertes theoretisches PV-Potenzial vorhanden ist. Die Spannweite reicht von unter 1 MWp installierbarer Leistung in kleineren Quartieren bis zu über 26 MWp in verdichteten innerstädtischen Bereichen. Diese Ergebnisse bilden eine wesentliche Grundlage für die Bewertung der Sektorenkopplung im Projekt **GGeoQart**, da sie zeigen, in welchem Umfang der für Wärmepumpen benötigte Strom zumindest teilweise lokal erzeugt werden kann.

#### 2.4.4 Ökologischer Vergleich der Energiequelle Grubenwassergeothermie und Berechnung von potenziellen Emissionsreduktionen

Grubenwassergeothermie leistet einen Beitrag zur Minimierung der Treibhausgasemissionen, da große Mengen Wärme von der treibhausgasneutralen Umweltwärmequelle Grubenwasser gewonnen werden können. Da Grubenwasser eine Form der Erdwärme darstellt ist ihre Nutzung nachhaltig, da keine direkten CO<sub>2</sub>-Emissionen mit dieser Wärme einhergehen. Da das Temperaturniveau jedoch meist zu niedrig ist, um direkt genutzt zu werden, werden Wärmepumpen eingesetzt, welche die Temperatur auf ein nutzbares Niveau heben. Dabei wird elektrische Energie zum Antrieb verwendet. Dies führt je nach dem Treibhausgasfußabdruck der elektrischen Energie zu Betriebsemissionen der Anlage. Weiterhin verursacht die Produktion der Wärmepumpen Emissionen, welche allerdings gegenüber den Betriebsemissionen als vernachlässigbar eingestuft werden können [61]. Die Betriebsemissionen sind wesentlich von den Emissionen des verwendeten Stroms abhängig. Werden die Produktionsvorketten berücksichtigt, hat Netzstrom im Jahr 2024 in Deutschland einen CO<sub>2</sub>-Fußabdruck von 427 g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh [62]. Das bedeutet, dass bei einer durchschnittlichen Arbeitszahl von 3,5 Emissionen durch den Betrieb entstehen, welche noch bei etwa 50 % derer von Erdgas liegen [63]. Es ist somit sinnvoll, Strom zu nutzen, welcher einen geringeren CO<sub>2</sub>-Fußabdruck aufweist. Wird Strom aus Photovoltaik (PV) mit einem CO<sub>2</sub>-Emissionsfaktor von 32 g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh verwendet, so belaufen sich die Emissionen lediglich auf ca. 5 % der von der Nutzung von Erdgas [64]. Wird ein Batteriespeicher verwendet, sind seine Lebenszyklusemissionen ebenfalls einzubeziehen. Gemittelt belaufen sich die Emissionen einer Kilowattstunde gespeicherter elektrischer Energie auf 20 g CO<sub>2</sub>-

Äq./kWh [65]. Bei einer genutzten Kilowattstunde elektrischer Energie, welche zuvor durch eine Photovoltaikanlage produziert und anschließend in einem Batteriespeicher gespeichert wurde, müssen bei der Bilanzierung beide Emissionsfaktoren berücksichtigt werden. Da die in diesem Projekt untersuchten Quartiere in der Spitzenlast von Brennkessel mit Erdgas versorgt werden, muss ebenfalls der Treibhausgasausstoß dieser berücksichtigt werden. Für eine Kilowattstunde erzeugter Wärme werden so im Schnitt 250 g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh freigesetzt [63].

Die in den Quartieren gemäß des Wärmepumpendeckungsgrades bereitgestellte Wärme durch die Wärmepumpe und die verbleibende zu deckende Wärme durch die Spitzenlast müssen somit beide in der Emissionsberechnung berücksichtigt werden. Weiterhin werden in den Quartieren Photovoltaik-Anlagen und Batteriespeicher installiert. Jede produzierte Kilowattstunde Wärme und jede von der Photovoltaik oder dem Netz bezogene Kilowattstunde Strom wird gemäß der Emissionsfaktoren bilanziert. Dabei ist ebenfalls zu berücksichtigen, dass in das Stromnetz eingespeister PV-Strom als Gutschrift verrechnet wird, da treibhausgasintensiverer Netzstrom, durch treibhausgasarmen PV-Strom verdrängt wird.

Mit diesen Kennzahlen kann anschließend eine quartiersinterne Bilanzierung sowie ein Referenzvergleich mit einem vergleichbaren, konventionell versorgten Quartier gezogen werden. Beide sind nachfolgend anhand eines Beispiels beschrieben.

#### 2.4.4.1 Quartiersinterne Umweltbilanz

Durch den Betrieb eines Energiesystems können zum einen Emissionen und zum anderen Gutschriften anfallen, mit denen das Quartier intern bilanziert wird. Sind die Gutschriften gleich den Emissionen, so ist das Quartier klimaneutral. Sind sie größer als die Emissionen, so ist es als klimapositiv zu bezeichnen. Dieser Fall kann durch geringe operative Emissionen und einen hohen Anteil an eingespeistem PV-Strom eintreten. Sind die Emissionen größer als die Gutschriften oder treten keine Gutschriften auf, so hat das Energiesystem weiterhin einen ökologischen Treibhausgasfußabdruck.

Um die Emissionen zu berechnen werden drei Fälle untersucht:

1. Wärmepumpenbetrieb ohne Photovoltaik
2. Wärmepumpenbetrieb mit Photovoltaik
3. Wärmepumpenbetrieb mit Photovoltaik und Batteriespeicher

Um diese Fälle zu berechnen werden die modellierten Stundenprofile für Raumwärme, Warmwasser und Strom für das jeweilige Quartier genutzt. Weiterhin werden die in dem vorangegangenen Kapitel berechneten Wärmemengen der Wärmepumpen- und Spitzenlasten abhängig vom Deckungsgrad verwendet. Auch muss abgeschätzt werden, mit welcher Effizienz der Wärmepumpenbetrieb möglich ist. Dies beeinflusst den Bedarf an elektrischer Energie und somit die Emissionen. Dafür müssen zum einen die Temperaturen der Wärmequelle und der Wärmesenke bekannt sein. Im Kontext der Grubenwassergeothermie ist die Temperatur der Wärmequelle die des Grubenwassers. Für die nachfolgende Untersuchung wird die Wärmequellentemperatur mit konstant 10 °C angenommen. Dies entspricht der Temperatur des Grubenwassers der ersten gefluteten Sohle der meisten Bergwerke in der Modellregion [40]. Die Temperatur der Wärmesenke ist das Temperaturniveau auf welches die Wärme durch die Wärmepumpe angehoben wird. Im Falle eines konventionellen Wärmenetzes ist dies die Vorlauftemperatur. Im Kontext eines kalten Nahwärmenetzes wird die Temperatur der Wärmesenke in das Temperaturniveau von Raumwärme und dem von Warmwasser aufgeteilt [66]. Neben den Temperaturen ist für die Effizienzabschätzung eine Korrelation notwendig, welche den Temperaturhub in eine Jahresarbeitszahl (JAZ) umrechnet. Es wird die Jahresarbeitszahl verwendet, da die Temperaturen der Wärmequelle und -senke als konstant angesehen werden und über das Jahr somit nicht variieren. Mit dieser JAZ kann anschließend der Stromverbrauch berechnet werden. Die Korrelationen der Jahresarbeitszahlen sind ebenfalls in Kleinwärmepumpen (dezentrale Wärmepumpen im kalten Nahwärmenetz) und Großwärmepumpen (zentrale Wärmepumpe im konventionellen Wärmenetz) zu unterscheiden. Die getroffenen Annahmen können in Tabelle 27 eingesehen werden.

Tabelle 27: Randbedingungen der Berechnung der Wärmepumpeneffizienz durch die Jahresarbeitszahl (JAZ)

Wärmenetz	Wärmequelle (Grubenwasser)	Wärmesenke	$\Delta T$	Effizienzkennlinie	JAZ
Konventionell	10 °C	75 °C	65 K	$JAZ = 45,397 \cdot \Delta T^{(-0,629)}$ (Effizienz Großwärmepumpen nach [53])	<u>3,29</u>
Kalte Nahwärme Raumwärme		45 °C	35 K	$JAZ = (9,97 - 0,2 \cdot \Delta T + 0,0012 \cdot \Delta T^2) \cdot 0,9$ (Effizienz Kleinwärmepumpen nach [66])	<u>4,00</u>
Kalte Nahwärme Warmwasser		60 °C	50 K	$JAZ = (9,97 - 0,2 \cdot \Delta T + 0,0012 \cdot \Delta T^2) \cdot 0,9$ (Effizienz Kleinwärmepumpen nach [66])	<u>2,67</u>

Für die rechnerische Betrachtung mit den stündlichen Profilen wird angenommen, dass die stündliche Leistungszahl der Jahresarbeitszahl entspricht. Für die Strombilanz des Quartieres wird weiterhin der Gebäudestrom berücksichtigt. Stromverbrauch von Grubenwasserpumpe, Umwälzpumpe im Wärmenetz und weitere Peripherie werden zunächst als vernachlässigbar gewertet.

Damit können nun ökologische Untersuchungen angestellt werden. Um die Einflussfaktoren auf den Emissionsausstoß zu untersuchen, wird das Modellquartier BED-GBT als Grundlage gewählt. Bezogen auf den Strombedarf, Wärmebedarf, Adresspunkte pro Quadratkilometer und Wärmebelegungsdichte spiegelt dieses gut den Durchschnitt aller Quartiere. Es wird somit als repräsentatives Untersuchungsquartier verwendet.

Die Bereitstellung von nutzbarer Energie setzt Emissionen frei. Dazu zählen neben den direkten Emissionen der Verbrennung von fossilen Energieträgern ebenfalls die Lebenszyklusemissionen des Baus der Erzeugungsanlagen. Diese fallen bei konventionellen Kraftwerken wie auch Erneuerbare-Energien-Anlagen (EE-Anlagen) an. Durch Addition der laufenden Treibhausgasemissionen mit den über die Lebensdauer verteilten Lebenszyklusemissionen ergibt sich ein spezifischer THG-Wert pro Energieeinheit. Da bei der rechnerischen Deckung des Wärmebedarfs Netzstrom sowie Erdgas verwendet werden, müssen die spezifischen Emissionen dieser berücksichtigt werden. Folgende Werte sind dafür anzulegen:

- Netzstrombezug: 427 g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh [62]
- Erdgas im Brennwertkessel: 250 g CO<sub>2</sub>-Äq./kWh [63]

Durch den geringeren Wirkungsgrad der Stromerzeugung im Vergleich zur Wärmeerzeugung, ergeben sich höhere spezifische Emissionswerte des Netzstroms.

Mit den Emissionsfaktoren muss nachfolgend weiterhin bestimmt werden, welche Energiemengen für die Versorgung der Quartiere verwendet werden. Dies betrifft den Bezug von Netzstrom für die Versorgung der Gebäude, den Wärmepumpenbetrieb und den Bezug von Erdgas zur Bereitstellung der Spitzenlastwärmeversorgung.

#### **Fall 1: Wärmepumpenbetrieb ohne Photovoltaik**

In diesem Fall wird untersucht, welche Einsparpotenziale vorhanden sind, wenn Netzstrom zum Betrieb der Wärmepumpe oder der Wärmepumpen verwendet wird. Als Ausgangsbasis dienen die Energieprofile von Wärmebedarf, aufgeteilt nach Wärmepumpe und Spitzenlast. Durch die bekannten Energiemengen ist es für die ökologische Abschätzung lediglich notwendig, spezifische Emissionsfaktoren zu recherchieren und zuzuweisen.

Für den konventionellen Wärmenetzfall lässt sich der Stromverbrauch aus der bereitgestellten Wärmepumpenwärmemenge und der berechneten Jahresarbeitszahl aus Tabelle 27 ermitteln. Für den Fall des kalten Nahwärmenetzes ist es notwendig, den Stromverbrauch für Raumwärme und Warmwasser separat

zu berechnen. Dies ist der Fall, da für beide unterschiedliche Jahresarbeitszahlen vorliegen. Es ist zu erwähnen, dass im Falle von gleichzeitigem Bedarf an Raumwärme und Warmwasser, immer zuerst die Raumwärme durch die Wärmepumpe gedeckt wird. Dies gewährleistet eine Effizienzoptimierung. Dies führt dazu, dass Raumwärme einen wesentlich höheren Anteil an der Wärmeerzeugung der Wärmepumpen einnimmt als Warmwasser. Die genaue Berechnung wird mithilfe der ermittelten stündlichen Wärmepumpenenergiemenge gegenüber dem stündlichen Bedarf an Raumwärme und Warmwasser vorgenommen. Mit den in Tabelle 27 berechneten Jahresarbeitszahlen kann nun der Strombedarf für die dezentralen Wärmepumpen errechnet werden. Das Beispiel zum Quartier BED-GBT mit 70 % Wärmepumpendeckungsgrad ist in Berechnung (7) gegeben.

$$E_{WP,dez} = \frac{Q_{WP,RW}}{JAZ_{WP,RW}} + \frac{Q_{WP,WW}}{JAZ_{WP,WW}}$$

$$E_{WP,dez} = \frac{7.132 \text{ MWh}_{\text{therm}}}{4,00} + \frac{376 \text{ MWh}_{\text{therm}}}{2,67} \quad (7)$$

$$E_{WP,dez} = 1.925 \text{ MWh}_{\text{el}}$$

Auf diese Weise sind die für die Bilanzierung notwendigen Energiemengen des Netzstroms und der Spitzenlast ermittelt und können mit den spezifischen Emissionswerten verrechnet werden.

Die Ergebnisse der Untersuchung des ersten Falls sind in Tabelle 28 aufgeführt.

Es ist ersichtlich, dass ein höherer Anteil der Wärmepumpendeckung zu geringeren äquivalenten CO<sub>2</sub>-Emissionen führt. Dies ist der Fall trotz der höheren spezifischen Emissionen des Netzstroms, da eine Kilowattstunde Netzstrom im Wärmepumpenbetrieb im Schnitt zu 3,9 kWh thermischer Energiebereitstellung führt. Die Ersparnisse an Erdgasemissionen überwiegen bei höheren Deckungsgraden somit den zusätzlichen Treibhausgasausstoß des genutzten Netzstroms. Ein weiterer Vergleichspunkt sind die Ergebnisse bei einem Wärmepumpendeckungsgrad von 70 % bei konventionellem und kaltem Nahwärmenetz. Die Berechnung zeigt, dass im konventionellen Wärmenetz ein höherer Treibhausgasausstoß erfolgt. Dies liegt zum einen an den höheren Netzverlusten und somit einer höheren Gesamtwärmemenge. Zum anderen können die dezentralen Wärmepumpen des kalten Nahwärmenetzes die Wärme mit höherer Effizienz auf Raumtemperaturniveau zu Verfügung stellen. Durch die Bevorzugung der Bereitstellung von Raumwärme, ist die Jahresarbeitszahl im Schnitt 19 % höher als im Vergleich zum konventionellen Wärmenetz mit zentraler Wärmepumpe ( $JAZ_{WP,zentral} = 3,29$ ;  $JAZ_{WP,dez} = 3,90$ ).

Tabelle 28: Ergebnisse der ökologischen Untersuchung von Fall 1 – keine Photovoltaik, kein Batteriespeicher (Quartier BED-GBT)

Photovoltaikleistung in kWp		n. v.			
Stromspeichergröße in kWh		n. v.			
Wärmenetz		Konventionell			Kalte Nahwärme
Wärmepumpendeckungsgrad		40 %	70 %	100%	70 %
Energieverbrauch	<b>Wärmemenge in MWh</b>	<b>12.008</b>	<b>12.008</b>	<b>12.008</b>	<b>10.732</b>
	WP Wärmemenge in MWh	4.803	8.405	12.008	7.513
	SL Wärmemenge in MWh	7.202	3.605	0	3.225
	<b>Strommenge in MWh</b>	<b>6.646</b>	<b>7.741</b>	<b>8.838</b>	<b>7.109</b>
	Gebäudestrombezug in MWh	5.184	5.184	5.184	5.184
	Wärmepumpenstrom in MWh	1.462	2.557	3.654	1.925
Energiebilanz	Netzstrombezug in MWh	6.646	7.741	8.838	7.109
	Spitzenlast Erdgasbezug in MWh	7.202	3.605	0	3.225
Spezifische Emissionen	Spez. Em. Netzstrombezug in $t_{CO_2-Aq}/MWh$	0,427			
	Spez. Em. Spitzenlast in $t_{CO_2-Aq}/MWh$	0,250			
Emissionsberechnung	Emissionen Netzstrombezug in $t_{CO_2-Aq}/Jahr$	2.838	3.305	3.774	3.036
	Emissionen Spitzenlast in $t_{CO_2-Aq}/Jahr$	1.801	901	-	806
<b>Bilanz</b>	<b>Gesamtemissionen in <math>t_{CO_2-Aq}/Jahr</math></b>	<b>4.638</b>	<b>4.207</b>	<b>3.774</b>	<b>3.842</b>

**Fall 2: Wärmepumpenbetrieb mit Photovoltaik**

Im nächsten Schritt wird berücksichtigt, dass die Quartiere mit Photovoltaikmodulen (PV) ausgestattet werden sollen. Für die genaue Bilanzierung mit den Datensätzen des Wärmebedarfs und des Strombedarfs ist es wichtig, dass eine stundengenaue Auflösung der PV-Erträge vorliegt. Dies gewährleistet, dass die Profile des Energiebedarfs mit den Profilen der einstrahlungsabhängigen Energieerzeugung durch die PV-Module verschnitten sind. Dazu werden in den Modellquartieren die betreffenden Profile des auf das Jahr bezogenen stündlichen Einstrahlungsanteils verwendet. Weiterhin wird aus der Dachflächenmodellierung der Gebäude nach Kapitel 2.4.3 eine Modulleistung bestimmt, welche in dem Quartier installiert werden kann. Mit der spezifischen Dachflächenform und dem Einstrahlungswert lässt sich nun für das Quartier der Photovoltaikertrag stundengenau berechnen. Das vollständige Ertragsprofil des Modellquartiers BED – GBT ist in Abbildung 27 gezeigt. Zusammen mit dem Bedarf des Gebäudestroms und des Wärmepumpenstroms kann so eine Bilanzierung durchgeführt werden. In Abbildung 28 ist die stündliche Bilanzierung der Photovoltaikerzeugung mit dem Strombedarf zu erkennen. Weiterhin sind Netzbezug und Netzeinspeisung abgebildet. Gemäß der höheren Photovoltaikerträge im Sommer steigt ebenfalls der Anteil des direkt verbrauchten PV-Stroms und der der Netzeinspeisung. In den Wintermonaten fällt der PV-Ertrag ab und der Strombedarf steigt an. Dies ist im Falle eines wärmepumpenversorgten Quartiers durch den höheren Strombedarf des Wärmepumpenbetriebs bei höherer Wärmenachfrage zu erklären. Dieser Effekt ist verstärkt zu beobachten, je höher der Wärmepumpendeckungsgrad angesetzt wird. Für das Quartier ergibt sich in dem Szenario eine Eigenverbrauchsrate von 50 %. Das heißt, dass dieser Anteil des Photovoltaikstroms im Quartier direkt verbraucht wird.

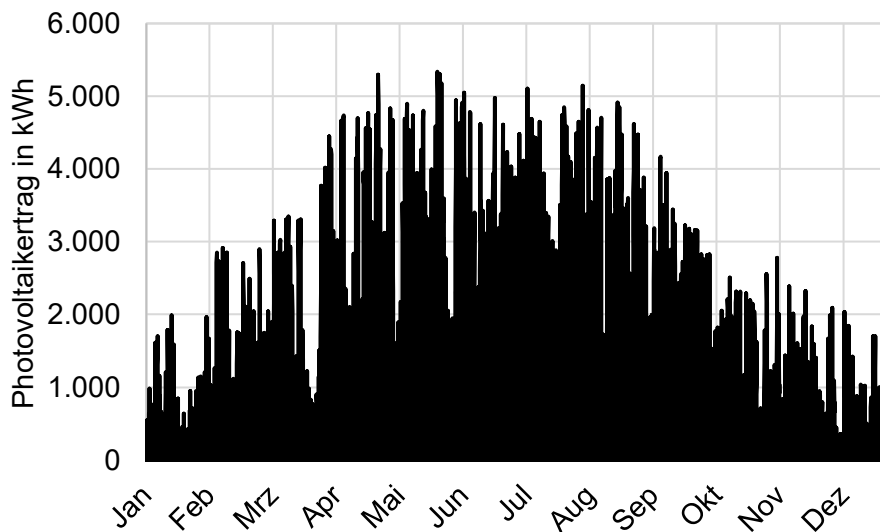


Abbildung 27: Stündlicher Photovoltaikertrag im Modellquartier BED - GBT

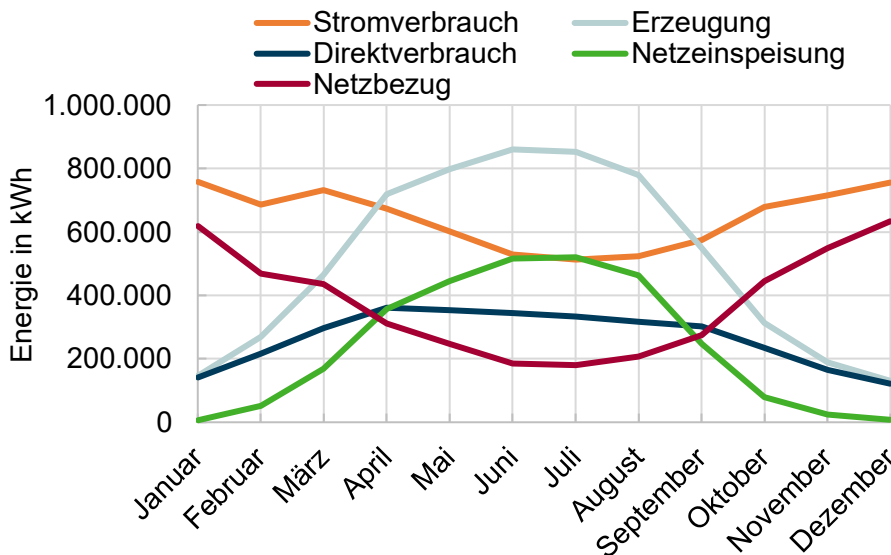


Abbildung 28: Monatliche Bilanzierung der Photovoltaikerzeugung mit dem Strombedarf im Modellquartier BED – GBT (Fall 2, Konventionelles Wärmenetz, 70 % Wärmepumpendeckungsgrad)

Mit der so erstellten Bilanzierung ist es möglich die Emissionswerte der definierten Untersuchungsszenarien erneut zu berechnen. Die Ergebnisse der ökologischen Bilanzierung ist in Tabelle 29 dargestellt.

Zunächst ist ersichtlich, dass sich die Bilanz der Gesamtemissionen in allen 4 Untersuchungsszenarien verbessert hat. Im Falle des konventionellen Wärmenetzes sind die Emissionen um 52 %, 57 % und 64 %, für jeweils 40 %, 70 % und 100 % Wärmepumpendeckungsgrad, gefallen. Der Effekt der Emissionsreduktion ist demnach bei einem höheren Wärmepumpendeckungsgrad durch den gesteigerten Eigenverbrauch am stärksten ausgeprägt. Ebenfalls lässt sich im kalten Nahwärmenetz mit 70 % Wärmepumpendeckungsgrad eine Reduktion der Emissionen von 62 % erkennen. Für das kalte Nahwärmenetz beobachtet man demnach eine ausgeprägtere Verringerung als beim konventionellen Wärmenetz mit 57 % Verringerung. Dies ist durch die geringeren Strombedarf im Winter zu begründen. Eine bessere Wärmepumpeneffizienz im Fall des dezentralen Wärmenetzes führt direkt zu verringerten Strombedarfen.

Tabelle 29: Ergebnisse der ökologischen Untersuchung von Fall 2 – Photovoltaik auf Dachflächen, kein Batteriespeicher (Quartier BED-GBT)

Photovoltaikleistung in kWp		6.488			
Stromspeichergröße in kWh		n. v.			
Wärmenetz		Konventionell			Kalte Nahwärme
Wärmepumpendeckungsgrad		40 %	70 %	100%	70 %
Energieverbrauch	<b>Wärmemenge in MWh</b>	<b>12.008</b>	<b>12.008</b>	<b>12.008</b>	<b>10.732</b>
	WP Wärmemenge in MWh	4.803	8.405	12.008	7.513
	SL Wärmemenge in MWh	7.202	3.605	0	3.225
	<b>Strommenge in MWh</b>	<b>6.646</b>	<b>7.741</b>	<b>8.838</b>	<b>7.109</b>
	Gebäudestrombezug in MWh	5.184	5.184	5.184	5.184
	Wärmepumpenstrom in MWh	1.462	2.557	3.654	1.925
	Eigendeckungsrate in %	45	41	37	43
Energiebilanz	Netzstrombezug in MWh	3.680	4.556	5.550	4.076
	Strom PV-Eigenverbrauch in MWh	2.966	3.185	3.288	3.033
	Spitzenlast Erdgasbezug in MWh	7.202	3.605	-	3.225
	PV-Einspeisung in MWh	-3.107	-2.888	-2.785	-3.040
Spezifische Emissionen	Spez. Em. Netzstrombezug in $t_{CO_2-Äq}/MWh$	0,427			
	Spez. Em. PV-Eigenverbrauch in $t_{CO_2-Äq}/MWh$	0,032			
	Spez. Em. Spitzenlast in $t_{CO_2-Äq}/MWh$	0,250			
	Spez. Gutschrift PV-Einspeisung in $t_{CO_2-Äq}/MWh$	0,395			
Emissionsberechnung	Emissionen Netzstrombezug in $t_{CO_2-Äq}/Jahr$	1.572	1.945	2.370	1.741
	Emissionen PV-Eigenverbrauch in $t_{CO_2-Äq}/Jahr$	95	102	105	96
	Emissionen Spitzenlast in $t_{CO_2-Äq}/Jahr$	1.801	901	-	806
	Gutschrift PV-Einspeisung in $t_{CO_2-Äq}/Jahr$	-1.227	-1.141	-1.100	-1.201
<b>Bilanz</b>	<b>Gesamtemissionen in <math>t_{CO_2-Äq}/Jahr</math></b>	<b>2.240</b>	<b>1.808</b>	<b>1.375</b>	<b>1.443</b>

**Fall 3: Wärmepumpenbetrieb mit Photovoltaik und Stromspeicher**

Im letzten Schritt wird erörtert, wie die Speicherung von elektrischer Energie die Emissionsbilanz des Quartiers beeinflusst.

Moderne Energiesysteme mit Photovoltaik produzieren an vielen Stunden im Jahr mehr Energie als zu diesem Zeitpunkt genutzt werden kann. Dies ist insbesondere an PV-ertragsintensiven Tagen im Sommer der Fall. In Quartieren mit interner Stromnutzung durch Wärmepumpen sinkt der Strombedarf im Sommer durch den reduzierten Wärmebedarf. Die Integration von Stromspeichern bietet eine Möglichkeit, emissionsarmen und günstig erzeugten PV-Strom zeitlich ausgeweiteter zu nutzen. So können Ertragsspitzen in der Tagesmitte für die Stromverbrauchsspitzen in den Abend- und Morgenstunden genutzt werden. Durch den hohen Preis von

Stromspeichern konnte eine Implementierung in der Vergangenheit selten auf wirtschaftlicher Basis gerechtfertigt werden [67]. Durch die veränderten Rahmenbedingungen, wie gestiegene Strompreise und gefallene Anschaffungskosten für Stromspeicher hat die Berücksichtigung in aktuellen Energiesystemplanungen jedoch erneut an Bedeutung gewonnen [68, 69]. In diesem Zuge wird auch in der Strombilanzierung des Modellquartiers im nächsten Schritt ein Stromspeicher berücksichtigt.

Dazu dient als Ausgangsbasis das von der Hochschule Trier entwickelte Excel-Tool „Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher“ [70]. Dieses bilanziert den Stromverbrauch, Photovoltaikertrag und Stromspeicherprozesse auf stündlicher Basis. Durch diese Struktur kann es in die bereits bestehende Quartiersberechnung eingebunden werden. Zusätzliche frei auswählbare Speicherparameter und ihre gewählten Werte sind nachfolgend aufgeführt:

- Ladezustand zu Beginn: 50 % der Gesamtkapazität
- C-Rate (Lade/Entladeleistung): 50 % des numerischen Wertes der Gesamtkapazität [71]
- Max. Entladetiefe: 90 % der Gesamtkapazität [72]
- Batterieverluste: 0,5 % pro Stunde [70]  
→ beinhaltet Selbstentladung und Wechselrichterverluste

Mit diesen Spezifikationen kann nun die Bilanzierung des Energiesystems erneut durchgeführt werden. Als Speichergröße wird zur Herausstellung der Auswirkung eine Gesamtkapazität gewählt, welche sich an oberen Werten von vorhandenen Energiesystemen in Quartieren orientiert [73]. Diese entspricht 110 % des numerischen Wertes der PV-Peakleistung und beläuft sich für das betrachtete Modellquartier BED – GBT auf 7.137 kWh. Als Vergleichsfall wird analog zu dem in Abbildung 28 gewählten Szenario erneut das konventionelle Wärmenetz mit 70 % Wärmepumpendeckungsgrad betrachtet. Die Ergebnisse sind in Abbildung 29 ersichtlich.

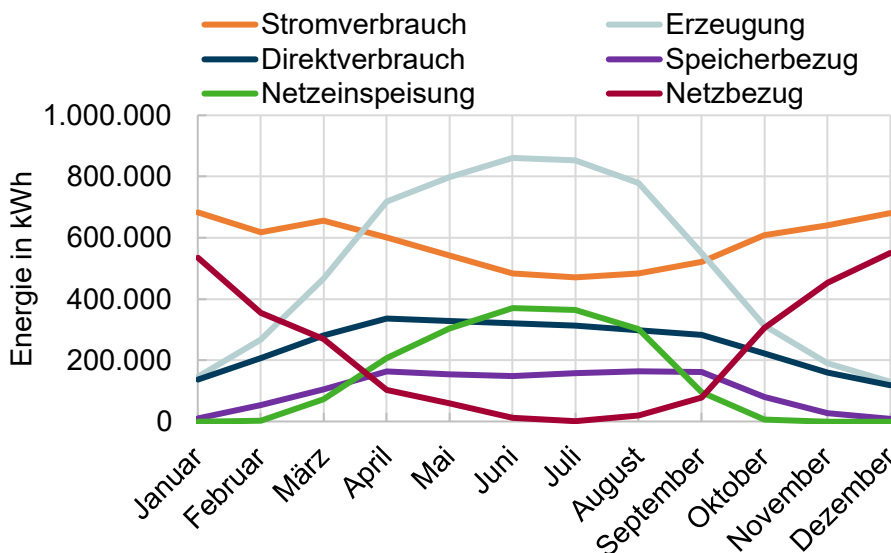


Abbildung 29: Monatliche Bilanzierung der Photovoltaikerzeugung mit dem Strombedarf und dem Stromspeicher im Modellquartier BED – GBT (Fall 3, Konventionelles Wärmenetz, 70 % Wärmepumpendeckungsgrad)

Im Vergleich zum Fall 2 in Abbildung 28 wird ersichtlich, dass die Netzeinspeisung im Sommer sinkt. Dies ist der Fall, da der Stromspeicher durch die höheren PV-Erträge den Strombedarf in den ertragsarmen Abend- und Morgenstunden vollständig decken kann. Über das gesamte Jahr ergibt sich so eine Eigenverbrauchsrate von 70 %, was einen absoluten Zuwachs um 20 % gegenüber Fall 2 bedeutet. Durch den geringeren Netzbezug werden in der Emissionsbilanz CO<sub>2</sub>-Emissionen vermieden. Auf der anderen Seite wird ebenfalls weniger PV-Strom eingespeist und somit ergibt sich eine geringere Gutschrift der PV-Einspeisung. Da beide

Effekte sich gegenläufig auf die Bilanz auswirken, kann die Bilanz in Fall 3 trotz eines höheren Verbrauchs mehr Emissionen ergeben als Fall 2. Die Ergebnisse sind in Tabelle 30 dargestellt.

Tabelle 30: Ergebnisse der ökologischen Untersuchung von Fall 3 – Photovoltaik auf Dachflächen, Batteriespeicherkapazität entspricht 110% des numerischen Wertes der Photovoltaikleistung (Quartier BED-GBT)

		Photovoltaikleistung in kWp			
		6.488			
		Stromspeichergröße in kWh			
		7.137			
		Konventionell			Kalte Nahwärme
		Wärmepumpendeckungsgrad	40 %	70 %	100%
Energieverbrauch	<b>Wärmemenge in MWh</b>	<b>12.008</b>	<b>12.008</b>	<b>12.008</b>	<b>10.732</b>
	WP Wärmemenge in MWh	4.803	8.405	12.008	7.513
	SL Wärmemenge in MWh	7.202	3.605	0	3.225
	<b>Strommenge in MWh</b>	<b>6.646</b>	<b>7.741</b>	<b>8.838</b>	<b>6.987</b>
	Gebäudestrombezug in MWh	5.184	5.184	5.184	5.184
	Wärmepumpenstrom in MWh	1.462	2.557	3.654	1.803
	Eigendeckungsrate in %	64	57	50	61
Energiebilanz	Netzstrombezug in MWh	2.371	3.321	4.380	2.744
	PV-Eigenverbrauch in MWh	2.966	3.185	3.288	3.006
	Spitzenlast Erdgasbezug in MWh	7.202	3.605	-	3.225
	PV-Einspeisung in MWh	-1.692	-1.555	-1.523	-1.724
	PV-Eigenverbrauch aus Stromspeicher in MWh	1.309	1.235	1.170	1.237
Spezifische Emissionen	Spez. Em. Netzstrombezug in $t_{CO_2-Äq}/MWh$	0,427			
	Spez. Em. PV-Eigenverbrauch in $t_{CO_2-Äq}/MWh$	0,032			
	Spez. Em. Spitzenlast in $t_{CO_2-Äq}/MWh$	0,250			
	Spez. Gutschrift PV-Einspeisung in $t_{CO_2-Äq}/MWh$	0,395			
	Spez. Em. PV-Eigenverbrauch aus Stromspeicher in $t_{CO_2-Äq}/MWh$	0,052			
Emissionsberechnung	Emissionen Netzstrombezug in $t_{CO_2-Äq}/Jahr$	1.013	1.418	1.870	1.172
	Emissionen PV-Eigenverbrauch in $t_{CO_2-Äq}/Jahr$	95	102	105	96
	Emissionen Spitzenlast in $t_{CO_2-Äq}/Jahr$	1.801	901	-	806
	Gutschrift PV-Einspeisung in $t_{CO_2-Äq}/Jahr$	-668	-614	-601	-681
	Emissionen PV-Eigenverbrauch aus Stromspeicher in $t_{CO_2-Äq}/MWh$	68	64	61	64
<b>Bilanz</b>	<b>Gesamtemissionen in <math>t_{CO_2-Äq}/Jahr</math></b>	<b>2.308</b>	<b>1.871</b>	<b>1.435</b>	<b>1.457</b>

## Auswertung

Wie zu erkennen ist, sinken im Vergleich zu Fall 2 die Bezugsmengen des Netzstroms und damit ebenfalls die resultierenden Emissionen. Dabei sinkt die Bezugsmenge stärker bei niedrigeren Deckungsgraden, da eine höhere anteilige Deckung durch den Stromspeicher realisiert werden kann, als bei höheren Deckungsgraden. Dies ist ebenfalls an der Eigendeckungsrate zu erkennen. Von Fall 2 zu Fall 3 steigt diese absolut um 13 % bis 19 %, wobei niedrigere Wärmepumpendeckungsgrade mit einem höheren Anstieg einhergehen. Gleichfalls steigt der Fall des kalten Nahwärmenetzes stärker als der des konventionellen Wärmenetzes. Bei 70 % Wärmepumpendeckungsgrad ist im konventionellen Fall ein Anstieg von 41 % auf 57 % von Fall 2 zu Fall 3 zu erkennen. Im Falle des kalten Nahwärmenetzes vollzieht sich ein Anstieg von 43 % auf 61 %. Weiterhin ist zu erkennen, dass sich am PV-Eigenverbrauch keine Änderung ergeben hat, da der Eigenverbrauch in beiden Fällen vor den anderen Stromverbrauchsarten priorisiert wird. Auch die Spitzenlast bedarf denselben Energiemengen, da diese durch die Wärmepumpendeckungsgrade festgesetzt sind. Die größten Änderungen ergeben sich an der Gutschrift der PV-Einspeisung. Diese sinkt von Fall 2 zu Fall 3 um 54 % bis 56 %. Dies ist durch die Speicherung der PV-Energie im Stromspeicher und die darauffolgende Nutzung zu erklären. Es wird somit weniger Netzstrom durch den im Quartier erzeugten PV-Strom verdrängt, so dass weniger Gutschriften entstehen. Dass dieser Effekt die Einsparung im Bezug von Netzstrom überwiegt, zeigt die Bilanz der Szenarien. Von Fall 2 auf Fall 3 wird kontinuierlich eine höhere CO<sub>2</sub>-Bilanz ausgewiesen. Diese steigt trotz des geringeren Bezugs an Netzstrom um etwa 1 % bis 4 % an, da der positive Bilanz effekt von Netzeinspeisungen weniger ausgeprägt ist.

Es ist hervorzuheben, dass dieses Ergebnis durch die bilanzielle Methodik bedingt wird. In der Praxis ist es ebenfalls möglich, dass die Treibhausgasbilanz durch den Einsatz von Stromspeichern sinkt. Im praktischen Stromversorgungssystem kommt es zeitlich abhängig zu Variationen in den spezifischen Treibhausgasemissionen des Netzstroms. So ist z.B. Netzstrom in der Nacht emissionsintensiver als Netzstrom am Tag [74]. Da Stromspeicher den Strom über den Tag durch ihren Zusammenhang mit der solaren Einstrahlung speichern und nachts bei Bedarf abgeben, führt dies zu einer besseren Ökobilanz. Eine genaue Bilanzbetrachtung sollte daher ebenfalls den zeitlichen Aspekt variierende spezifischer Emissionswerte des Netzstroms umfassen. Abschließend sind die Ergebnisse in Tabelle 31 zusammenfassend dargestellt. Die Ergebnisse können qualitativ auf die anderen Modellquartiere übertragen werden, da die Berechnungsmethodiken quartiersübergreifend dieselbe Struktur aufweisen.

Tabelle 31: Zusammenfassung der ökologischen Untersuchungsfälle für das Quartier BED-GBT

		Gesamtemissionen in tCO <sub>2</sub> -Äq./Jahr		
		Fall 1	Fall 2	Fall 3
Photovoltaikleistung in kWp		n. v.	6.488	6.488
Stromspeichergröße in kWh		n. v.	n. v.	7.137
Konventionelles Wärmenetz	Wärmepumpendeckungsgrad 40 %	4.638	2.240	2.308
	Wärmepumpendeckungsgrad 70 %	4.207	1.808	1.871
	Wärmepumpendeckungsgrad 100%	3.774	1.375	1.435
Kalte Nahwärme	Wärmepumpendeckungsgrad 70 %	3.842	1.443	1.457

### 2.4.4.2 Vergleich zu Referenzfall

In der Entscheidung, ein Energiesystem aufgrund der ökologischen Vorteile zu implementieren, ist neben der absoluten quartiersinternen Bilanz jedoch ebenfalls ein vergleichbares Energiesystem heranzuziehen. Dieser „Referenzfall“ beinhaltet Komponenten, welche nach konventionellen Auslegungsgrundlagen gewählt sind. Diese sind primär gekennzeichnet durch niedrigere Anschaffungskosten und Einfachheit des Energiesystems. Langfristig summieren sich die wirtschaftlichen und ökologischen Nachteile dieser jedoch auf, so dass die

erneuerbare Energiesysteme konkurrenzfähig und vorteilhaft werden.

Im nachfolgenden Vergleich liegt der Fokus erneut auf der ökologischen Bilanz des Modellquartiers BED-GBT. Als Referenzfall wird eine konventionelle Wärmeversorgung durch Erdgas in Brennwertsystemen verwendet. Da keine PV-Module installiert sind, wird der Strombedarf ausschließlich über den Bezug von Netzstrom gedeckt. Für den Vergleich werden die 3 Fälle aus dem vorangegangenen Kapitel erneut verwendet (Fall 1 - Wärmepumpenbetrieb ohne Photovoltaik; Fall 2 - Wärmepumpenbetrieb mit Photovoltaik; Fall 3 - Wärmepumpenbetrieb mit Photovoltaik und Stromspeicher). Zur Eingrenzung der Ergebnisse werden das konventionelle Wärmenetz und das kalte Nahwärmenetz mit einem Wärmepumpendeckungsgrad von 70 % verwendet.

Abbildung 31 zeigt die Aufteilung der äquivalenten CO<sub>2</sub>-Treibhausgasemissionen zwischen Strom und Wärme für den Referenzfall, unterteilt in konventionelles und kaltes Nahwärmenetz.

<b>Referenzfall: Konventionelles Wärmenetz</b>	<b>Jährliche CO<sub>2</sub>-Äq.-Emissionen</b>	
	<b>Strom</b>	<b>2.213,5 t/Jahr</b>
	davon Netzbezug	2.213.505 kg/Jahr
	<b>Wärme</b>	<b>3.001,9 t/Jahr</b>
	davon Deckung durch Erdgas (Brennwertkessel)	3.001.885 kg/Jahr
	<b>Gesamtemissionen</b>	<b>5.215,4 t/Jahr</b>
	<b>Jährliche CO<sub>2</sub>-Äq.-Bilanz</b>	
	<b>Quartier</b>	<b>5.215,4 t/Jahr</b>
<b>Referenzfall: Kaltes Nahwärmenetz</b>	<b>Jährliche CO<sub>2</sub>-Äq.-Emissionen</b>	
	<b>Strom</b>	<b>2.213,5 t/Jahr</b>
	davon Netzbezug	2.213.505 kg/Jahr
	<b>Wärme</b>	<b>2.683,1 t/Jahr</b>
	davon Deckung durch Erdgas (Brennwertkessel)	2.683.103 kg/Jahr
	<b>Gesamtemissionen</b>	<b>4.896,6 t/Jahr</b>
	<b>Jährliche CO<sub>2</sub>-Äq.-Bilanz</b>	
	<b>Quartier</b>	<b>4.896,6 t/Jahr</b>

Abbildung 30: Aufteilung der CO<sub>2</sub>-Bilanz im Referenzfall für Strom und Wärme

Die höheren Bilanzwerte im Fall des konventionellen Wärmenetzes sind durch die Wärmeverluste des Netzes zu begründen. Als Strombedarf wird nur der Gebäudestrombedarf angesetzt, da keine Wärmepumpe im Referenzfall existiert, welche ebenfalls Strom bezieht.

Die Emissionsbilanz der beiden Referenzfälle können nun mit den EE-Fällen des Modellquartiers verglichen werden. Die Ergebnisse aus dem vorangegangenen Kapitel sind in Abbildung 31 zusammen mit denen der Referenzfälle dargestellt.

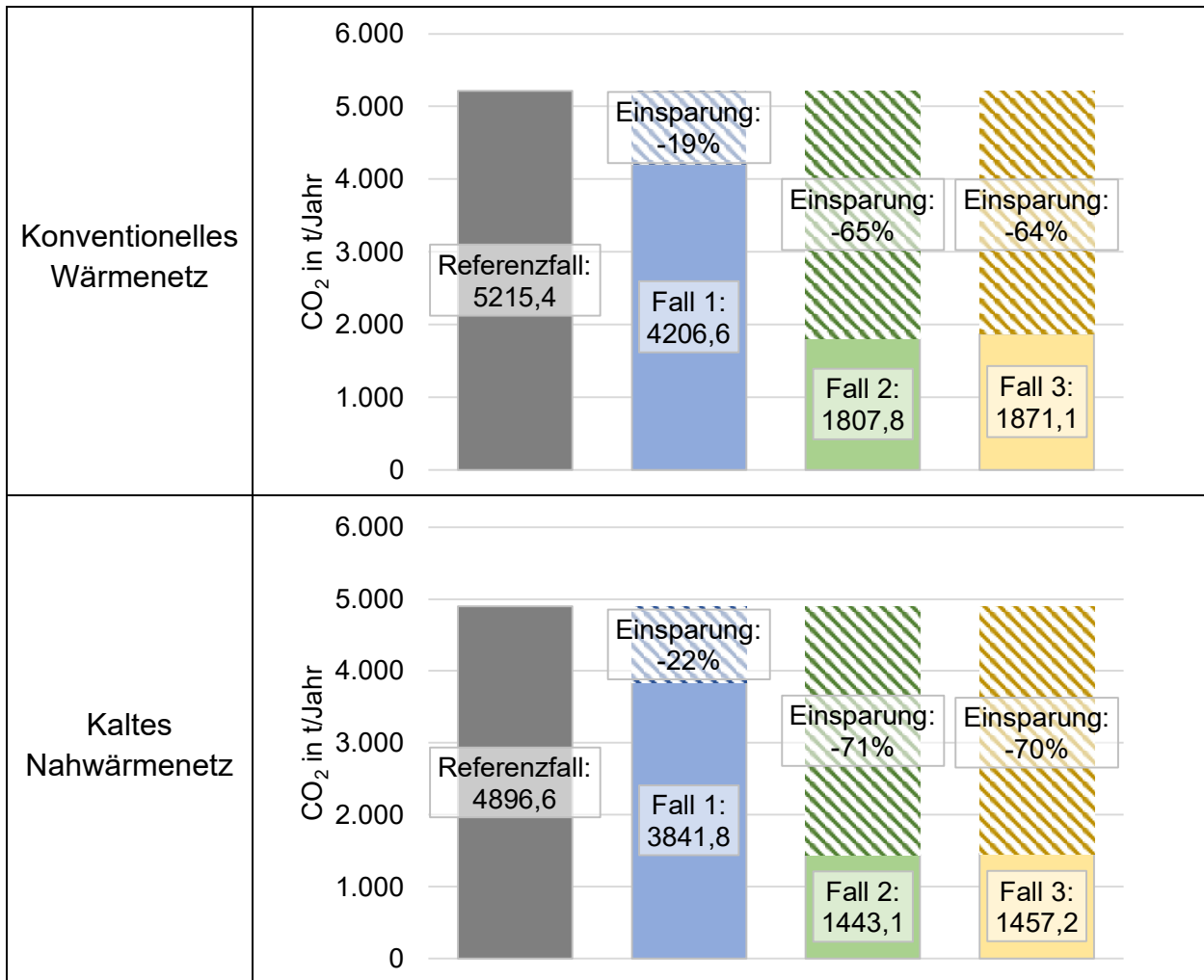


Abbildung 31: Ökologischer Vergleich der jährlichen Treibhausgasemissionen des Referenzfalls gegenüber den Vergleichsfällen; Modellquartier BED – GBT (70 % Wärmepumpendeckungsgrad)

Es wird ersichtlich, dass alle Fälle CO<sub>2</sub>-Emissionen gegenüber dem Referenzfall einsparen. Dabei ist die Einsparung durch die Nutzung einer Wärmepumpe mit Netzstrom am geringsten, da dieser Strom hohe spezifische Treibhausgasemissionen bei der Erzeugung aufweist. Wird ein Teil dieses Stromes durch eine Photovoltaikanlage und damit Eigenverbrauch substituiert, kann die Bilanz deutlich verbessert werden. Werden die Dachflächen des Quartiers zur Erzeugung von PV-Strom verwendet, so ist eine CO<sub>2</sub>-Einsparung von 65 % im konventionellen und 71 % im kalten Nahwärmenetzfall möglich. Wie bereits bei Fall 3 diskutiert, steigen die Emissionen aufgrund der bilanziellen und nicht-zeitaufgelösten Methodik im Fall 3 mit Implementierung des Batteriespeichers erneut minimal an. Der Vergleich der untersuchten Wärmenetzfälle zeigt, dass das kalte Nahwärmenetz in sämtlichen Szenarien höhere effektive Einsparungen erzielt. Dies gilt, obwohl seine Referenzfallbilanz im Vergleich geringer ausfällt. Primär kann dies mit der effizienteren Wärmeerzeugung der dezentralen Wärmepumpen erklärt werden. Durch die geringeren Temperaturniveaus wird weniger elektrische Energie benötigt, um diese bereitzustellen.

Die Methodik für die Abschätzung der ökologischen Emissionsbilanz ist ein weiterer Baustein in der Erstellung eines flexiblen Auslegungswerkzeugs für Quartiere mit Grubenwasser- und Photovoltaik-Versorgung. Neben der umweltrelevanten Bewertung ist die wirtschaftliche Machbarkeit einer solchen Systemumsetzung ebenfalls entscheidend. Um eine umfassende wirtschaftliche Bewertung umzusetzen, müssen die bisher vorgestellten Module vernetzt werden. Wärmenetzauslegung, Wärmepumpenauslegung und die ökologische Bilanzierung dienen dazu als Grundlage. Weiterhin wird die Wärmequelle Grubenwasser als Rückgrat der Wärmeversorgung implementiert. Abschließend folgen Ergänzungen im Energiesystem um ein realitätsnahes Modell zu ermöglichen. Die Zusammenführung dieser Komponenten und die wirtschaftliche Bewertung sind daher in den folgenden Teilen des Berichts der Hauptfokus.

## 2.5 Entwicklung des Auslegungswerkzeuges

Zentraler Arbeitspunkt des Projektes **GGeoQart** war die Schaffung eines nutzerfreundlichen Auslegungswerkzeuges für Grubenwassergeothermiesysteme. Mit diesem wird es ermöglicht, anhand von überschaubaren Eingaben ein Energiesystem für ein Quartier zu dimensionieren. Durch die in dem Werkzeug integrierten Datenbanken und Rechenschritte wird eine Bandbreite an technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Kennzahlen und Parametern ausgegeben. Diese helfen, die Umsetzbarkeit des eingegebenen Projekt szenarios zu bewerten und praktische Rückschlüsse für die Projektplanung zu erhalten. Durch integrierte VBA-Rechenprotokolle ist es möglich, einfache Parameterstudien durchzuführen. So können für verschiedene Auslegungsgrößen funktionale Zusammenhänge analysiert werden (z.B. Photovoltaikleistung, Batteriespeicherkapazität oder Energiepreisannahmen). Dies ermöglicht ebenfalls, kritische Komponenten im System festzustellen, welche einen überproportionalen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des Systems besitzen. Werden mehrere Parameterstudien für ein Quartier durchgeführt, können Optima gefunden werden, welche sich als Ausgangsbasis für folgende Machbarkeitsstudien eignen. Durch den Detailgrad der Datenausgabe des Auslegungswerkzeuges eignen sich die Ergebnisse ebenfalls für die Einbindung in Fördermittelanträge. Die Chance auf erfolgreiche Anträge kann so erhöht werden.

Das Auslegungswerkzeug lässt sich in zwei Teile unterscheiden. Der Teil der Nutzeroberfläche und den Teil der Berechnungsstruktur.

### 2.5.1 Aufbau der Nutzeroberfläche

Die Nutzeroberfläche dient der Eingabe der individuellen Daten der Nutzer. Es ist dafür in die vier Überkategorien „Startseite“, „Anleitung“, „Eingabewerte“ und „Ausgabewerte“ aufgeteilt. Eine tabellarische Darstellung des Aufbaus ist in Tabelle 32 aufgezeigt.

Tabelle 32: Tabellarische Darstellung des Aufbaus der Nutzeroberfläche

<b>Startseite</b>				
<b>Anleitung</b>				
<b>Eingabewerte</b>				
<b>Technisch</b>				<b>Wirtschaftlich</b>
Quartier	Grubenwasseranlage	Wärmenetz	Energiesystem	
<b>Ergebnisse</b>				
<b>Technisch</b>	<b>Wirtschaftlich</b>	<b>Wirtschaftlich</b>	<b>Parameterstudie</b>	

Die „Startseite“ enthält generelle Informationen zum Werkzeug, zum Projekt **GGeoQart** und entsprechende Hinweise sowie den Haftungsausschluss für die Ergebnisse der Vorauslegung. Unter „Anleitung“ wird die Bedienung des Werkzeugs erläutert und die Eingabemöglichkeiten erläutert.

Die Auslegung selbst beginnt mit dem Reiter „Eingabewerte“, wo der Nutzer durch einen technischen und einen wirtschaftlichen Teil geführt wird. Der technische Teil dient zur Spezifikation des Quartieres („Quartier“) sowie der Komponenten des Gesamtsystems („Grubenwasseranlage“, „Wärmenetz“, „Energiesystem“). Dort werden die Nutzer aufgefordert ihren Quartiersfall zu spezifizieren. Dabei ist es möglich, Komponenten aus der Berechnung auszunehmen. Dies kann sinnvoll sein, wenn die Nutzer wünschen, nur einen Teil des Gesamtsystems zu untersuchen. Weiterhin können bei allen relevanten technischen Systemkomponenten eigene Kostenwerte eingegeben werden, um bereits vorhandene wirtschaftliche Daten nutzen zu können (Zellenbeschriftung „Kosten bekannt?“). Sind diese Daten nicht vorhanden, so werden diese automatisiert

berechnet. Weiterhin müssen zur Dimensionierung des Quartiers wirtschaftliche Randbedingungen definiert werden. Darunter zählen z. B. der anzulegende Basiszinssatz, die gewünschte Amortisationszeit, die Energiepreise oder die Fördersätze.

Nach der vollständigen Eingabe der nutzerspezifischen Werte können die Resultate der Auslegung in „Ergebnisse“ begutachtet werden. Diese teilen sich neben der technischen, wirtschaftlichen Ebene zusätzlich in die Ebene der Ökologie und der Parameterstudie auf. Die Parameterstudie ermöglicht, für das spezifizierte Quartier bestimmte Parameter automatisiert zu analysieren und so Trends in diesen zu erkennen (z. B. ab wann ist ein Batteriespeicher zu groß und die Kosten nehmen zu).

Ein genauer Ablauf der Eingabeschritte wird zusätzlich in Kapitel 2.6.1 gezeigt.

## 2.5.2 Aufbau der Berechnungsstruktur - Technik

Die Menge an hinterlegten Daten und die Methodiken des Berechnungsablaufs machen die Darstellung in der Nutzeroberfläche nicht zielführend. Daher wurde die Berechnungsstruktur in Tabellenblätter im Hintergrund verlegt. Die Aufteilung ist schematisch in Abbildung 32 ersichtlich.

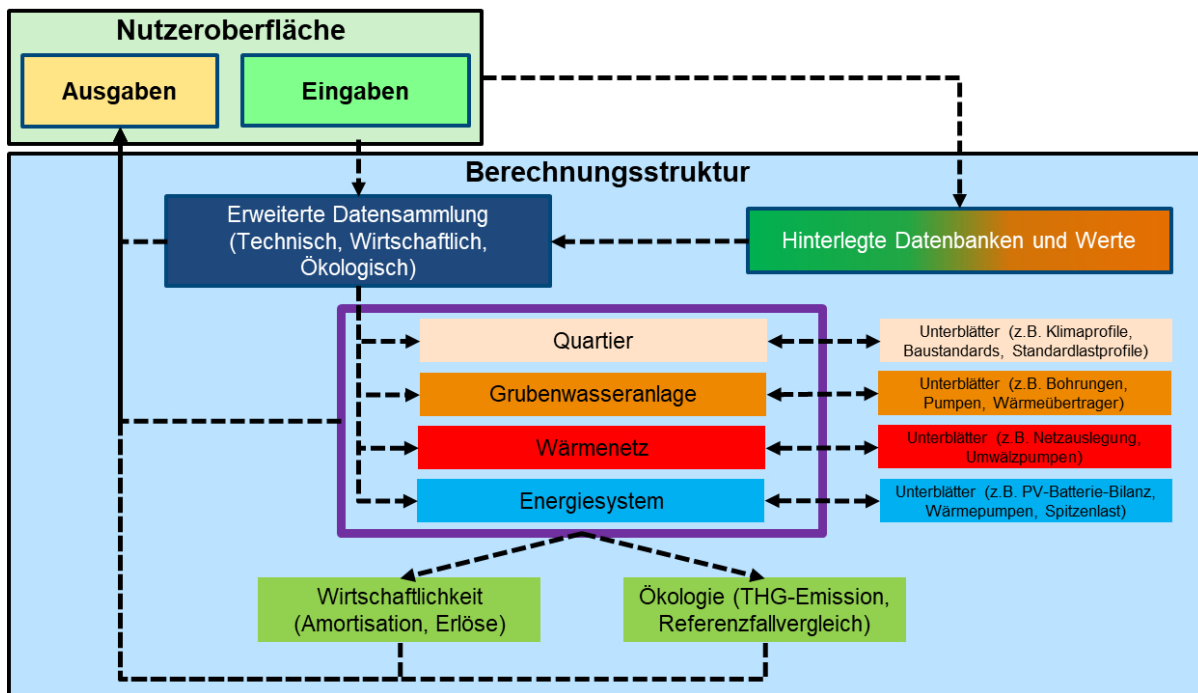


Abbildung 32: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs

Von den Eingabe-Blättern der Nutzeroberfläche werden die Parameter zunächst an eine Datensammlung gereicht. Da die Eingaben zum Teil reduziert sind, ist es ebenfalls notwendig die Daten mit hinterlegten Datenbanken und technischen Werten anzureichern. Anschließend werden diese angereicherten Daten (z.B. Wärmebedarfsprofile und erweiterte wirtschaftliche Kennwerte) gleichermaßen an die erweiterte Datensammlung weitergeleitet. Diese dient als zentrale „Verteilerstation“ von der aus die Ausgangsparameter an die entsprechenden Berechnungsmodule gesendet werden. Die Berechnungsmodule sind, angelehnt an die Eingabe des Nutzers, aufgeteilt in „Grubenwasseranlage“, „Wärmenetz“ und „Energiesystem“. Jedes dieser Blätter berechnet seinen spezifischen Systemteil. Die Kopplung zwischen ihnen wurde auf ein Mindestmaß reduziert, um die Modularität und Erweiterbarkeit der Module zu erhalten. Bestimmte technische Überschneidungen sind jedoch nicht auszuschließen (z.B. Wärmenetz → Berechnung Wärmeverluste – interagiert mit – Energiesystem → Auslegungsgröße der Wärmeerzeuger). Aus den drei Technikmodulen werden entsprechende Ausgabeparameter an wirtschaftliche und ökologische Auswertungsblätter gesendet. Dort werden relevante Ergebnisse berechnet und anschließend an die korrespondierenden Ergebnisblätter in

der Nutzeroberfläche gesendet.

Nachfolgend werden die methodischen technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Module im Detail vorgestellt.

### 2.5.2.1 Modul Quartier

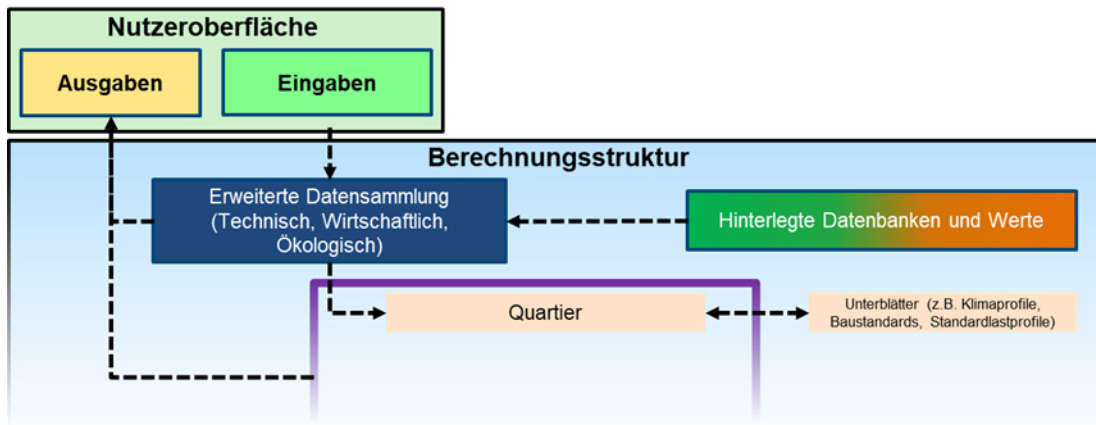


Abbildung 33: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs: Modul Quartier

Der Nutzer kann im ersten technischen Modul die Quartiersdetails spezifizieren. Dies umfasst zunächst die Auswahl der Region, in der sich das Quartier in Deutschland befindet. Diese Auswahl ist entscheidend, um regionale Unterschiede im Energieverbrauch einfließen zu lassen. Je nach gewähltem Landkreis werden Klimafaktoren berücksichtigt, welche sich auf den Wärme- und Kältebedarf auswirken. So ist bspw. der Wärmeverbrauch in Garmisch-Partenkirchen im Schnitt um 34 % höher als in der Referenzregion Potsdam. Gleichermassen können Regionen wie beispielsweise die Landkreise am Rhein aufgrund ihres regionalen Klimas einen höheren Kältebedarf aufweisen [8]. Neben den regional variierenden Wärme- und Kältebedarfen wirkt sich die Region ebenfalls auf die zu erwartenden Einstrahlungswerte aus. Pro Bundesland ist jeweils ein Einstrahlungsprofil implementiert, wobei die Profilauswahl auf Basis des eingegebenen Landkreises getroffen wird. Ein Beispiel ist in Abbildung 34 gezeigt.

Einstrahlungsprofil für den Standort Mittelsachsen

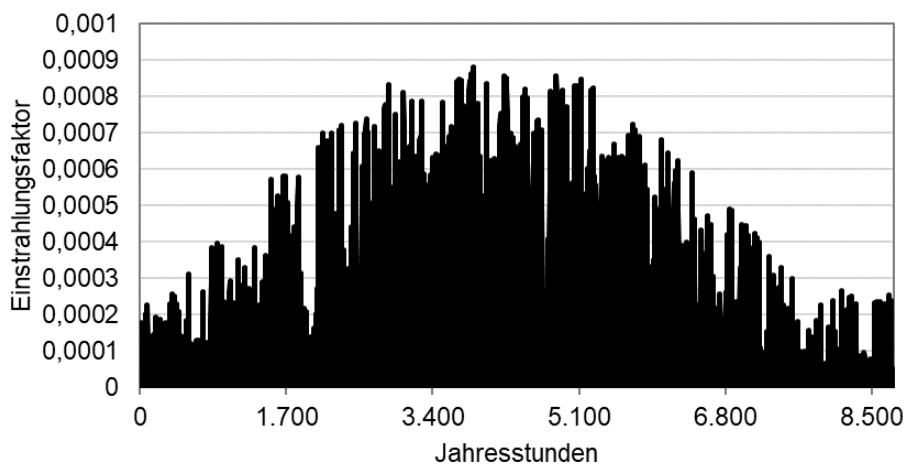


Abbildung 34: Beispielhaftes Einstrahlungsprofil für den Freistaat Sachsen [8]

Weiterhin werden die Gebäudedetails eingegeben. Dazu zählen die Anzahl und der Typ der Gebäude. Sind die Verbrauchsdaten zu Strom, Wärme und Kälte dem Nutzer nicht bekannt, so werden zusätzliche

Informationen abgefragt. Darunter zählen beispielsweise Angaben zur geschätzten Bewohneranzahl oder dem mittleren Baujahr. Diese Daten werden in Unterblättern des Moduls gesammelt und Energieverbrauchswerte abgeleitet. Anschließend werden durch hinterlegte Standardlastprofile für Wärme, Strom und Kälte die stündlichen Energieverbrauchswerte synthetisiert und zu Summenlastprofilen zusammengefasst. Ein Beispielergebnis ist in Tabelle 33 dargestellt.

Tabelle 33: Beispiel für die Erstellung von Summenprofilen in den Bereichen Heizwärme, Warmwasser und Strom (Kälte formatierungsbegründet nicht mit abgebildet)

Jahres- stunden	Heizwärme in kWh/h				Warmwasser in kWh/h			Strom in kWh/h			
	EFH/2FH	MFH	GHD	Summen- profil	Wohn- gebäude	GHD	Summen- profil	EFH/2FH	MFH	GHD	Summen- profil
1	60	243	25	328	32	1	32	6	79	9	95
2	62	259	26	346	17	0	17	4	61	9	74
3	63	263	27	353	5	0	5	3	47	7	58
4	68	283	28	380	5	0	5	3	42	7	52
5	81	351	31	463	17	0	17	3	39	7	49
6	117	523	37	678	48	1	49	3	39	7	48
7	151	521	45	716	136	2	139	3	40	8	51
8	140	507	47	694	140	2	142	3	46	8	57
9	133	502	46	680	123	2	125	5	76	8	89
10	127	491	43	662	100	2	101	9	127	8	145
11	121	478	41	640	88	1	90	12	167	10	188
...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...	...
8760	64	287	25	376	47	1	47	7	95	11	113

Die so erhaltenen Lastprofile dienen als Grundlage für die weitere Bilanzierung mit der Energiebereitstellung durch die Wärmeerzeuger (Wärmepumpe, Spitzenlastkessel) sowie die Strombereitstellung durch die Photovoltaikanlage.

### 2.5.2.2 Modul Grubenwasseranlage

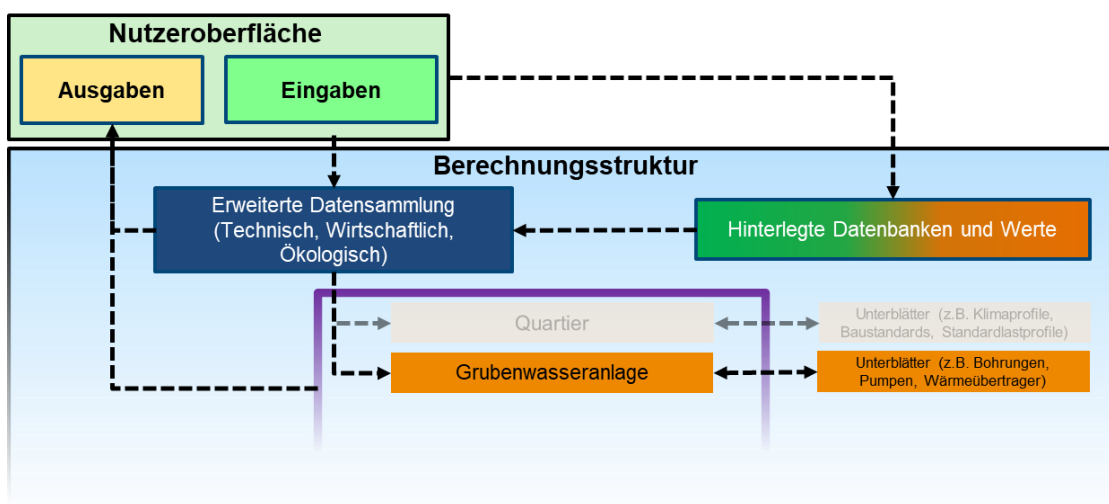


Abbildung 35: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs: Modul Grubenwasseranlage

Das Technikmodul der Grubenwasseranlage nimmt in der Auslegungsstruktur zwei Funktionen ein. Zum einen wird dort spezifiziert wie das Grubenwasser zur Verfügung steht. Dies hat primär Auswirkungen auf die Wärme und die Kältemengen, welche erschlossen werden können. Zum anderen wird spezifiziert, welche Erschließungsmaßnahmen getroffen werden. Diese reichen über bergmännische Arbeiten über die Kosten der Elektroinstallationen bis hin zur Wärmenutzungstechnik wie dem Wärmeübertrager. Tabelle 34 listet die Untermodule und Bestandteile der Grubenwasseranlage auf.

Tabelle 34: Bestandteile des technischen Moduls „Grubenwasseranlage“

Untermodul	Bestandteile	Quellen
Grubenwasserverfügbarkeit und -charakterisierung	Art der Erschließung, Physikalische und betriebsrelevante Parameter	Annahme
Bergmännische Maßnahmen	Spezifische Bohrkosten, Schachtleerungskosten, Schachtsicherungskosten	[75, 76, 77, 78, 79]
Elektroinstallation & Gebäudeautomation	Elektroinstallation spezifische Kosten, Gebäudeautomation spezifische Kosten	[75, 76]
Unterwasserpumpe	Kosten- und Leistungsdatenbank	[78, 80, 81]
Rohrleitungstechnik	Max. Strömungsgeschwindigkeit, Rohrleitungsbauteile	[82, 83, 75, 78, 84, 85, 86]
Wärmenutzung Grubenwasser	Kühlenergieanteil, Wärmeübertrager, Foulingfaktor	[87, 88, 89]

Bei der Eingabe der Grubenwasserverfügbarkeit entscheidet sich, welches Berechnungsverfahren für die Wärme und Kältemengen verwendet wird. Wird die Art „Entwässerung“ ausgewählt, so muss spezifiziert werden, welchen Mindestvolumenstrom und welche Mindesttemperatur dort zur Verfügung stehen. Daraus können entsprechende Wärme- und Kältepotenziale errechnet werden. Die Wärmeleistung errechnet sich aus der Randbedingung, dass das Grubenwasser bei einem effektiven Wärmeentzug um 5 K abgekühlt wird. Die Kälteleistung wird dabei als passive Kälteleistung errechnet. Daher steht dieser Kältenutzen nur bis zu einem Temperaturniveau von 18 °C zur Verfügung.

Wird als Grubenwasserverfügbarkeit „Geflutete Strecke“ gewählt, so verläuft die Berechnung der Wärme- und Kältemengen nach einer anderen Methodik. Wie in Kapitel 0 beschrieben, wurde für diese Option eine Modellierung verwendet, welche die komplexeren Wärmetransportmechanismen im Erdreich abbilden kann. Da die Modellierung aufgrund ihres Umfangs nicht in die Struktur des Auslegungswerkzeugs integriert werden kann, wurde eine Datenbank mit 115.200 unterschiedlichen Streckenfällen angelegt. Diese Fälle unterscheiden sich folgenden Parametern, welche der Nutzer diskret spezifizieren kann:

- Streckenlänge (500 – 5.000 m)
- Streckendurchmesser (1 – 6 m)
- Wärmeleitfähigkeit des Gesteins (2 – 6 W/(m\*K))
- Temperatur des Gesteins (9 – 30 °C)
- Sekundäres Grubenwasser-Einströmverhältnis (0 – 30 %)
- Systemwärmelast (100 – 2.000 kW)
- Kühl-/Heizverhältnis (0 – 30 %)

Je nach Nutzerspezifikation ergibt sich ein bestimmtes Nutzungspotenzial an Wärme und Kälte, was in der nachfolgenden Berechnung zur Verfügung steht.

Die Wärme wird bei jeglicher Nutzungsart durch Wärmepumpen auf ein höheres Temperaturniveau gehoben. Daher ergibt sich insgesamt ein höheres Wärmepotenzial, da die Antriebsenergie der Wärmepumpe ebenfalls anteilig zu der Wärmebereitstellung hinzugerechnet wird. Die Differenz zwischen der Grubenwasserwärme und der daraus bereitgestellten Wärmepumpenwärme wird über eine Abschätzung der Wärmepumpeneffizienz durchgeführt. Diese ist abhängig von dem Temperaturhub zwischen Grubenwassertemperatur und Verbrauchertemperatur sowie der Wärmenetzart. Im Falle des konventionellen Wärmenetzes mit einer zentralen Wärmepumpe liegt eine Jahresarbeitszahl (JAZ) -Effizienzkennlinie zugrunde, welche anhand von Daten aus Großwärmepumpenprojekten abgeleitet wurde [53]. Im Falle des kalten Nahwärmenetzes mit dezentralen Wärmepumpen wird eine Effizienzkennlinie verwendet, welche sich aus einer Haushaltswärmepumpen-Datenbank speist [66]. Tabelle 35 zeigt die beiden Effizienzkennlinien.

Tabelle 35: Effizienzkennlinie der Wärmepumpen aufgeteilt nach Wärmenetzart

Wärmenetz	Effizienzkennlinie
Konventionell	$JAZ = 45,397 \cdot \Delta T^{(-0,629)}$ (Effizienz Großwärmepumpen nach [53])
Kalte Nahwärme	$JAZ = (9,97 - 0,2 \cdot \Delta T + 0,0012 \cdot \Delta T^2) \cdot 0,9$ (Effizienz Kleinwärmepumpen nach [66])

Die „Bergmännischen Arbeiten“ spezifizieren, wie das Grubenwasser erschlossen wird. Neben der Nutzung eines vorhandenen Schachtes, in welchem die Rohrleitungstechnik installiert werden kann, können ebenfalls Bohrungen ausgewählt werden. Für beide Optionen können Extraoptionen hinzugefügt werden, welche für eine genauere Kostenabschätzung dienen. Weiterhin werden Kosten zur Baustelleneinrichtung und -sicherung berücksichtigt [75, 76, 77, 78, 79].

Der Bereich „Elektrotechnik und Gebäudeautomation“ schätzt anhand der Tiefe des Grubenwassers zunächst die elektrotechnischen Anlagen ein. Dazu zählen Kabel und Leitungen, Verlegehilfsmittel und die Beleuchtungsinstallation. Weiterhin wird anhand der maximalen Wärmeleistung der Grubenwasserförderung der Preis für die automatische Steuerung, Regelung und Überwachung der Geothermieanlage berechnet [75, 76].

Zur Förderung des Grubenwassers werden Pumpen eingesetzt. Um diese zu spezifizieren, dient das Untermodul „Unterwasserpumpe“. Dort wird gemäß der angeforderten Grubenwasserwärmeleistung ein benötigter Volumenstrom errechnet. Der Maximalwert der Wärmeleistung gibt ebenfalls den Maximalwert des Volumenstroms der Grubenwasserpumpe vor. Weiterhin wird die Förderhöhe und der daraus resultierende hydrostatische Druck berücksichtigt, um die Pumpenauslegung durchzuführen. Aus der Auslegung werden als Ergebnisparameter die berechnete Pumpleistung sowie die geschätzten Investitionskosten weitergegeben. Ein Ausschnitt der Kosten- und Leistungsdatenbank ist in Tabelle 36 gegeben.

Tabelle 36: Ausschnitt aus der Kosten- und Leistungsdatenbank „Unterwasserpumpe“ [78, 80, 81]

Hersteller	Modell	Nennförderstrom in m³/h	Nennförderhöhe BP in m	Leistung in kW	Preis in €
Grundfos	SQ 5-35	5	36	1,55	2062,59
Grundfos	SQ 2-85	2	88	1,55	2312,35
Grundfos	SQ 1-110	1	127	1,55	2488,42
Grundfos	SQ 7-55	7	51	2,4	2590,11
Grundfos	SQ 3-80	3	84	2,05	2688,03
Speck	SUPS 4-2-62	2,5	347	3	2994,8
Grundfos	SQ 5-70	5	73	2,46	3074,95
...	...	...	...	...	...
Speck	SUPS 6-60-20	79,2	275,5	37	17200,27
Grundfos	SP 30-52	30	404	55	22162,52
Grundfos	SP 215-6N	215	149	110	57444,45
Grundfos	SP 215-8	215	199	147	59305,05
Grundfos	SP 215-11	217,7	280,6	220	84453,23

Die Pumpleistung der Grubenwasserpumpe sowie die stündliche Wärmeanforderung von der Grubenwasseranlage wird weiterhin genutzt, um ein stündliches Strombedarfsprofil zu bestimmen. Dazu wird abgeglichen, welche Wärmeleistung von der Grubenwasseranlage in jeder Stunde abgerufen wird. Das sich ergebende Verhältnis aus der momentanen Wärmeleistung und der maximal möglichen Wärmeleistung wird genutzt, um die abgerufene Pumpleistung zu bestimmen. Es wird so vereinfacht ein linearer Zusammenhang zwischen Grubenwasserwärmeleistung und Grubenwasserpumpleistung genutzt, um die aufgenommene elektrische Leistung anzunähern. Die so stündlich erhaltenen Werte des Strombedarfs können mit dem Summenprofil des Gebäudestrombedarfs zu dem stündlichen Gesamtstromprofil zusammengerechnet werden.

Im Untermodul „Rohrleitungstechnik“ wird spezifiziert, welches Rohrleitungsmaterial zur Förderung des Grubenwassers verwendet wird. Weiterhin wird anhand des Fördervolumenstroms und der maximal empfohlenen Richtgeschwindigkeit für Rohrleitungen errechnet, welcher Innendurchmesser mindestens zu wählen ist [83]. Anhand der so ermittelten Geometrie kann der Preis pro Meter Rohrleitung abgeschätzt werden. Die Abschätzungskorrelation für Stahlrohre ist als Beispiel in Abbildung 36 dargestellt. Neben Stahlrohren können weiterhin Rohrleitungen aus PE 100 für die Grubenwasserförderung gewählt werden [90, 75]. Weiterhin werden Technischelemente für die Rohrleitungsinstallation wie Flanschrohre, Pass- und Standrohre und Kosten für die Installation berücksichtigt [82, 75, 78, 84].

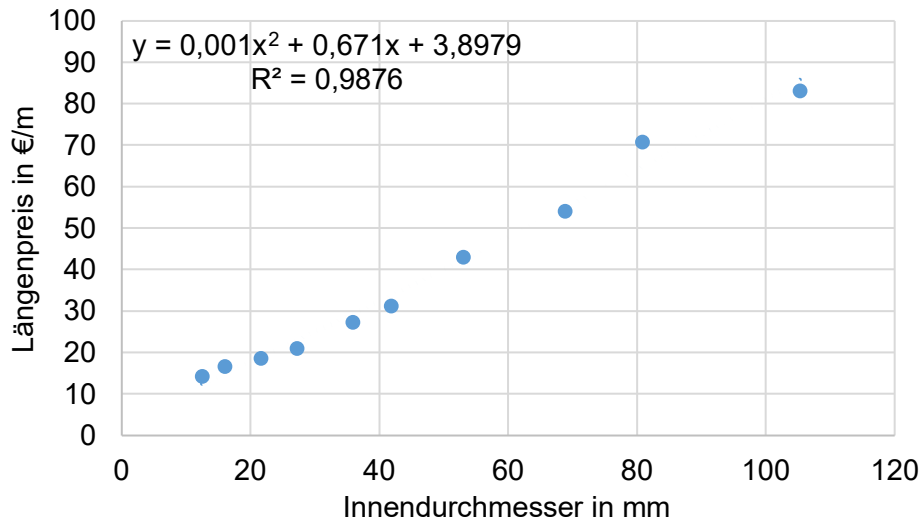


Abbildung 36: Kostenkorrelation für Stahlrohre in Abhängigkeit des Innendurchmessers [78, 85, 86]

Das letzte Untermodul der Grubenwasseranlage ist „Wärmenutzung Grubenwasser“. Dort wird angegeben, welcher Anteil an Kühlenergie bezogen auf den Gesamtwärmebedarf genutzt werden soll. Die Nutzung von Kälte ist möglich, wenn als Netztyp „Dezentral“ gewählt wurde (entspricht dem kalten Nahwärmenetz). Durch die hohe Netztemperatur des zentralen/konventionellen Wärmenetzes ist dort ein Kühlnutzen durch das Grubenwasser nicht möglich. Weiterhin muss die Grubenwassertemperatur weniger als 18 °C betragen, damit die Kälte effektiv für die Kühlung der Gebäude ohne zusätzlichen Energieaufwand zur Verfügung gestellt werden kann [91]. Wird im Fall der Nutzung einer gefluteten Strecke das Grubenwasser zur Kühlung verwendet, so wird einbezogen, dass die Wärme der Strecke zum Teil regeneriert wird. Dies ist der Fall, da bei der Kühlung von Gebäuden mit Grubenwasser Wärme aus den Gebäuden in das Grubenwasser geführt wird und so in der Grube wieder gespeichert werden kann. Weiterhin wird in diesem Untermodul der Wärmeübertrager ausgelegt. Die Auslegung wird anhand der maximal zu übertragenden Grubenwasserleistung vorgenommen. Weiterhin wird ein vom Nutzer spezifizierbarer Foulingfaktor berücksichtigt. Dieser beschreibt die Verminderung von Übertragungsleistung durch Ablagerungen und kann somit als Faktor der Überdimensionierung verstanden werden. Die Kosten des Wärmeübertragers werden anhand der Übertragungsleistung aus einer Kostendatenbank abgeleitet [87, 88, 89].

Mit der Spezifizierung der Grubenwasseranlage sind die Kosten sowie die technische Umsetzung der Unterkomponenten festgelegt. Neben der wirtschaftlichen Bilanzierung ist so die Abschätzung von Stromkosten möglich (bspw. für den Betrieb der Grubenwasserpumpe). Die Wärmequelle ist somit erschlossen und das System benötigt im nächsten Auslegungsschritt eine Infrastruktur zur Verteilung der Wärme. Diese wird im Modul Wärmenetz behandelt.

## 2.5.2.3 Modul Wärmenetz

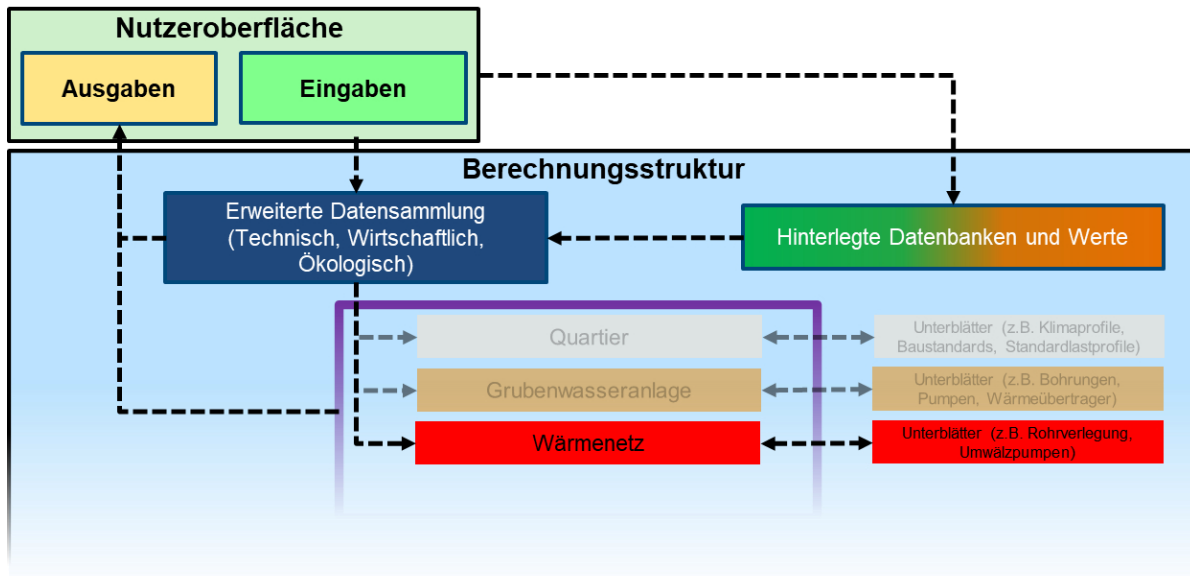


Abbildung 37: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs: Modul Wärmenetz

Das Technikmodul des Wärmenetzes ist für die Dimensionierung des Wärmenetzes und seiner Peripherie zuständig. Neben der Errechnung der Netzdimensionen, Strömungsparameter und Wärmeverluste wird ebenfalls eine Auslegung der Leistung der Umwälzpumpen vorgenommen. Das Modul berechnet neben den Betriebsparameter weiterhin die Kosten, welche für die Investition der Komponenten anfallen. Tabelle 37 listet die Bestandteile des Wärmenetzes auf.

Tabelle 37: Bestandteile des technischen Moduls „Wärmenetz“

Untermodul	Bestandteile	Quellen
Wärmenetzauslegung	Berechnung der Netzdimensionen, Wärmeverluste, Strömungsparameter und Verlegekosten	[92, 59, 54]
Umwälzpumpen-dimensionierung	Kosten- und Leistungsdatenbank für Umwälzpumpen	[93]

Das Untermodul „Wärmenetzauslegung“ ist für die Dimensionierung des Wärmenetzes zuständig. Die Entwicklung des Auslegungsmoduls zur Berechnung der Netzdimensionen und der Wärmeverluste wurde bereits für die Berechnung der Wärmepumpensysteme vorgenommen. Die Beschreibung der Auslegungsmethodik ist daher im Detail in Kapitel 0 nachzulesen. Um die Wärmenetzinstallation wirtschaftlich bewerten zu können, war es notwendig diese Berechnung um entsprechende Material- und Verlegungskosten zu erweitern. Dazu wurden für beide Wärmenetztypen (konventionell und kalte Nahwärme) Kostenwerte recherchiert und an das heutige Preisniveau inflationsbereinigt [94, 95, 96]. Die spezifischen Kosten für die Verlegung des konventionellen Wärmenetzes sind beispielhaft für verschiedene Kostenniveaus in Tabelle 38 dargestellt.

Tabelle 38: Spezifische Kosten für die Installation von gedämmten Verbundmantelrohren der Dämmserie 1 für verschiedene Kostenniveaus

Nennweite DN	Verlegekostenniveau (€/m-Trasse)		
	niedrig (ländlicher Raum)	mittel (Großstädte)	hoch (Großstädte teuer)
DN 20	308	392	603
DN 25	322	412	631
DN 32	340	440	669
DN 40	363	471	714
DN 50	391	511	768
DN 65	431	571	851
DN 80	472	631	934
DN 100	528	711	1.045
DN 125	597	811	1.183
DN 150	665	911	1.322
DN 200	802	1.111	1.597
DN 250	940	1.311	1.874
DN 300	1.077	1.511	2.151
DN 350	1.356	1.919	2.830
DN 400	1.641	2.324	3.498
DN 450	1.924	2.730	4.164
DN 500	2.207	3.135	4.832
DN 600	2.775	3.944	6.168
DN 700	3.343	4.754	7.502
DN 800	3.909	5.565	8.838
DN 900	4.477	6.374	10.172
DN 1000	5.045	7.184	11.508

Weiterhin werden die Kosten der Hausanschlussstationen gemäß der durchschnittlichen Anschlussleistung pro Gebäude berücksichtigt [96]. Damit können die Investitionskosten für den Bau des Wärmenetzes abgeschätzt werden.

Neben der Wärmenetzdimensionierung ist es notwendig die Förderung des Wärmenetzfluids gegen den Druckverlust der Rohrwände zu berücksichtigen. Dies geschieht im Untermodul „Umwälzpumpen-dimensionierung“. Es wird dafür angenommen, dass eine zentrale Pumpstation das Wärmenetz mit dem notwendigen hydraulischen Druck versorgt und die Druckerhöhung somit nicht dezentral in mehrere Druckerhöhungsstationen aufgeteilt ist. Um die Umwälzpumpe zu dimensionieren wird der Druckverlust im Wärmenetz benötigt. Dieser wird für die 10 Einzelsegmente errechnet. Dafür wird zunächst die maximale Reynoldszahl mit der maximalen Fluidgeschwindigkeit nach Formel (8) bestimmt.

$$Re_{\max} = \frac{v_{\max} \cdot D_{\text{Segment}}}{\nu} \quad (8)$$

$Re_{\max}$	Maximale Reynoldszahl
$v_{\max}$	Maximale Fluidgeschwindigkeit in m/s
$D_{\text{Segment}}$	Durchmesser des Wärmenetzsegments in m
$\nu$	Kinematische Viskosität des Wärmenetzfluids in m <sup>2</sup> /s (Wasser, temperaturabhängig)

Anschließend wird mit dieser der Darcy-Weisbach-Reibungskoeffizient errechnet. Da es sich bei der maximalen Strömungsgeschwindigkeit um turbulente Strömungen handelt, kann dazu die in Formel (9) abgebildete Swamee-Jain-Gleichung genutzt werden [97].

$$f_{\max} = \frac{0,25}{\left[ \log \left( \frac{\varepsilon/D_{\text{Segment}}}{3,7} + \frac{5,74}{Re_{\max}^{0,9}} \right) \right]^2} \quad (9)$$

$f_{\max}$	Darcy-Weisbach-Reibungskoeffizient
$\varepsilon$	Rohrrauigkeit in mm (Annahme: 0,02 nach [98])
$D_{\text{Segment}}$	Durchmesser des Wärmenetzsegments

Mit diesem Reibungskoeffizienten kann abschließend der maximale Druckverlust mit der Darcy-Weisbach-Gleichung berechnet werden, welcher in dem Wärmenetzsegment abfällt. Dieser ist in Formel (10) aufgezeigt.

$$\Delta p_{max} = f_{max} \cdot \left( \frac{L_{segment}}{D_{segment}} \right) \cdot \left( \frac{\rho \cdot v_{max}^2}{2} \right) \quad (10)$$

$\Delta p_{max}$  Maximaler Druckverlust in Pa  
 $L_{segment}$  Länge des Wärmenetzsegments in m  
 $\rho$  Dichte des Wärmenetzfluids in kg/m<sup>3</sup> (Wasser, temperaturabhängig)

Diese Druckverlustberechnung wird nun für alle Wärmenetzsegmente durchgeführt, wobei die jeweilige Segmentgeometrie und Strömungsgeschwindigkeit berücksichtigt werden. Druckverluste, welche bspw. an Bögen, T-Stücken und Armaturen auftreten werden pauschal mit 25 % des Druckverlustes der Rohrreibungsverluste angenommen [99]. Es ergibt sich daraus ein Druckverlust für das gesamte Wärmenetz.

Der maximale Druckverlust wird anschließend zusammen mit einem Pumpenwirkungsgrad verwendet, um eine maximale Pumpleistung zu berechnen. Eine Näherungsformel ist dazu in (11) gegeben [100]. Gemäß der recherchierten Pumpentypen wird ein Wirkungsgrad von 70 % als repräsentativ gesehen und verwendet.

$$P_p = 1000 \cdot \frac{\dot{V}_{max} \cdot \Delta p_{max}}{\bar{\eta}} \quad (11)$$

$P_p$  Maximaler Druckverlust in Pa  
 $\dot{V}_{max}$  Maximaler Volumenstrom in m<sup>3</sup>/h  
 $\bar{\eta}$  Mittlerer Pumpenwirkungsgrad in %

Weiterhin wird der Druckverlust zusammen mit dem Volumenstrom verwendet, um die Investitionskosten mit Hilfe einer Datenbank verschiedener Umwälzpumpen zu errechnen [93]. Um eine Kostenbestimmung abhängig von Druckverlust wie Volumenstrom zu ermöglichen, werden beide Größen miteinander multipliziert so dass ein hydraulischer Kennwert entsteht. Aus der Umwälzpumpendatenbank kann somit eine Korrelation von hydraulischem Kennwert und Pumpenleistung abgeleitet werden. Dieser Zusammenhang ist in Abbildung 38 dargestellt.

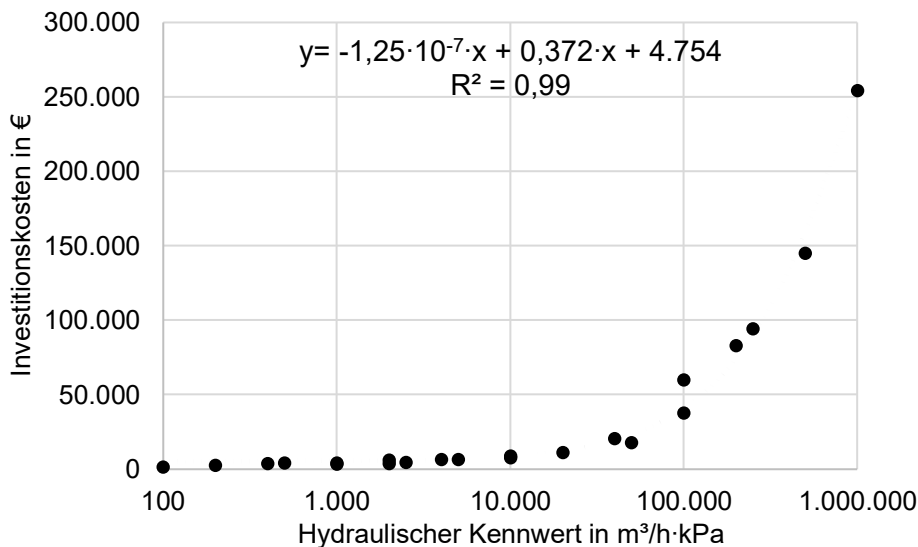


Abbildung 38: Kostenkorrelation für Umwälzpumpen in Abhängigkeit des hydraulischen Kennwerts (kombinierter Wert aus Druckverlust und Volumenstrom), x-Achse logarithmisch skaliert

Mit der Umwälzpumpenleistung kann nun eine Abschätzung des Strombedarfs durchgeführt werden. Dafür wird in jeder Jahresstunde überprüft, welche Wärmeleistung im Wärmenetz anliegt. Je nach Netzauslastung wird nun der Energieverbrauch der Umwälzpumpe über eine Verhältnisrechnung bestimmt, so dass ein linearer Zusammenhang entsteht (volle Wärmelast = Umwälzpumpe ruft komplette Leistung ab; 70 % Wärmelast = Umwälzpumpe ruft 70 % der Leistung ab). Der lineare Zusammenhang ist als Vereinfachung zu betrachten, entspricht aber näherungsweise den in Technikatalogen auffindbaren Leistungskennlinien [93].

Das so errechnete stündliche Stromverbrauchsprofil wird anschließend dem stündlichen Gesamtstromprofil hinzuaddiert.

Durch die beiden Teile der Wärmenetzauslegung und der Umwälzpumpendimensionierung ist das Wärmenetz technisch und wirtschaftlich charakterisiert. Die Ergebniswerte werden für weitere Berechnungen in den nachfolgend beschriebenen Modulen verwendet.

### 2.5.2.4 Modul Energiesystem

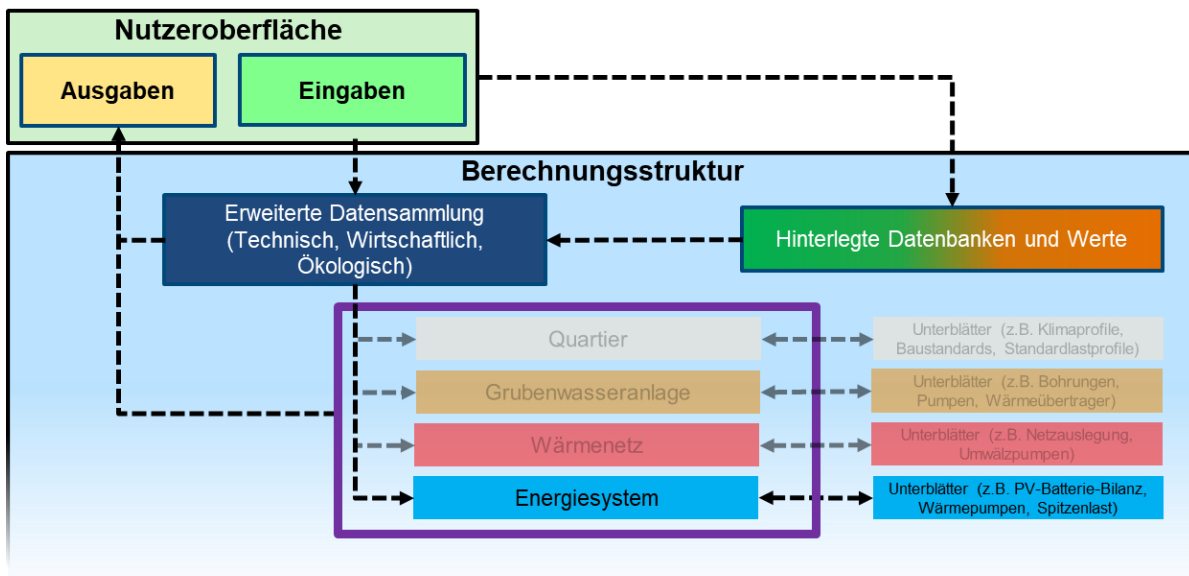


Abbildung 39: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs: Modul Energiesystem

Im letzten Technikmodul erfolgt die technische und wirtschaftliche Auslegung der Unterkomponenten des Energiesystems. Dies beinhaltet die Wärmeerzeuger wie die Wärmepumpen, die Photovoltaikmodule, den Stromspeicher und die Spitzenlastdeckung. Eine Übersicht der Untermodule ist in Tabelle 39 gegeben.

Tabelle 39: Bestandteile des technischen Moduls „Energiesystem“

Untermodul	Bestandteile	Quellen
Wärmepumpe	Leistungsauslegung, Investitionskostenberechnung, Strombedarfsermittlung	[54, 66, 75, 53, 78, 101, 102]
Photovoltaik	Erstellung Ertragsprofile, Stromprofilbilanzierung, Investitionskostenberechnung	[103, 104, 105, 8]
Batteriespeicher	Bilanzierungen (Eigenverbrauch, Speicherung, Netzbezug), Berechnung Autarkierate, Berechnung Eigenverbrauchsrate, Investitionskostenberechnung	[106, 103, 70]
Spitzenlastdeckung	Investitionskostenberechnung, Energiebedarfsermittlung	[107, 108, 109]

Eine essenzielle Komponente in Systemen, welche erneuerbare Umweltwärme zur Verfügung stellen ist die Wärmepumpe, welche im gleichnamigen Untermodul behandelt wird. Sie wird genutzt, um die Umweltwärme von einem niedrigen Temperaturniveau auf ein nutzbares Temperaturniveau zu heben. Je nach eingestellten Wärmepumpendeckungsgrad (WPDG) wird in dem Energiesystem eine bestimmte Auslegungsleistung für die Wärmepumpe (oder im kalten Nahwärmenetz – den dezentralen Wärmepumpen) errechnet. Nachfolgend

werden die Investitionskosten über eine Datenbank an verschiedenen Wärmepumpen und weiterer Literatur berechnet. Die so genutzte Kostenkurve ist in Abbildung 40 dargestellt [75, 53, 78, 101, 102].

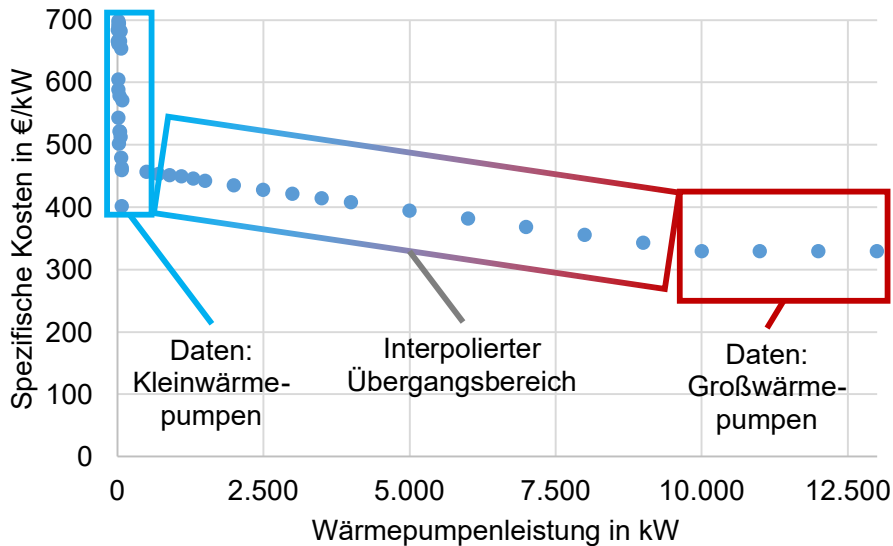


Abbildung 40: Spezifische Wärmepumpenkosten über verschiedene Wärmeleistungen

Für die Ermittlung der Investitionskosten wird weiterhin beachtet, um welche Wärmenetzart es sich handelt. Da im kalten Nahwärmenetz mehrere kleine dezentrale Wärmepumpen eingesetzt werden sind die spezifischen Kosten höher als im konventionellen Wärmenetz mit einer großen zentralen Wärmepumpe. Nach der Ermittlung der Investitionskosten erfolgt die Berechnung des voraussichtlichen Stromverbrauchs. Dieser kann durch die Auslegungsleistung der Wärmepumpe für jede Stunde im Jahr berechnet werden. Zusätzlich zu dieser Leistung werden für die Berechnung noch der angestrebte Temperaturhub und die Effizienzkennlinie verwendet. Für Details zu der Methodik der Auslegung und dieser Berechnung kann Kapitel 2.4.2.2 nachgeschlagen werden. Somit ergibt sich über das Jahr ein Stromverbrauchsprofil, was die Wärmepumpe für den Betrieb anfordert. Dieses Stromverbrauchsprofil wird zu dem Summenprofil des Gesamtstromverbrauchs hinzugerechnet und so für die nachfolgende Bilanzierung verwendet.

Im Untermodul „Photovoltaik“ (PV) wird der durch die Photovoltaikmodule bereitgestellte Stromertrag mit dem Gesamtstromprofil bilanziert. Weiterhin werden die Investitionskosten für die PV-Module errechnet. Über die Nutzereingaben im Quartiersbereich wird festgelegt, in welchem Umfang Photovoltaikanlagen installiert sind und welcher spezifische Ertrag je Kilowatt-Peak (kWp) anzusetzen ist. Mit den hinterlegten Wetterprofilen [8] ergibt sich für jede Stunde im Jahr ein Ertragswert. Dieser kann nun mit dem Gesamtstromprofil abgeglichen werden, um zu berechnen, welcher Erzeugungsanteil direkt im Eigenverbrauch genutzt werden kann. Sollte mehr Ertrag zur Verfügung stehen als durch den Eigenverbrauch abgenommen werden kann, so wird die überschüssige Energie entweder im Stromspeicher gespeichert oder in das Stromnetz eingespeist. Über die energetische Bilanzierung hinaus werden ebenfalls die Investitionskosten für die Installation der PV-Module errechnet [103, 104, 105]. Die Berechnung erfolgt anhand von recherchierten Anlagenkosten im kleinen Leistungsbereich von < 50 kWp bis hin zu Großanlagen mit Leistungen bis 1.000 kWp. Daraus abgeleitete Kostenfunktion sind in Abbildung 41 dargestellt.

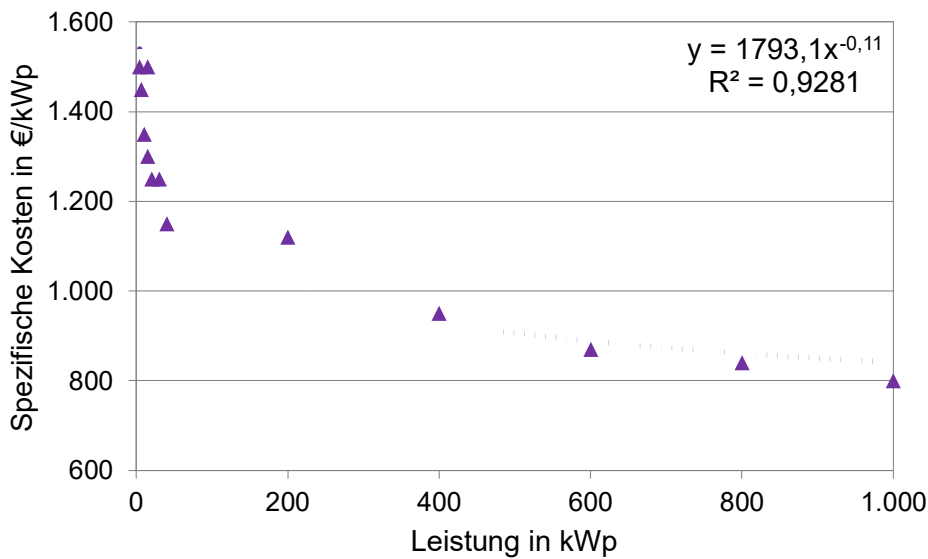


Abbildung 41: Spezifische Kosten von Photovoltaiksystemen über verschiedene Leistungen [105, 103]

Bei der Berechnung der Investitionskosten wird zusätzlich beachtet, dass auf den Dachflächen des Quartiers mehrere Kleinanlagen errichtet werden, so dass der spezifische Kostenpreis an der mittleren Peakleistung pro Gebäude orientiert ist.

Angelagert zur Photovoltaik interagiert auch das Untermodul „Batteriespeicher“ mit der Strombilanz des Quartiers. Die Implementation des Stromspeichers wurde bereits in Kapitel 2.4.3.3 näher erläutert. Die Speichergröße ist dabei bestimmend für die maximal speicherbare Energiemenge aus der PV-Erzeugung. Ein größerer Speicher führt dazu, dass mehr Überschussenergie im Eigenverbrauch genutzt werden kann. Ebenfalls steigt der Autarkiegrad und damit das Maß, wie viel elektrische Energie gegenüber dem Gesamtverbrauch innerhalb des Quartieres bereitgestellt werden kann. Die Speichergröße ist ebenfalls die bestimmende Größe für die Investitionskosten. Für die Berechnung wird davon ausgegangen, dass ein großer zentraler Batteriestromspeicher im Quartier verwendet wird und diese nicht dezentral auf die Gebäude des Quartiers aufgeteilt ist. Die Berechnungsfunktion ist in Abbildung 42 aufgezeigt [106, 103]. Die Untergrenze für die spezifischen Kosten befindet sich bei 400 €/kWh, was ab etwa 10.000 kWh Speichergröße erreicht ist [103].

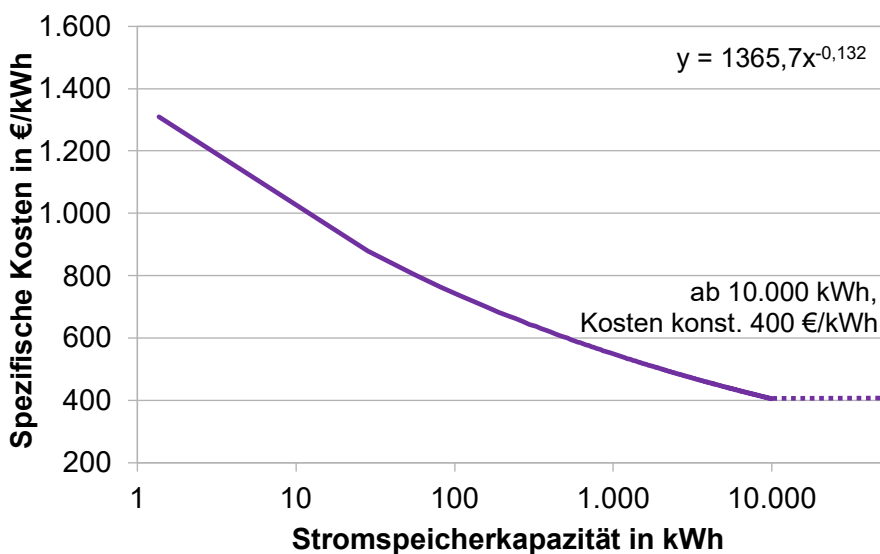


Abbildung 42: Spezifische Kosten von Batteriestromspeichern über verschiedene Speicherkapazitäten [106, 103]

Mit der Berechnung der Speicherkosten ist der notwendige wirtschaftliche Ergebnisparameter errechnet. Mit diesem können die weiteren wirtschaftlichen Berechnungen durchgeführt werden.

Das letzte Untermodul mit dem Namen „Spitzenlastdeckung“ beinhaltet eine unterstützende Wärmeerzeugung, welche im Falle hoher Wärmelast, bspw. an kalten Wintertagen, aktiviert wird. Die Wärmeleistung der Spitzenlast wird nach der Auslegung der Wärmepumpe bestimmt, da nach dieser Auslegung erkennbar ist, welche Wärmeleistungslücke bei Maximallast abzudecken ist. Somit ist die Leistung der Spitzenlasterzeugung ebenfalls indirekt abhängig von dem Wärmepumpendeckungsgrad. Je nach Art des Versorgungsnetzes werden die Investitionskosten der Erzeugeranlagen unterschieden. Im zentralen Wärmenetz erfolgt die Spitzenlastdeckung zentral in einer Anlage für das gesamte Quartier. Dies steht im Gegensatz zum dezentralen Wärmenetz, wo die Spitzenlastanlagen auf die Gebäude aufgeteilt sind. Durch die Anschaffung mehrerer dezentraler Wärmeerzeuger fallen höhere Kosten an, als bei einer zentralen Großanlage. Dies begründet die Unterschiede in den spezifischen Kosten zwischen beiden Netzarten. Weiterhin wird zwischen der Art der verwendeten Spitzenlastanlage unterschieden. Es können drei verschiedene Anlagentypen gewählt werden. Die verwendeten Literaturwerte zur Errechnung der Investitionskosten und die Anlagentypen sind in Tabelle 8 dargestellt.

Tabelle 40: Spezifische Kosten von Spitzenlasttechnologien für zentrale und dezentrale Energiesysteme über verschiedene Wärmeleistungen [107, 108, 109]

		Erdgaskessel	Holzpelletkessel	Strom (elektrische Widerstandskessel)
Zentrales Wärmenetz	Spezifische Investitionskosten in €/kW	120	580	100
	Gültigkeitsbereich	Spitzenlast- Erdgaskessel besitzen Kosten im MW-Bereich im Mittel zwischen 110 Euro und 130 Euro/kW	Ab 5 MW ergeben sich Investitionskosten von etwa 500 Euro/kW.	Im MW-Bereich betragen die Kosten für elektrische Heizkessel etwa 100 Euro/kW.
	Quelle	[108]	[107]	[108]
Dezentrales Wärmenetz	Spezifische Investitionskosten in €/kW	250	720	120
	Gültigkeitsbereich	Mittlerer Wert der spezif. Investitionskosten zwischen 35 und 20 kW Wärmeleistung.	Mittlerer Wert der spezif. Investitionskosten zwischen 35 und 20 kW Wärmeleistung.	Typische Werte für elektrischen Widerstandskessel, für kleine und mittlere Anwendungen, von mehreren kW bis hin zu 15 MW.
	Quelle	[109]	[109]	[109]

Mit der Wahl der Wärmenetzart und des Spitzenlastanlagentyps sind zum einen die Anlagenkosten definiert, zum anderen wird ebenfalls der Energieträger festgelegt. Je nach Energieträger werden unterschiedliche Randbedingungen für die Berechnung der notwendigen Energieträgermengen herangezogen. Diese sind in Tabelle 41 aufgezeigt.

Tabelle 41: Randbedingungen zu den hinterlegten Spitzenlast-Energieträgern

	Erdgas	Holzpellets	Strom
Heizwert (Einheit)	9,77 (kWh/Nm <sup>3</sup> )	4,60 (kWh/kg)	1 (kWh <sub>Wärme</sub> /kWh <sub>Strom</sub> )
Referenz	Mittelwert zwischen L-Gas und H-Gas [110]	[111]	-
Kesselwirkungsgrad	107 %	100 %	100 %
Referenz	Heizwertbezogen [112]	Heizwertbezogen [113]	

Mit diesen Werten wird darauffolgend stündlich die Menge an verbrauchtem Energieträger berechnet. Die so erhaltenen Verbrauchsmengen dienen für die folgende wirtschaftliche Bilanzierung der Spitzenlastdeckung im Energiesystem.

Mit der Berechnung der Technologiemodule und der Auslegung der einzelnen Bestandteile des Quartiersystems sind alle technischen und wirtschaftlichen Ergebnisparameter definiert. Nachfolgend werden die wirtschaftlichen Ergebnisparameter in das Modul der Wirtschaftlichkeitsberechnung weitergeleitet, welches nachfolgend beschrieben wird.

### 2.5.3 Aufbau der Berechnungsstruktur - Wirtschaftlichkeit

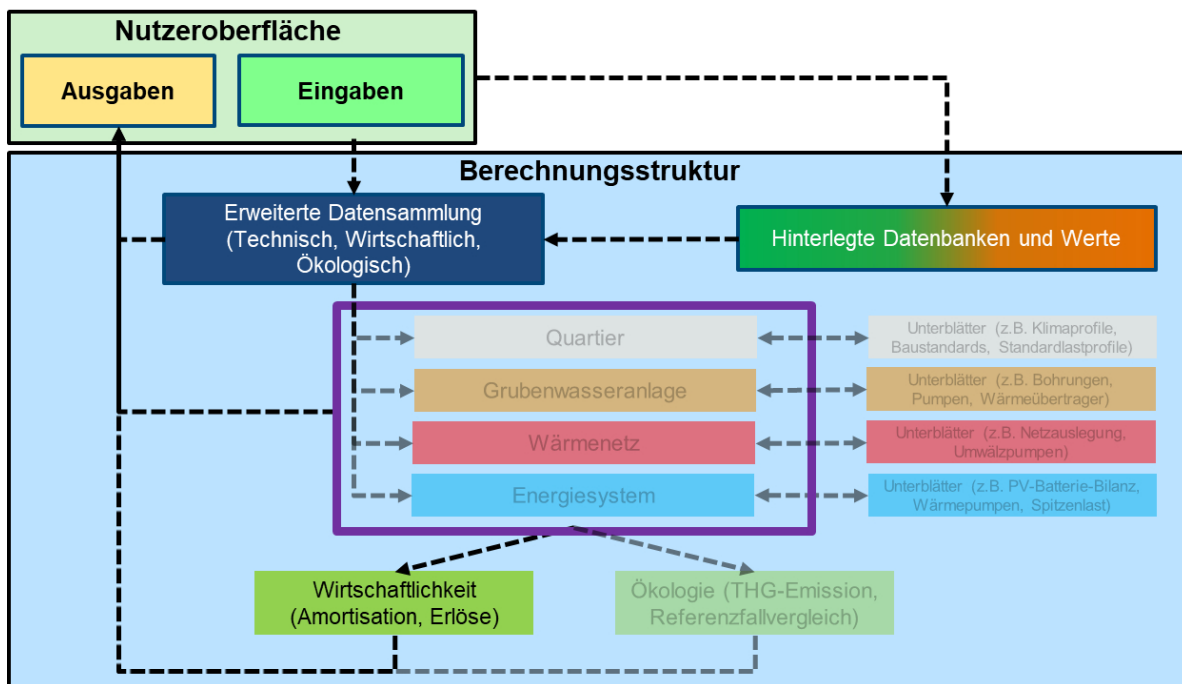


Abbildung 43: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeugs: Wirtschaftlichkeit

Einer der zentralen Aspekte der Auslegung des Energiesystems ist die wirtschaftliche Bilanzierung. Investitionskosten und laufende Kosten der Komponenten werden über den Betriebszeitraum des Quartiers dafür berücksichtigt und mit standardisierten Berechnungsverfahren zu ökonomischen Ergebnissen abgeleitet. Letztlich entstehen für die eingegebenen Randbedingungen des Systems Arbeitspreise für die Endkunden des Quartiers im Bereich Strom, Wärme und Kälte bei einer vom Nutzer gesetzten angestrebten Amortisationszeit.

Zunächst wird das Verfahren der wirtschaftlichen Bilanzierung definiert. Das Energiesystem besteht aus einer Vielzahl von Komponenten, welche ihrerseits unterschiedliche Lebensdauern, variable Kosten und Preisänderungsraten besitzen. Daher ist es essenziell, erprobte Bilanzierungsansätze zu verwenden, um vergleichbare Ergebnisse zu erhalten. Innerhalb des Auslegungswerkzeuges werden daher die Ansätze der Annuitätenmethode sowie der Kapitalwertmethode nach VDI 2067 und VDI 6025 verwendet [114, 115]. Für beide Methoden müssen zuvor die wirtschaftlichen Randbedingungen der Komponenten des Systems definiert werden. Diese sind in Tabelle 42 abgebildet. Die dazugehörigen Quellenverweise finden sich im Anhang in Tabelle 72.

Tabelle 42: Wirtschaftliche Randbedingungen der Module und Untermodule für die wirtschaftliche Bilanzierung

Modul	Untermodul	Nutzungsdauer in Jahren	Variable Kosten in %/Gesamtkosten	Preisänderungsfaktor in %/Jahr
GW-Anlage	Bergmännische Arbeiten	30	2,0	2,2
	Schachtelektrik und Gebäudeautomation	30	2,0	2,2
	Unterwasserpumpe	10	2,0	2,2
	Rohrleitungen	30	1,0	2,2
	Wärmeübertrager	20	7,5	2,2
Wärmenetz	Umwälzpumpe	15	3,0	2,2
	Rohrleitung	30	1,0	2,2
Energiesystem	Wärmepumpe	20	2,5	-2,2
	Photovoltaik-Anlage	20	1,5	-1,0
	Batteriespeicher	15	1,5	-2,2
	Spitzenlastdeckung	20	2,5	2,2

Als Grundlage für die Berechnung wird ebenfalls der Basiszins verwendet. Dieser definiert, wie stark zukünftige Zahlungen abgezinst werden und ist nach IDW S1 (Institut der Wirtschaftsprüfer, Standard S1) zu bestimmen [116]. Da die Energiesysteme der Quartiere meist nicht vollständig autark ausgelegt werden, muss ebenfalls noch der Einkauf von Strom und dem Energieträger der Spitzenlastdeckung (Erdgas, Holzpellets oder ebenfalls Strom) einbezogen werden. Diese Preise sind als Marktpreise zu verstehen und sind im Werkzeug als Beschaffungspreise zu definieren. Die Beschaffungspreise für Energie sind damit getrennt von den Arbeitspreisen der Endkunden des Quartiers zu betrachten. Durch diese Randbedingungen ist das System aus Komponenten hinreichend definiert und kann zusammen mit den Ergebnissen aus der technischen Auslegung einer Bilanzierung zugeführt werden.

### 2.5.3.1 Annuitätenmethode

Diese wirtschaftliche Bilanzierungsmethode erlaubt es, einmalige Zahlungen zusammen mit laufenden Zahlungen zusammenzufassen. Dazu wird ein Annuitätenfaktor verwendet, welcher sich aus dem Zinsfaktor und dem Betrachtungszeitraum des Systems zusammensetzt. Der Annuitätenfaktor ist in Formel (12) definiert [114].

$$a = \frac{q - 1}{1 - q^{-T}} \quad (12)$$

$a$	Annuitätenfaktor
$q$	Zinsfaktor (1 + Basiszinssatz)
$T$	Zahl der Jahre des Betrachtungszeitraums

Da in dem Energiesystem nahezu alle Komponenten laufende Kosten aufweisen, welche sich über den Betrachtungszeitraum ändern, wird ebenfalls ein Faktor für die Berechnung des Barwertes eingeführt. Der preisdynamische Barwertfaktor ist in Formel (13) definiert.

$$b = \frac{1 - \left(\frac{r}{q}\right)^T}{q - r} \quad (13)$$

$b$  Preisdynamischer Barwertfaktor  
 $r$  Preisänderungsfaktor

Mit dem Annuitätenfaktor und dem preisdynamischen Barwertfaktor können nun die Annuitäten der Systemkomponenten errechnet werden. Diese werden in die Kategorien „Kapitalgebundene Kosten“, „Variable Kosten“, „Bedarfsgebundene Kosten“ und „Erlöse“ eingeteilt.

Kapitalgebundene Kosten erfassen die finanziellen Kosten, die durch die Kapitalbindung in Investitionsobjekten entstehen. Im Rahmen der Quartiere umfasst dies die Untermodule der vier Technikbereiche (z.B. Durchführung der bergmännischen Maßnahmen, Installation der Wärmenetzrohrleitungen, Wärmepumpeninvestition). Zur Berechnung der Annuität wird für jedes Untermodul bestimmt, ob während des Betrachtungszeitraums Ersatzbeschaffungen notwendig sind. Dies ist der Fall, wenn die Lebensdauer der Technikkomponente des Untermoduls kleiner als die 30 Jahre des Betrachtungszeitraums ist. Über die Nutzungsdauer des Quartiersbetriebs werden die Systemkomponenten gleichmäßig abgeschrieben, sodass ihr Buchwert am Ende der Lebensdauer Null beträgt. Wird das Ende des Betrachtungszeitraumes erreicht und Systemkomponenten besitzen noch einen Rest an Abschreibungszeitraum, wird berechnet, welcher Restwert anzusetzen ist und in die Berechnung der Annuität einbezogen. Die Rechenabfolge für die Annuität der kapitalgebundenen Kosten ist in dem nachfolgenden Gleichungssystem (14) bis (16) aufgezeigt.

$$A_{N,K} = A_0 + A_1 + A_2 \dots A_n - R_W \cdot a \quad (14)$$

$$A_1 = A_0 \cdot \frac{r^{1 \cdot T_N}}{q^{1 \cdot T_N}}, \quad A_2 = A_0 \cdot \frac{r^{2 \cdot T_N}}{q^{2 \cdot T_N}}, \quad A_n = A_0 \cdot \frac{r^{n \cdot T_N}}{q^{n \cdot T_N}} \quad (15)$$

$$R_W = A_0 \cdot r^{n \cdot T_N} \cdot \frac{(n + 1) \cdot T_N - T}{T_N} \cdot \frac{1}{q^T} \quad (16)$$

$A_{N,K}$  Annuität der kapitalgebundenen Kosten  
 $A_0$  Investitionsbetrag  
 $A_1 \dots A_n$  Barwert der ersten bis n-ten Ersatzbeschaffung  
 $R_W$  Restwert  
 $T_N$  Zahl der Jahre der Nutzungsdauer der Anlagenkomponente  
 $T$  Zahl der Jahre des Betrachtungszeitraums  
 $r$  Preisänderungsfaktor  
 $n$  Ersatzbeschaffungen während des Betrachtungszeitraumes  
 $q$  Zinsfaktor ( $1 +$  Basiszinssatz)

Auf diese Weise kann für jedes der Untermodule eine Annuität der kapitalgebundenen Kosten errechnet werden.

Im nächsten Abschnitt wird die Annuität der variablen Kosten errechnet. Diese setzen sich aus den betriebsgebundenen und sonstigen Kosten zusammen [114]. Dazu werden die in Tabelle 42 angegebenen Werte der variablen Kosten für die Untermodule verwendet. Neben dem Annuitätenfaktor wird ebenfalls der in Formel (13) definierte preisdynamische Barwertfaktor verwendet. Die Berechnung der Annuität der variablen Kosten ist in Formel (17) aufgezeigt

$$A_{N,var} = A_{var,1} \cdot a \cdot b \quad (17)$$

$A_{N,K}$	Annuität der kapitalgebundenen Kosten
$A_{var,1}$	Variable Kosten im ersten Jahr
$a$	Annuitätenfaktor
$b$	Preisdynamischer Barwertfaktor

Als letzter Kostenanteil wird die Annuität der bedarfsgebundenen Kosten errechnet. In diesem Wert werden die wiederkehrenden Zahlungen für die Beschaffung von Energieträgern zusammengefasst. Dies betrifft Strom sowie den Energieträger der Spitzenlast. Unter der Annahme, dass die Beschaffungsmenge jährlich über den Betrachtungszeitraum konstant bleibt, kann Formel (18) verwendet werden, um die Annuität für alle Untermodule zu errechnen.

$$A_{N,V} = A_{V,1} \cdot a \cdot b_V \quad (18)$$

$A_{N,V}$	Annuität der bedarfsgebundenen Kosten
$A_{V,1}$	Bedarfsgebundene Kosten im ersten Jahr
$a$	Annuitätenfaktor
$b_V$	Preisdynamischer Barwertfaktor für bedarfsgebundenen Kosten

Dabei werden die Annuitäten nur für die Untermodule errechnet, welche tatsächlich Energie beziehen (Pumpen, Wärmepumpe, Spitzenlastdeckung).

Abschließend werden noch die Erlöse in den Untermodulen in die Annuitätenrechnung einbezogen. Erlöse werden in diesem Schritt zunächst nur durch die Einspeisung überschüssiger Energie aus der Photovoltaikanlage erzielt.

$$A_{N,E} = E_1 \cdot a \cdot b_E \quad (19)$$

$A_{N,E}$	Annuität der Erlöse
$E_1$	Erlöse im ersten Jahr
$a$	Annuitätenfaktor
$b_E$	Preisdynamischer Barwertfaktor der Erlöse

Für jedes Untermodul kann die Annuität berechnet werden. Sie zeigt, welchen jährlich gleichbleibenden Betrag man auf heutigem Preisniveau zahlen müsste, damit alle einmaligen Investitionen, laufenden Kosten und Erlöse über den gesamten Zeitraum vollständig abgedeckt sind. Die Berechnung berücksichtigt sowohl den Basiszins als auch die erwarteten Preisänderungen. Die Berechnung der Annuität ist in Formel (19) aufgeführt und wird für alle Untermodule vorgenommen.

$$A_N = A_{N,E} - (A_{N,K} + A_{N,var} + A_{N,V}) \quad (20)$$

$A_N$	Annuität des aktuellen Untermoduls
-------	------------------------------------

Sind für alle Untermodule die Annuitäten berechnet, lässt sich daraus die Gesamtannuität für das Quartier bestimmen. In diesem Schritt werden nur die Erlöse aus der Netzeinspeisung der Photovoltaik berücksichtigt; die Erlöse aus dem Energieverkauf an die Quartiersnutzer fließen noch nicht ein. Dadurch ergibt sich eine negative Gesamtannuität, die als jährliche Kostenlücke interpretiert wird und einen direkten Vergleich zwischen verschiedenen Quartiersvarianten ermöglicht. Wird diese Kostenlücke gedeckt, ist das System über den Betrachtungszeitraum (30 Jahre) vollständig refinanziert. Da die tatsächliche Amortisation jedoch meist früher erfolgen soll, werden die nutzerbezogenen Erlöse in einem separaten Berechnungsschritt ermittelt. Dies wird durch die Kapitalwertmethode durchgeführt.

### 2.5.3.2 Kapitalwertmethode

Bei der Kapitalwertmethode werden alle zukünftigen Kosten und Erlöse einer Investition auf ihren heutigen Geldwert abgezinst. Dabei fließen sowohl der Basiszins als auch die erwarteten Preissteigerungen ein. Das Ergebnis ist ein einzelner Wert, der zeigt, welchen heutigen wirtschaftlichen Nutzen oder Nachteil die Investition hat. Im Bezug auf das Energiesystem eines Quartiers ergibt sich der Vorteil daraus, dass die

Zahlungsströme zeitlich getrennt betrachtet werden können und damit sowohl Abzinsungen als auch Preissteigerungen für jede einzelne Komponente jahresgenau berücksichtigt werden.

Auch in dieser Methode wird die Kostenaufteilung der Annuität verwendet. Demnach wird in „Kapitalgebundene Kosten“, „Variable Kosten“, „Bedarfsgebundene Kosten“ und „Erlöse“ unterschieden. Bei den „Kapitalgebundene Kosten“ werden für jedes Betrachtungsjahr die Investitionen errechnet. Dazu zählen die Anfangsinvestitionen sowie die Ersatzbeschaffungen der Komponenten, welche nach Formel (15) bestimmt werden. Für jedes Jahr und jede Komponente kann somit der Barwert der Anschaffungen im entsprechenden Jahr abgelesen werden.

Im Bereich der „Variable Kosten“ wird berücksichtigt, welche Kosten durch den Betrieb der Technik der entsprechenden Komponenten des Untermoduls anfallen (z.B. Wartungs- und Instandsetzungskosten für „Bergmännische Arbeiten“, „Photovoltaik“ etc.). Die Kosten des ersten Jahres bilden die Grundlage für die Barwertberechnung der Folgejahre. Da die Zahlungen jährlich wiederkehren und sowohl abgezinst als auch mit den erwarteten Preisänderungen fortgeführt werden, verändert sich der Barwert von Jahr zu Jahr.

„Bedarfsgebundene Kosten“ umfassen die Beschaffungskosten für Strom und den Spitzenlastenergieträger. Dabei wird davon ausgegangen, dass nach der technischen Auslegung des Quartieres die benötigten Energiemengen und damit Beschaffungsmengen jährlich konstant bleiben. Gemäß der benötigten Beschaffungsmengen ergibt sich somit für das erste Jahr ein Kostenbetrag. Gemäß der Abzinsung und der Preisänderung wird anschließend der Barwert für alle folgenden Jahre berechnet. Analog zur Annuitätenmethode werden in diesem Bereich nur Untermodule berücksichtigt, welche einen Energieverbrauch aufweisen. Zusätzlich zu diesen wird der Strombedarf der Wohngebäude hinzugezogen, welcher nach der Deckung durch das Photovoltaiksystem verbleibt und somit von dem Quartiersbetreiber aus dem Netz bezogen werden muss.

Abschließend werden die jährlichen „Erlöse“ durch die Einspeisung von Photovoltaikstrom ins Netz berechnet. Es ergibt sich aus der berechneten eingespeisten Strommenge sowie der Abzinsung und der Preisänderung (hier gleichzusetzen mit der Entwicklung des PV-Einspeiseerlöses). Eine qualitative Darstellung der Kosten und Erlöse ist beispielhaft in Abbildung 44 dargestellt.

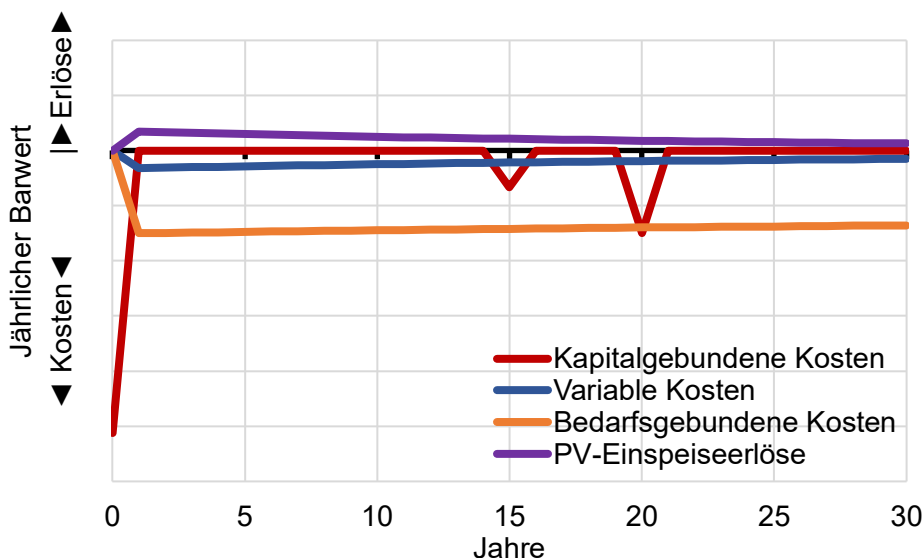


Abbildung 44: Qualitative Darstellung der jährlich aufgelösten Barwerte der Kosten und Erlöse in der Berechnung der Kapitalwertmethode

Die beiden wirtschaftlichen Berechnungsmethoden (Annuitäten- und Kapitalwertmethode) ermöglichen eine Abschätzung der finanziellen Aufwände, die durch die Investition in und den Betrieb des Energiesystems im Quartier entstehen. Diese werden danach durch den Absatz der erzeugten Energie (Strom, Wärme, Kälte) an die Endverbraucher im Quartier gedeckt. Nachfolgend wird erklärt, wie die so benötigten Verkaufserlöse berechnet werden.

### 2.5.3.3 Berechnung der Verkaufserlöse durch den Absatz von Energie im Quartier

Die Höhe der Verkaufserlöse hängt neben den Kosten ebenfalls direkt von der angestrebten Amortisationszeit ab. Je früher sich das System amortisieren soll, desto höhere Erlöse sind notwendig. Aus den Erlösen müssen die Investitionskosten und die laufenden Kosten gedeckt sowie zusätzliche Überschüsse erwirtschaftet werden, damit sich das System im gewünschten Zeitraum refinanziert.

Um zu bestimmen, wie hoch die Erlöse sein müssen, muss eine der wirtschaftlichen Methoden für die Berechnung gewählt werden. Da die Annuitätenmethode die komplexe Kostenstruktur in gleichmäßige Raten umrechnet, führt dies zu Vereinfachungen, wodurch ein exaktes Treffen der Amortisationszeit kaum möglich ist. Um die vom Nutzer angegebene Amortisationszeit präzise zu erreichen, werden die notwendigen Erlöse daher auf Basis der Kapitalwertmethode errechnet. Das Verfahren ist nachfolgend beschrieben.

1. Ansetzen eines frei gewählten Startwertes der jährlich notwendigen Erlöse
2. Hinzurechnen der Verkaufserlöse zu der jährlichen Bilanz aus Kosten und PV-Einspeiseerlösen
3. Überprüfung, wann die Bilanz positiv wird (Zeitpunkt der Amortisation)
  - a. Amortisation später als gewünschte Amortisationszeit: Die Erlöse sind zu niedrig und werden im nächsten Schritt erhöht (Wiederholung ab Punkt 2.)
  - b. Amortisation früher als gewünschte Amortisationszeit: Die Erlöse sind zu hoch und werden im nächsten Schritt verringert (Wiederholung ab Punkt 2.)
  - c. Amortisation trifft die gewünschte Amortisationszeit: Die Erlöse sind passend und werden als Ergebniswert gespeichert.

Ein Beispiel für Kapitalwertverläufe mit zu hohen, zu niedrigen und passenden Erlösen ist in Abbildung 45 dargestellt.

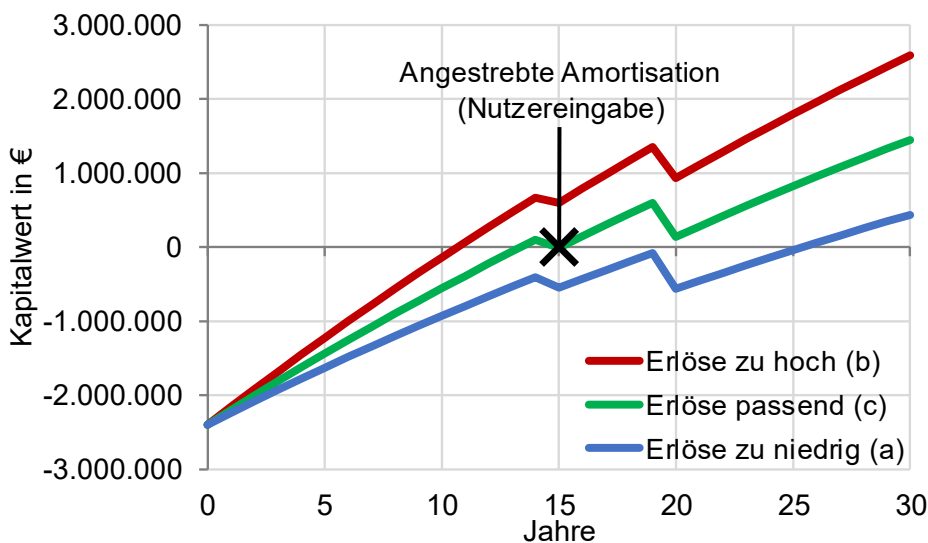


Abbildung 45: Beispielhafte Darstellung verschiedener Kapitalwertverläufe bei zu hohen, zu niedrigen und passenden Erlösen (bezogen auf eine gewünschte Amortisationszeit von 15 Jahren)

Sind die Erlöse für die gewünschte Amortisationszeit und die gegebenen Randbedingungen des Systems errechnet, kann die Aufteilung der Kosten auf die verkauften Energieformen erfolgen. Dies beinhaltet den an die Quartiersnutzer abgesetzten Strom, die Wärme sowie gegebenenfalls die Kälte. Dabei ist es wichtig, dass die Aufteilung nach etablierten Methoden erfolgt, so dass die resultierenden Arbeitspreise sich in realistischen Proportionen bewegen. Dies verhindert beispielsweise, dass Strom unplausibel günstig im Vergleich zur Wärme des Quartiers ist. Die Aufteilung der jährlichen Erlöse wird nachfolgend erläutert.

### 2.5.3.4 Aufteilung der Erlöse und Berechnung von Arbeitspreisen für Strom, Wärme und Kälte

Die Aufteilung von den zu erzielenden Erlösen auf die vom System bereitgestellten und abgesetzten Energiemengen ist in der Energiewirtschaft als analoge Frage zur Aufteilung von Kosten in einer Kraft-Wärme-Kopplungs(KWK)-Anlage bekannt [117, 100]. In einer Anlage oder einem System, welches verschiedene Koppelprodukte (z.B. Strom, Wärme, Kälte) bereitstellt, ist eine verursachungsgemäße Aufteilung der Erlöse nicht vollständig möglich. Es müssen weitere Aspekte einbezogen werden, um eine Aufteilung zu ermöglichen. Verschiedene Verfahren können dafür gewählt werden, für welche eine Auswahl nachfolgend aufgeführt ist [100]:

- das Restwertverfahren
- das Stromäquivalenzverfahren (auch Arbeitswertverfahren)
- das exergetische Verfahren
- das kalorische Verfahren

Nachfolgend ist zu bewerten, welche der Aufteilungsmethoden im Kontext des Auslegungswerkzeuges genutzt werden sollten. Dazu wird festgestellt, ob die Randbedingungen und Ergebnisse der Verfahren für den Kontext zutreffend sind. Sie sind anschließend kurz beschrieben.

Tabelle 43: Kurzbeschreibung der Verfahren zur Kostenaufteilung

<b>Restwertverfahren</b>
Dieses Verfahren ist auf Basis eines kommerziellen Ansatzes für Energiesysteme mit Koppelprodukten entwickelt worden. Dabei werden von den Gesamtkosten des Energiesystems mit Koppelprodukten die Bereitstellungskosten eines der Produkte abgezogen (z.B. Strom). Die verbleibenden Kosten werden anschließend auf die übrigen Energieprodukte verteilt (z. B. Wärme oder Kälte).
<b>Stromäquivalenzverfahren</b>
Diese Methode wird insbesondere für große Heizkraftwerke mit vorrangiger Stromerzeugung verwendet. Jegliche abgesetzte Energie im System wird in Stromäquivalente umgewandelt und so bewertet. So werden Opportunitätskosten für den Ausfall der Stromerzeugung berücksichtigt.
<b>Exergetisches Verfahren</b>
Dieses Verfahren teilt die Kosten anhand der in den abgesetzten Energiemengen enthaltenen Exergie (technisch nutzbarer Anteil der Energie) auf. Somit wird die „Qualität“ der Energie bewertet. Während Strom den höchsten Exergiegehalt (100 %) aufweist, variiert der Exergiegehalt der Wärme und Kälte je nach Temperaturniveau dieser und der Umgebungstemperatur.
<b>Kalorisches Verfahren</b>
Bei diesem Verfahren wird nicht zwischen der thermodynamischen Wertigkeit der Energie unterschieden. Jedes der Koppelprodukt wird gleich bewertet. Demnach entspricht die Aufteilung der Erlöse den Proportionen der abgesetzten Energiemengen.

Das Stromäquivalenzverfahren ist aufgrund seines Fokus auf stromerzeugende Systeme für die Nutzung im Auslegungswerkzeug nicht geeignet. Ebenfalls wird das kalorische Verfahren nicht weiterverfolgt, da die Gleichbewertung der verschiedenen Energieprodukte zu einer starken Unterbewertung von Strom führt und eine realistische Ableitung der Kostenschlüsselung erschwert. Im Weiteren werden daher das Restwertverfahren sowie das exergetische Verfahren verfolgt. Das Restwertverfahren berücksichtigt wirtschaftliche Aspekte der Energiegestehung, während das exergetische Verfahren sich auf die technische Wertigkeit der abgesetzten Energie bezieht. Das Restwertverfahren reagiert sensitiv auf geringe Kosten (Investition sowie laufende Bedarfskosten). Beispielsweise führt ein günstiger Stromeinkauf aus dem Netz teilweise zu Stromverkaufspreisen, die unterhalb des Wärmeverkaufspreises liegen. Das exergetische Verfahren führt insbesondere bei niedrigen Temperaturniveaus wie bei kalten Nahwärmenetzen jedoch zu einer Unterbewertung von Wärme und Kälte, so dass dem Strom ein überproportional hoher Preis zugeschrieben wird. Um unplausible Ergebnisse wie diese zu minimieren und dennoch eine literaturgestützte Kostenaufteilung umzusetzen, wurden daher beide Verfahren in Kombination angewandt. Die Kosten der Arbeitspreise werden aus den arithmetischen Mitteln der Kostenschlüssel für Strom, Wärme und Kälte der

beiden Verfahren gebildet. Dies glättet die Extreme und führt dazu, dass keine der abgesetzten Energieformen überdominant bewertet wird. Im Ergebnis entsteht eine Hybridkostenschlüsselung aus beiden Verfahren. Ein Ergebnis der Kostenschlüsselung ist beispielhaft in Tabelle 44 abgebildet.

Tabelle 44: Beispielhaftes Ergebnis einer Kostenschlüsselung und der daraus folgenden Berechnung der spezifischen Arbeitspreise für die Quartierskunden

Abgesetzte Energie	Notwendiger Erlös in €	Abgesetzte Menge in kWh	Preisanteil (Kostenschlüssel)	Gesamterlöse pro Jahr in €	Spezif. Arbeitspreis in Cent/kWh
Strom	517.595	1.014.500	48,7%	252.303	<b>24,9</b>
Wärme		3.394.966	46,9%	242.765	<b>7,2</b>
Kälte		358.931	4,4%	22.527	<b>6,3</b>

Mit der Bestimmung der Arbeitspreise ist das Modul der Wirtschaftlichkeit vollständig durchlaufen und die Ergebnisse werden in die Nutzeroberfläche weitergereicht.

Als letztes Modul des Auslegungswerkzeuges folgt die Bilanzierung der ökologischen Parameter des Quartiers.

#### 2.5.4 Aufbau der Berechnungsstruktur - Ökologie

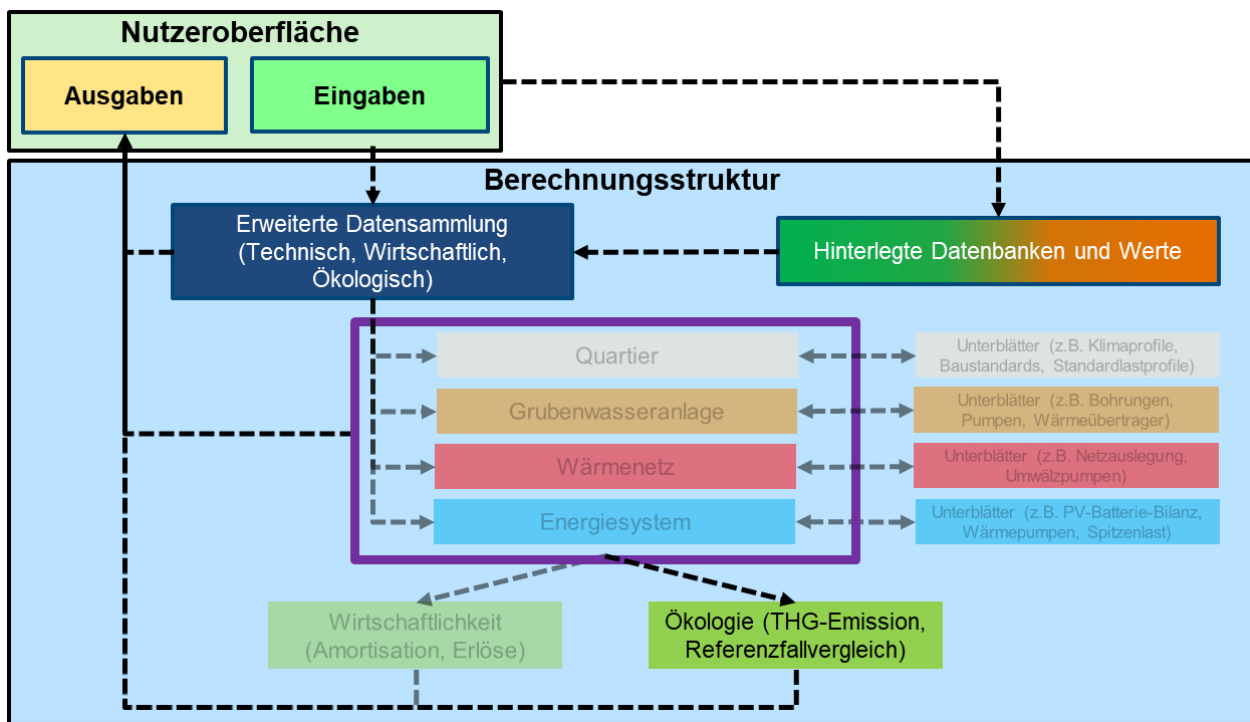


Abbildung 46: Schematischer Aufbau des Auslegungswerkzeuges: Ökologie

Durch die im Auslegungswerkzeug ermittelten Anlagengrößen und die laufenden Energiebedarfe kann anschließend eine ökologische Bilanzierung vorgenommen werden. Dies umfasst die Errechnung der jährlichen Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) als Kohlenstoffdioxid-Äquivalente (CO<sub>2</sub>-Äq.). Es wird dieser Ergebnisparameter gewählt, da er nicht nur direkte CO<sub>2</sub>-Emissionen einbezieht (z.B. Verbrennung von Erdgas), sondern ebenfalls indirekte CO<sub>2</sub>-Emissionen berücksichtigt (z.B. Netzstrom, Produktionsketten). Die Grundstruktur der Bilanzierung wurde bereits in Kapitel 2.4.3.3 gelegt und ist dort für Details nachzulesen.

Gegenüber der bisherigen Bilanzierungsmethodik wurde der Systemumfang erweitert. Dort sind die Technikmodule der Grubenwasseranlage mit der Grubenwasserpumpe als Untermodul und das Technikmodul des Wärmenetzes mit der Wärmenetzumwälzpumpe integriert worden. Durch die Integration dieser Komponenten steigt der Stromverbrauch des Systems und folglich erhöht sich ebenfalls die CO<sub>2</sub>-Bilanz. Die Pumpe der Grubenwasseranlage und die Umwälzpumpe des Wärmenetzes sind in der Bilanz im Punkt „Pumpen und Batterieverluste“ integriert.

Im Ergebnis können die Treibhausgasemissionen des Quartiers berechnet und die Einsparung gegenüber einem Referenzfall mit konventioneller Energieversorgung abgeschätzt werden. Mit dem Abschluss der ökologischen Berechnung sind die Rechenschritte in dem Auslegungswerkzeug durchlaufen. Die Ergebnisse werden abschließend einsehbar an die Nutzeroberfläche geliefert.

Neben der Berechnungsstruktur im Hintergrund des Auslegungswerkzeuges ist die Nutzeroberfläche ein wichtiger Aspekt. Da die Nutzer des Werkzeuges ausschließlich über diese mit der Berechnungsstruktur interagieren wird sie im nachfolgenden Kapitel näher erläutert.

## 2.6 Erklärung der Nutzeroberfläche des Auslegungswerkzeuges

Anhand eines Beispielquartiers wird der Nutzungsablauf in den Ein- und Ausgabefelder der jeweiligen Tabellenblätter erläutert. Zur Verdeutlichung werden Modellierungswerte aus den zu Verfügung stehenden Quartieren für die Eingabe in den nachfolgenden Abbildungen genutzt. In Abbildung 47 ist die Startseite des Auslegungswerkzeuges dargestellt.



Abbildung 47: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Startseite

Die Navigation im Auslegungswerkzeug kann durch das Anklicken der Buttons oder der Pfeile (siehe Abbildung 48) erfolgen. Das jeweils aktive Abschnitt ist dabei farblich markiert.

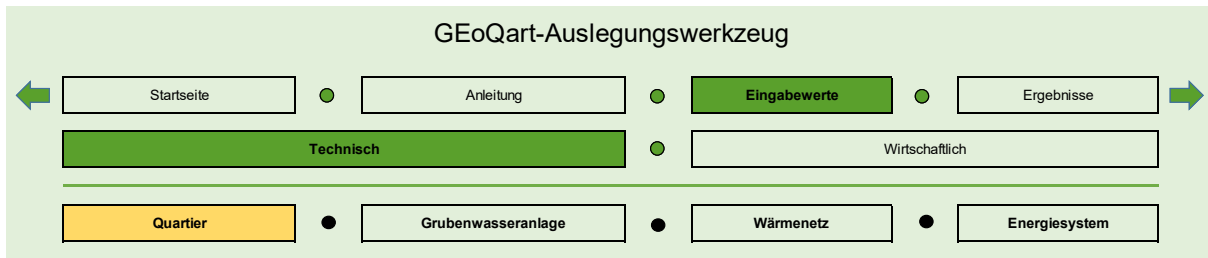


Abbildung 48: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Navigationsleiste

## 2.6.1 Eingabewerte

### 2.6.1.1 Technisch - Quartier

In diesem Abschnitt erfolgt die Eingabe der Quartiersparameter. Die Lage des Quartiers wird dabei über eine Auswahlliste aus allen deutschen Landkreisen mithilfe des amtlichen Gemeindegeschlüssels (AGS) ausgewählt. Weiterhin kann die Anzahl der Ein- und Zweifamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser sowie Gewerbe- und Gemeindeobjekte eingegeben werden. Am Beispiel der Ein- und Zweifamilienhäuser wird nun die typische Eingabe erläutert. Zuerst wird die Anzahl der Gebäude eingegeben, anschließend die Anzahl der Haushalte. Da es sich um Ein- und Zweifamilienhäuser handelt, muss die Anzahl der Haushalte mindestens der Anzahl der Gebäude entsprechen und darf höchstens bei dem Doppelten dieser Anzahl liegen. Anschließend können, wenn bekannt, eigene Strom-, Wärme-, und Kühlbedarfe festgelegt werden. Besteht Kenntnis von möglichen Photovoltaikerträgen oder -leistungen, so können diese ebenfalls eingetragen werden. Die Eingabe bei bekannten Werten ist in Abbildung 49 zu erkennen.




Quartierszusammensetzung		Auswahl/Wert	Einheit
<b>Quartierslage</b>			
	Landkreis (AGS / Name)	14522 Mittelsachsen	
<b>Ein- und Zweifamilienhäuser</b>			
	Anzahl Gebäude		11
	Anzahl Haushalte		16
	Strombedarf bekannt?		Ja
	<b>Selbst-Eingabe</b> Strombedarf		48.775 kWh/a
	Wärmebedarf bekannt?		Ja
	<b>Selbst-Eingabe</b> Raumwärmebedarf		295.091 kWh/a
	<b>Selbst-Eingabe</b> Warmwasserbedarf		10.656 kWh/a
	Kältebedarf bekannt?		Ja
	<b>Selbst-Eingabe</b> Kältebedarf		1.125 kWh/a
	Soll Photovoltaik installiert werden?		Ja
	PV-Ertrag bekannt?		Nein
	Ist die installierte Peakleistung bekannt?		Nein
	<b>modellierter</b> PV-Ertrag		90.750 kWh/a

Abbildung 49: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Technisch - Quartier, Werte bekannt (Beispieleingaben)

Sind diese Werte nicht bekannt, so werden sie anhand von Richtwerten modelliert. Der Strombedarf wird dabei

mithilfe der Bewohneranzahl pro Haushalt (HH) und der durchschnittlichen Energieeffizienzklasse (A - D) bestimmt. Der Raumwärmebedarf richtet sich nach dem durchschnittlichen Modernisierungsstand, sowie dem durchschnittlichen Baujahr der Gebäude. Der Warmwasserbedarf wird über die Anzahl der im Haushalt lebenden Personen ermittelt. Über das Baujahr wird ebenfalls der Kältebedarf berechnet. Der zu erwartende Photovoltaikertrag wird anhand typischer Leistungen für die jeweilige Nutzungsart bestimmt. Die Eingabe bei nicht bekannten Werten ist in Abbildung 50 dargestellt.





Quartierszusammensetzung		Auswahl/Wert	Einheit
<b>Quartierslage</b>			
	Landkreis (AGS / Name)	14522 Mittelsachsen	
<b>Ein- und Zweifamilienhäuser</b>			
	Anzahl Gebäude	11	
	Anzahl Haushalte	16	
	Strombedarf bekannt?	Nein	
	durchschnittliche Bewohnerzahl pro HH	2	
	durchschnittliche Energieeffizienzklasse Strom	A	
	<b>modellierter</b> Strombedarf	30.400 kWh/a	
	Wärmebedarf bekannt?	Nein	
	durchschnittliche Bewohnerzahl pro HH	2	
	durchschnittlicher Modernisierungsstand	keine Modernisierung	
	durchschnittliches Baujahr	1961 bis 1970	
	<b>modellierter</b> Raumwärmebedarf	393.950 kWh/a	
	<b>modellierter</b> Warmwasserbedarf	25.600 kWh/a	
	Kältebedarf bekannt?	Nein	
	durchschnittliches Baujahr	1961 bis 1970	
	<b>modellierter</b> Kältebedarf	19.501 kWh/a	
	Soll Photovoltaik installiert werden?	Ja	
	PV-Ertrag bekannt?	Nein	
	Ist die installierte Peakleistung bekannt?	Nein	
	<b>modellierter</b> PV-Ertrag	90.750 kWh/a	

Abbildung 50: Screenshot der Nutzeroberfläche im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Technisch - Quartier, Werte unbekannt und automatisch modelliert (Beispieleingaben)

Da oben nur die Eingabe für die Ein- und Zweifamilienhäuser beschrieben wurde, sich in der nachfolgenden Tabelle 45 die Werte der einzelnen Nutzungsarten noch einmal zusammengefasst dargestellt.

Tabelle 45: Eingabewerte der Quartiersdaten für den Beispielfall

	Ein- und Zweifamilienhäuser	Mehrfamilienhäuser	Kommunal- und Gewerbeobjekte
Anzahl Gebäude	11	122	34 (mittlere Gebäude)
Anzahl Haushalte	16	732	-
Strombedarf in kWh/a	48.775	2.081.313	3.054.122
Raumwärmebedarf in kWh/a	295.091	7.821.313	1.821.210
Warmwasserbedarf in kWh/a	10.656	750.282	-
Kältebedarf in kWh/a	1.125	34.607	542.179
Modellierter PV-Ertrag in kWh/a	90.750	2.013.000	528.000

### 2.6.1.2 Technisch - Grubenwasseranlage

Hier kann zuerst ausgewählt werden, ob es sich um einen Entwässerungsstollen oder um eine geflutete Strecke handelt. Beispielhaft ist in der folgenden Abbildung 51 die auswählbaren Parameter und deren Einfluss auf wirtschaftliche oder technische Ergebnisse zu sehen.

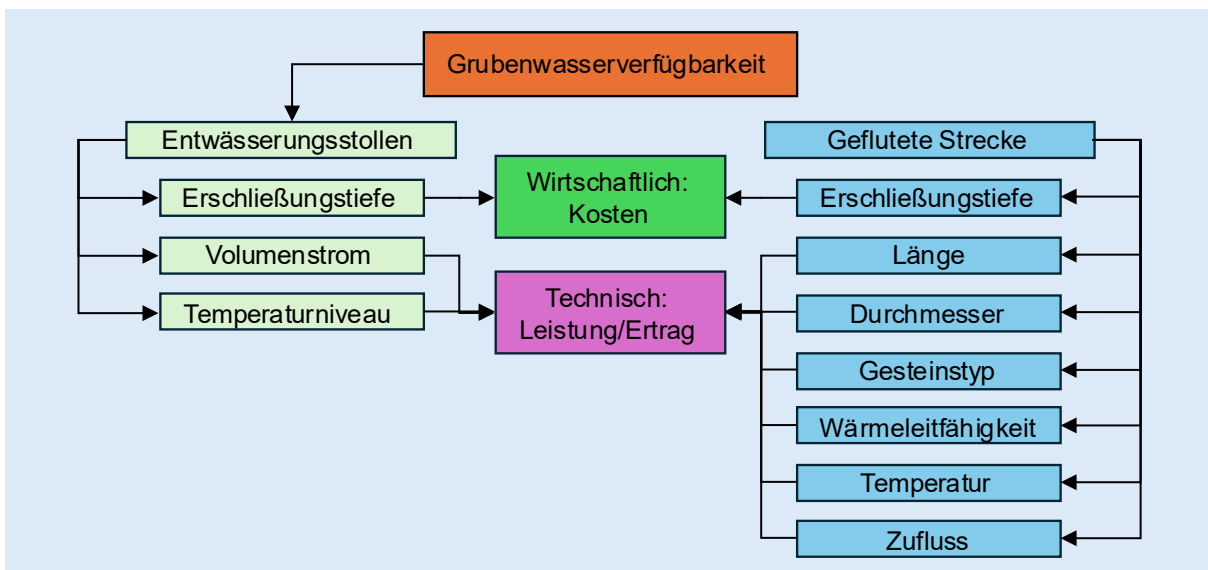


Abbildung 51: Flowchart zu den Eingabeoptionen der Grubenwasserverfügbarkeit

Im Auslegungswerkzeug stellen sich die Eingabefelder zur Grubenwasseranlage im Fall der gefluteten Strecke daher wie folgt dar, siehe Abbildung 52.

Grubenwasserverfügbarkeit		Auswahl/Wert	
		Geflutete Strecke	
Geflutete Strecke		Auswahl/Wert	Einheit
Erschließungstiefe		300	m
Länge der Grubenwasserstrecke		3.000	m
Durchmesser der Grubenwasserstrecke		2	m
Gesteinstyp		Festgestein	
Wärmeleitfähigkeit des Gesteins		4	W/(m*K)
Grubenwassertemperatur		20	°C
Natürlicher Zufluss in die Strecke		20	%

Abbildung 52: Screenshot der Nutzeroberfläche im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Grubenwasseranlage, Teil 1 (Beispieleingaben)

Anschließend können Eingaben getätigt werden, die einen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit haben. Dies betrifft die Abschnitte „Bergmännische Arbeiten“, „Elektroinstallation und Gebäudeautomation“, „Unterwasserpumpe“ und „Rohrleitungstechnik“ (Abbildung 53). Hierbei kann zuerst ausgewählt werden, ob der entsprechende Punkt in der wirtschaftlichen Betrachtung berücksichtigt werden soll. Falls die jeweiligen Kosten schon bekannt sein sollten, können diese eingetragen werden. Sind sie nicht bekannt, so erfolgt die Berechnung automatisch.

<b>Bergmännische Arbeiten (BMA)</b>	
BMA berücksichtigen?	Ja
Erschließung über	Vorhandener Schacht
Schachtverwahrung vorhanden	Ja
Erhaltungszustand der Verwahrung	Schlecht
Schachtleerung über Länge	50 m
Schachtsanierung über Länge	150 m
Rohrmaterial	Edelstahl
Anzahl der Rohrstränge zum Grubenwasser	2
Kosten bekannt?	Nein
<b>Elektroinstallation und Gebäudeautomation (EI&amp;GA)</b>	
EI&GA berücksichtigen?	Ja
Kosten bekannt?	Nein
<b>Unterwasserpumpe</b>	
Unterwasserpumpe berücksichtigen?	Ja
Pumpenleistung bekannt	Nein
Kosten bekannt?	Nein
<b>Rohrleitungstechnik</b>	
Rohrleitungstechnik berücksichtigen?	Ja
Kosten bekannt?	Nein

Abbildung 53: Screenshot der Nutzeroberfläche im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Grubenwasseranlage, Teil 2 (Beispieleingaben)

Schließlich wird im Abschnitt Grubenwasseranlage auch noch die Wärmenutzung (siehe Abbildung 54) berücksichtigt. Dabei ist es möglich einen Kühlenergieanteil einzugeben, dieser wird jedoch nur im kalten Nahwärmenetz berücksichtigt, da nur dort das Temperaturniveau im Wärmenetz zur Kühlung genutzt werden kann. Weiterhin kann hier ein Wärmeübertrager in die Wirtschaftlichkeit einbezogen werden. Auch hier kann bei Kenntnis ein eigener Kostenwert eingetragen werden. Um eine Foulingwirkung (Ablagerungsbildung) und eine damit einhergehende Überdimensionierung des Wärmeübertragers zu berücksichtigen, kann ein Foulingfaktor eingegeben werden.

<b>Wärmenutzung Grubenwasser</b>	
Kühlenergieanteil	10 %
Wärmeübertrager berücksichtigen?	Ja
Wärmeübertrager-Foulingfaktor	50 %
Kosten bekannt?	Nein

Abbildung 54: Screenshot der Nutzeroberfläche im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Grubenwasseranlage, Teil 3 (Beispieleingaben)

### 2.6.1.3 Technisch - Wärmenetz

In diesem Abschnitt können Daten zum Wärmenetz eingetragen werden. Auch kann erneut die Option berücksichtigt werden, dass das Wärmenetz nicht in der wirtschaftlichen Betrachtung einbezogen werden soll. Eine wichtige Unterscheidung besteht im Auslegungswerkzeug zwischen zentralen Wärmenetzen (hohe Vorlauftemperatur, zentrale Wärmeerzeugungseinrichtung) und kalten Nahwärmenetzen (Temperatur auf

Grubenwasserniveau, dezentrale Anhebung mit Wärmepumpen). Hier können Daten zum Wärmenetz, wie Trassenlänge, mittlere Hausanschlusslänge, Abstand zur Grubenwasseranlage und die Höhe der Verlegekosten einbezogen werden. Falls schon Kosten zum Bau eines Wärmenetzes und einer Umwälzpumpe vorliegen, können diese hier eingetragen werden, andernfalls werden sie automatisch berechnet. Die Eingabemaske zum Wärmenetz ist in Abbildung 55 dargestellt.

Allgemein	Auswahl/Wert	Einheit
Wärmenetz berücksichtigen?	Ja	
Wärmenetztyp	Dezentral	
<b>Trasseninstallation</b>		
Wärmenetzlänge	5.267	m
Mittlere Hausanschlusslänge	15	m
Kosten bekannt?	Nein	
Grubenwasseranlage Abstand bekannt?	Nein	
Verlegekosten	Mittel	
<b>Umwälzpumpe</b>		
Kosten bekannt?	Nein	

Abbildung 55: Screenshot der Nutzeroberfläche im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Wärmenetz (Beispieleingaben)

#### 2.6.1.4 Technik - Energiesystem

In diesem Abschnitt erfolgt die Eingabe von Daten welche das Energiesystem als Ganzes betreffen. Bei den jeweiligen Komponenten ist es wie oben möglich, eigene Kosten einzutragen. Einen großen Einfluss hat dabei der Wärmepumpendeckungsgrad, welcher angibt, wie viel Wärme von der Grubenwasserwärmepumpe gedeckt werden soll. Um dies festzulegen erfolgt die Eingabe des gewünschten Deckungsgrads. Je nach Grubenwasserpotenzial erscheint eine Meldung, ob der eingegebene Deckungsgrad bereitgestellt werden kann. Ist die Eingabe korrekt, wird geprüft ob die Grubenwasserwärmepumpe neu dimensioniert werden muss (siehe Kapitel 2.4.2.2 für Details). Ist die Neuauslegung notwendig, erfolgt dies durch den Klick auf den Button „Neuauslegung starten“. Ein Hinweis rechts des Buttons gibt weiterhin an, ob eine Neuauslegung notwendig ist (siehe Abbildung 57). Neben der Spezifikation zu der Grubenwasserwärmepumpe können Eingaben zur Photovoltaiktechnik getätigt werden. So kann das Photovoltaikmodul ausgeschaltet werden, so dass es technisch und wirtschaftlich nicht weiter berücksichtigt wird. Ebenfalls können vorhandene Investitionskosten für die Anlage eingetragen werden. Diese Eingaben werden nachfolgend analog für das Modul des Batteriespeichers durchgeführt. Dort wird zusätzlich die Speicherkapazität eingetragen. Im letzten Abschnitt wird eingetragen wie die Spitzenlastdeckung erfolgen soll. Dies ist notwendig, sobald der Wärmepumpendeckungsgrad geringer als 100 % ist. Andernfalls wird das Spitzenlastmodul nicht berücksichtigt. Der Abschnitt der Eingaben des Energiesystems ist in Abbildung 56 dargestellt.

	Auswahl/Wert	Einheit
<b>Wärmepumpe</b>		
Wärmepumpe berücksichtigen?	Ja	
Gewünschter Deckungsgrad (Wärmeanteil)	70	%
<b>Neuauslegung starten</b>		
Kosten bekannt?	Nein	
<b>Photovoltaikanlagen</b>		
Photovoltaikanlagen berücksichtigen?	Ja	
Kosten bekannt?	Nein	
<b>Batteriespeicher</b>		
Batteriespeicher berücksichtigen?	Ja	
Nennkapazität	1.000	kWh
Kosten bekannt?	Nein	
<b>Spitzenlastdeckung</b>		
Energieträger	Erdgas	
Kosten bekannt?	Nein	

Abbildung 56: Eingabewerte – Energiesystem

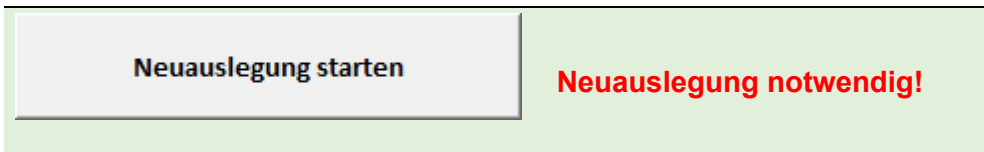


Abbildung 57: Screenshot der Nutzeroberfläche im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte - Energiesystem, Neuauslegung notwendig (Beispieleingaben)

### 2.6.1.5 Wirtschaftlichkeit

In diesem Abschnitt können wirtschaftliche Randbedingungen berücksichtigt und individuell eingestellt werden. Dies betrifft Angaben zum Basiszinssatz, zur gewünschte Amortisationszeit, den Energiepreisen im Einkauf und deren erwartete Preisänderungen sowie Angaben zur Förderung der Investitionskosten. Für die Beispieleingaben hier basiert der Basiszins von 3,4 % dem auf risikolosen Marktzins, welcher durch staatsfinanzierte Wertpapiere abgeworfen wird [116]. Der Nutzer kann je nach eigenem Ermessen diesen jedoch nach den eigenen Kriterien festlegen. Die Amortisationszeit bestimmt, wann die Kosten des Energiesystems durch den Erlös wieder eingespielt wurden. Sie kann ebenfalls frei gewählt werden. Ein einflussreicher Faktor ist das Niveau der Energiepreise, welche der Quartiersbetreiber für die Energieversorgung hinzukaufen muss. Diese sollten sich an den für den Betreiber verfügbaren Energiepreisen orientieren. Preisänderungen in der Zukunft sind über „Änderung ...preis“ einzubeziehen. Eine Erläuterung zu den hier verwendeten Energiepreisen und Preisänderungsfaktoren befindet sich am Ende dieses Kapitels. Hinsichtlich der Förderung kann unterschieden werden, ob einzelne Unterkomponenten unterschiedliche Fördersätze erhalten, oder ob konstante Förderraten für die Systemkomponenten anzulegen sind. Die hier betrachteten Fördersätze orientieren sich an der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW). Diese ist in Abschnitt 2.7.1.2 genauer beschrieben.

In Abbildung 58 ist die Eingabemaske der wirtschaftlichen Randbedingungen dargestellt.

Allgemein	Auswahl/Wert	Einheit
Basiszinssatz	3,4	%
Angestrebte Amortisationszeit	15	Jahre
<b>Energiepreise</b>		
Anfänglicher Strompreis (Einkauf)	18	Cent/kWh
Änderung Strompreis (Einkauf)	1,4	%/Jahr
Anfänglicher Gaspreis	7,8	Cent/kWh
Änderung Gaspreis	3,8	%/Jahr
Anfänglicher Pelletpreis	6,7	Cent/kWh
Änderung Pelletpreis	2,0	%/Jahr
Anfängliche PV-Einspeisevergütung	6	Cent/kWh
Änderung PV-Einspeisevergütung	0	%/Jahr
<b>Fördersätze für Investitionen</b>		
Eingabeart Fördersatz Grubenwasseranlage	Einheitlich	
Fördersatz Grubenwasseranlage	40	%
Eingabeart Fördersatz Wärmenetz	Einheitlich	
Fördersatz Wärmenetz	40	%
Eingabe Fördersatz Energiesystem	Einheitlich	
Fördersatz Energiesystem	40	%

Abbildung 58: Screenshot der Nutzeroberfläche im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Eingabewerte – Wirtschaftlichkeit (Beispieleingaben)

## 2.6.2 Ergebnisse

Nach dem Bereich für die Eingaben des Systems ist der Ergebnisbereich angeschlossen. Bis auf die iterative Auslegung der Grubenwasserwärmepumpe erfolgt die Berechnung der Ergebnisse kontinuierlich nach einer Änderung durch den Nutzer. Es ist somit kein gesonderter Berechnungsbefehl notwendig, bevor die Ergebnisse eingesehen werden können. Nachfolgend werden die Abschnitte der Ergebnisblätter erläutert.

### 2.6.2.1 Technisch - Grubenwasseranlage

In Abbildung 59 sind die Ausgaben der Grubenwasserberechnung dargestellt. Dort werden relevante Werte zur Grubenwassernutzung ausgegeben. Je nach spezifiziertem Grubenwassernutzungsfall kann die maximal verfügbare Grubenwasserwärmemenge über die tatsächlich genutzte Grubenwasserwärmemenge hinausgehen. Dies ist z.B. der Fall, wenn eine große Strecke zur Verfügung steht, jedoch die Wärmeabnahme durch ein kleines Quartier begrenzt ist. Die jährlich genutzte Kältemenge wird nur beim dezentralen Wärmenetz und Kühlanteil > 0 betrachtet.

Grubenwasseranlage	Wert	Einheit
Grubenwassernutzung durch	Geflutete Strecke	
Max. Grubenwasserleistung (konstanter Betrieb)	900	kW
Maximal verfügbare Grubenwasserwärmemenge	7.884	MWh/Jahr
Tatsächlich genutzte Grubenwasserwärmemenge	5.313	MWh/Jahr
Jährliche genutzte Grubenwasserkältemenge	578	MWh/Jahr
Max. Fördervolumenstrom	141,2	m <sup>3</sup> /h
Mittlere Extraktionstemperatur	5	°C
Mittlere Rückgabetemperatur	4	°C

Abbildung 59: Screenshot der Nutzeroberfläche im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Technisch, Grubenwasseranlage (Beispielergebnisse)

In Abbildung 60 ist im Fall der gefluteten Strecke die mittlere Grubenwassertemperatur bezogen auf die Länge der Strecke über den Betrachtungszeitraum dargestellt. Wird ein Entwässerungsstollen genutzt, ist die in diesem Diagramm gezeigte Temperatur konstant.

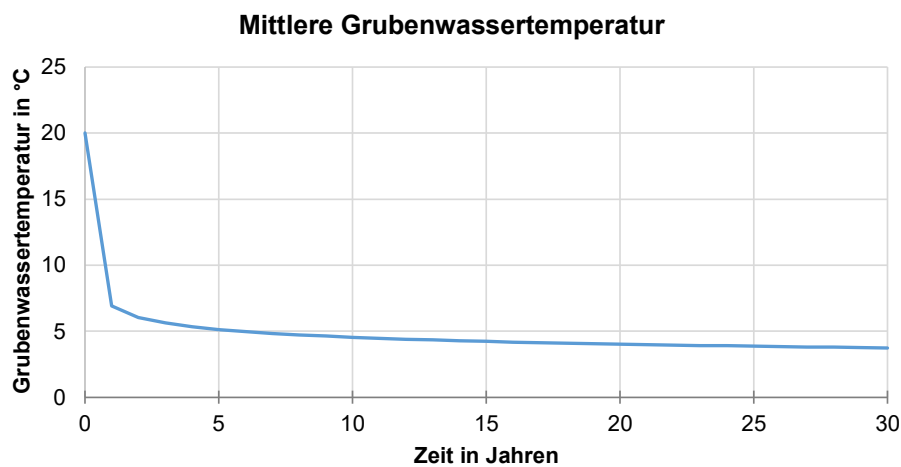


Abbildung 60: Ergebnisdiagramm im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Technisch, Mittlere Grubenwassertemperatur (Beispielergebnisse)

In Abbildung 61 ist das Wärmebedarfsprofil des Quartiers über ein Jahr inklusive der Wärmeverluste im Netz zu sehen. Falls ein Deckungsgrad der Wärmepumpe > 0 gewählt wurde, wird hier auch der Anteil der Wärmepumpe dargestellt. Die restliche benötigte Leistung wird durch die Spitzenlastanlage gedeckt.

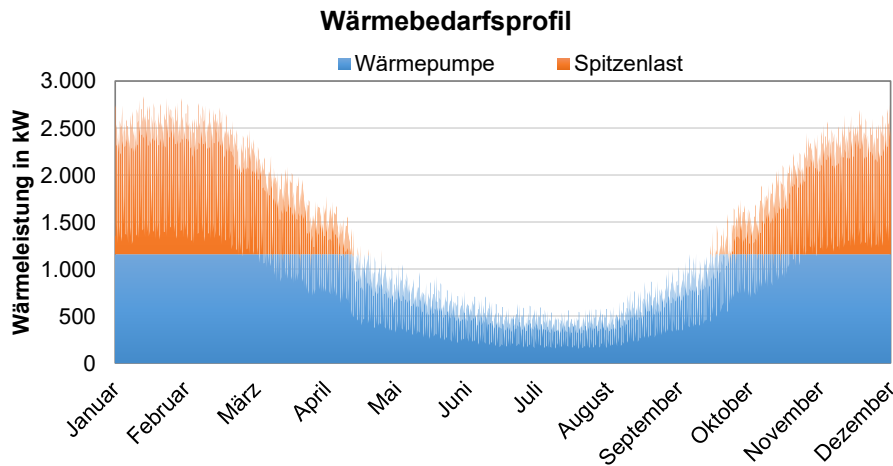


Abbildung 61: Ergebnisdigramm im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Technisch, Wärmebedarfsprofil (Beispielergebnisse)

### 2.6.2.2 Technisch - Wärmenetz

In Abbildung 62 sind die Ergebnisse zum Wärmenetz zu erkennen. Basierend auf der Wärmenetzlänge und der zu liefernden Wärmeleistung erfolgt die Ausgabe der benötigten Rohrgeometrien (siehe Kapitel 2.4.2.1 für Details). Weiterhin wird aufgrund der getätigten Auslegungsangaben der maximale Fördervolumenstrom und die Wärmebelegungsdichte berechnet.

Wärmenetz	
Wärmenetztyp	Dezentral
Wärmenetzlänge	5.794 m
Abschätzung der benötigten Rohrgeometrien	DN25 - 2475 m,
	DN80 - 279 m,
	DN100 - 279 m,
	DN125 - 279 m,
	DN150 - 838 m,
DN200 - 1617 m	
Maximaler Fördervolumenstrom	140,66 m <sup>3</sup> /h
Wärmebelegungsdichte	1.847 kWh/(m*a)

Abbildung 62: Screenshot der Nutzeroberfläche im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Technisch, Wärmenetz (Beispielergebnisse)

### 2.6.2.3 Technisch - Energiesystem

In Abbildung 63 sind die Ergebnisse des Energiesystems bezogen auf Wärme, Kälte und Strom dargestellt. In der Kategorie Wärme und Kälte werden die maximalen und minimalen Wärmeleistungen, der Wärmebedarf der Gebäude aufgeteilt in Raumwärme und Warmwasser, die Wärmeverluste des Wärmenetzes, der Gesamtwärmebedarf inklusive Wärmeverluste, die maximale Kälteleistung und der Gesamtkältebedarf ausgegeben. In der Kategorie Strom sind der Gesamtstrombedarf (aufgeteilt in Gebäude, Wärmepumpen und Pumpen), die installierte Photovoltaik-Leistung, die Photovoltaik-Erzeugung (aufgeteilt in Netzeinspeisung, direkter Eigenverbrauch, Eigenverbrauch aus Batterie und Batterieverluste), sowie der Netzbezug, die Eigenverbrauchsrate und die Eigendeckungsrate zu finden.

**Energiesystem****Wärme und Kälte**

Maximaler Wärmeleistungsbedarf	2.843	kW
Minimaler Wärmeleistungsbedarf	144,0	kW
Wärmebedarf Gebäude	10.698.552	kWh/Jahr
davon Raumwärme	9.937.614	kWh/Jahr
davon Warmwasser	760.938	kWh/Jahr
Wärmeverluste Wärmenetz	33.534	kWh/Jahr
Gesamtwärmebedarf	10.732.086	kWh/Jahr
Maximaler Kälteleistungsbedarf	2.091	kW
Gesamtkältebedarf	577.911	kWh/Jahr

**Strom**

Jährlicher Gesamtstrombedarf	7.757.551	kWh/Jahr
davon Gebäude	5.183.852	kWh/Jahr
davon Grubenwasserwärmepumpe	2.203.451	kWh/Jahr
davon Pumpen	370.248	kWh/Jahr
Installierte Photovoltaik-Leistung	2.393	kW
Installierte Stromspeicherkapazität	1.000	kWh
Photovoltaik-Erzeugung	2.632.250	kWh/Jahr
davon Netzeinspeisung	363.922	kWh/Jahr
davon direkter Eigenverbrauch	2.143.376	kWh/Jahr
davon Eigenverbrauch aus Batterie	118.249	kWh/Jahr
davon Batterieverluste	6.704	kWh/Jahr
Netzbezug	5.495.926	kWh/Jahr
Eigenverbrauchsrate (mit Batterienutzung)	86%	
Eigendeckungsrate	29%	

Abbildung 63: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Technisch, Energiesystem Teil 1 (Beispielergebnisse)

In Abbildung 64 ist die Darstellung der Ergebnisse zur Wärmepumpe und zur Spitzenlast zu sehen. Bei beiden wird die Heizleistung, die bereitgestellte Wärme- und bezogene Energiemenge und die Vollbenutzungsstunden ausgegeben. Die Angaben zur Wärmepumpe enthalten zusätzlich noch den Deckungsgrad.

**Wärmepumpe**

Heizleistung	1.160	kW
Deckungsgrad	70%	
Wärmemenge	7.507.358	kWh/Jahr
Bezugsenergie (Strom)	2.203.451	kWh/Jahr
Vollbenutzungsstunden	6.474	h/Jahr

**Spitzenlast**

Heizleistung	1.684	kW
Wärmemenge	3.224.728	kWh/Jahr
Bezugsenergie (Erdgas)	3.013.764	kWh/Jahr
Vollbenutzungsstunden	1.915	h/Jahr

Abbildung 64: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Technisch, Energiesystem Teil 2 (Beispielergebnisse)

Weiterhin wird in diesem Abschnitt die Monatsbilanz des Stromes im Quartier dargestellt. In Abbildung 65 ist diese Bilanz dargestellt. Dabei sind monatliche Summenwerte über das Jahr aufgetragen. Gut zu erkennen ist der Überschuss durch die Photovoltaik-Erzeugung im Sommer und die Absenkung der Erträge im Winter. Die geringen Erträge im Winter führen zu einer höheren aus dem Netz bezogenen Strommenge, einer verringerten Einspeisung und einem verringerten Direktverbrauch.

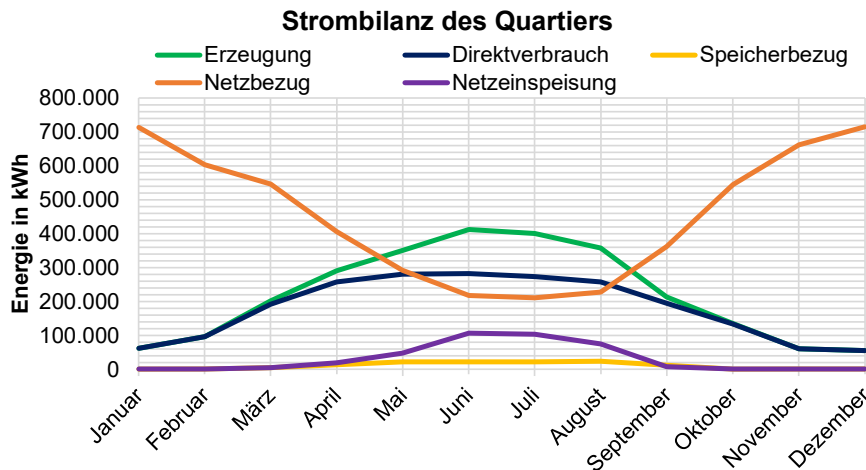


Abbildung 65: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ausgabewerte - Technisch, Strombilanz des Quartiers (Beispielresultate)

In Abbildung 66 ist die Zusammensetzung des Gesamtenergiebedarfs des Quartiers zu erkennen. Hier werden die prozentualen Anteile der verschiedenen Energiebedarfe aufgezeigt. Dabei ist die Bilanzgrenze um die von den Nutzern angeforderte Energie gezogen und beinhaltet Warmwasser, Raumwärme, Kälte und Strom.

### Zusammensetzung des Gesamtenergiebedarfs vom Quartier

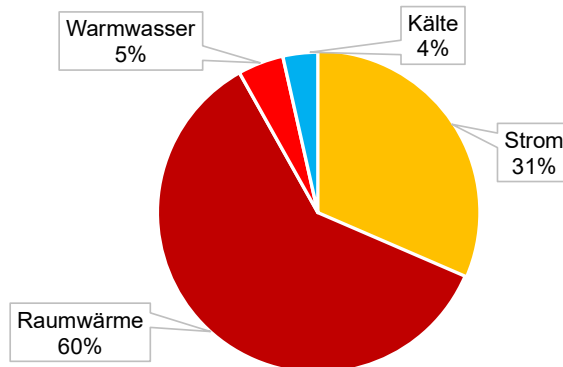


Abbildung 66: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ausgabewerte - Technisch, Zusammensetzung des Gesamtenergiebedarfs (Beispielresultate)

#### 2.6.2.4 Wirtschaftlich

In Abbildung 67 sind die Investitionskosten der einzelnen Technikmodule des Gesamtsystems dargestellt. Zusätzlich sind hier auch die Kosten dargestellt, welche sich durch die eingestellten Fördermaßnahmen (40 %) ergeben. Ebenfalls sind die veranschlagten Planungskosten neben den Technikmodulen dargestellt. Dabei werden folgende Abkürzungen verwendet:

- GW Grubenwasser
- WN Wärmenetz
- ES Energiesystem

Investitionskosten	Wert	mit Förderung
<b>Grubenwasseranlage</b>	<b>866.401 €</b>	<b>519.841 €</b>
GW - Bergmännische Arbeiten	400.500 €	240.300 €
GW - Elektrik und Gebäudeautomation	284.298 €	170.579 €
GW - Unterwasserpumpe	21.404 €	12.842 €
GW - Rohrleitungstechnik	145.447 €	87.268 €
GW - Wärmeübertrager	14.753 €	8.852 €
<b>Wärmenetz</b>	<b>2.437.884 €</b>	<b>1.462.730 €</b>
WN - Umwälzpumpe	38.821 €	23.292 €
WN - Trasseninstallation	2.399.063 €	1.439.438 €
<b>Energiesystem</b>	<b>4.371.897 €</b>	<b>2.633.138 €</b>
ES - Wärmepumpe	1.395.688 €	837.413 €
ES - Photovoltaikmodule	2.006.580 €	1.203.948 €
ES - Batteriespeicher	548.726 €	329.235 €
ES - Spitzenlastdeckung	420.903 €	252.542 €
<b>Planung</b>	<b>767.618 €</b>	<b>767.618 €</b>
Planungskosten (10% der Investitionssumme)	767.618 €	767.618 €
<b>Gesamtinvestition</b>		<b>5.373.327 €</b>

Abbildung 67: Screenshot der Nutzeroberfläche im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Investitionskosten (Beispielresultate)

Basierend auf der vorangegangenen Übersicht zeigt Abbildung 68 die Verteilung der Investitionskosten. Dabei sind die Kosten der einzelnen Komponenten so ebenfalls in die Kategorien Grubenwasseranlage, Wärmenetz, Energiesystem und Planung eingeteilt.

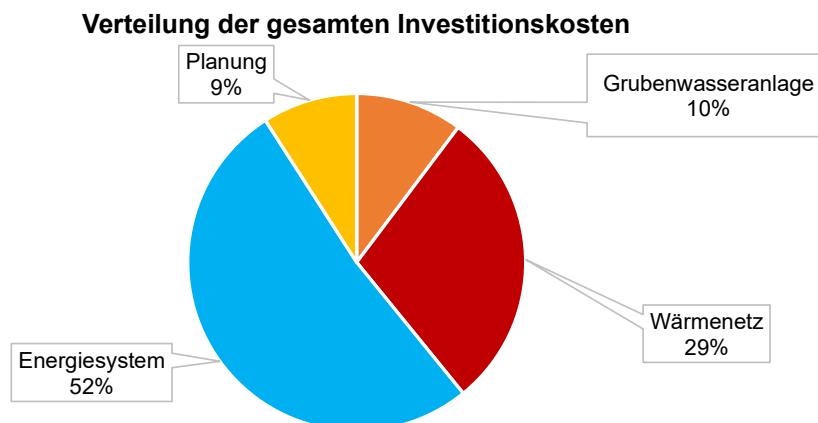


Abbildung 68: Ergebnisdigramm im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Aufteilung Investitionskosten (Beispielresultate)

Für eine noch detailliertere grafische Auswertung kann Abbildung 69 herangezogen werden, wo neben den Modulen ebenfalls alle Untermodule und die assoziierten Kosten aufgetragen sind.

### Aufschlüsselung der Investitionskosten in € nach Komponenten

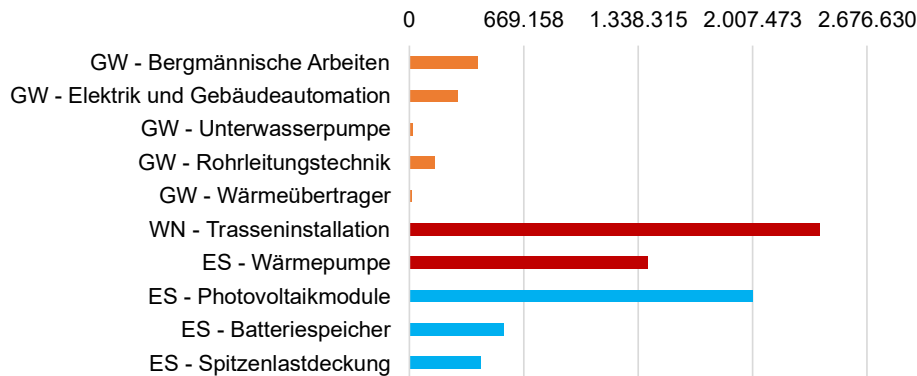


Abbildung 69: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Aufschlüsselung nach Komponenten (Beispielergebnisse)

Neben den Investitionskosten für die Planung und den Bau des Energiesystems sind die Ergebnisse der wirtschaftlichen Bilanzierung essenziell für eine ökonomische Bewertung. Im Abschnitt der Wirtschaftlichkeit sind daher weiterführend die Ergebnisse der Annuitätenrechnung und der Verlauf der Kapitalwertberechnung ausgegeben. In Abbildung 70 sind die berechneten Annuitäten der verschiedenen Kostenbereiche zu den Technikmodulen abgebildet. Aus kapitalgebundenen, variablen, bedarfsgebundenen, Planungskosten und PV-Einspeisevergütung ergibt sich anschließend eine Gesamtannuität.

Jährliche Zahlungsströme (Annuitäten nach VDI 2067)	Wert	Einheit
<b>Kapitalgebundene Kosten</b>	<b>-328.117</b>	<b>€/Jahr</b>
davon Grubenwasseranlage	-30.336	€/Jahr
davon Wärmenetz	-80.287	€/Jahr
davon Energiesystem	-217.493	€/Jahr
<b>Variable Kosten</b>	<b>-155.594</b>	<b>€/Jahr</b>
davon Grubenwasseranlage	-22.057	€/Jahr
davon Wärmenetz	-79.800	€/Jahr
davon Energiesystem	-53.738	€/Jahr
<b>Bedarfsgebundene Kosten</b>	<b>-1.607.836</b>	<b>€/Jahr</b>
davon Grubenwasseranlage	-54.359	€/Jahr
davon Wärmenetz	-17.695	€/Jahr
davon Energiesystem	-1.535.782	€/Jahr
<b>Planung</b>	<b>-41.215</b>	<b>€/Jahr</b>
davon Planungskosten	-41.215	€/Jahr
<b>PV-Einspeisung</b>	<b>21.835</b>	<b>€/Jahr</b>
davon Erlöse	21.835	€/Jahr
<b>Gesamtannuität</b>	<b>-2.110.927</b>	<b>€/Jahr</b>

Abbildung 70: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Annuitäten (Beispielergebnisse)

Gemäß dieser Werte sind in Abbildung 71 die Annuitäten der einzelnen Anteile dargestellt.

### Jährliche Kosten auf Annuitätenbasis

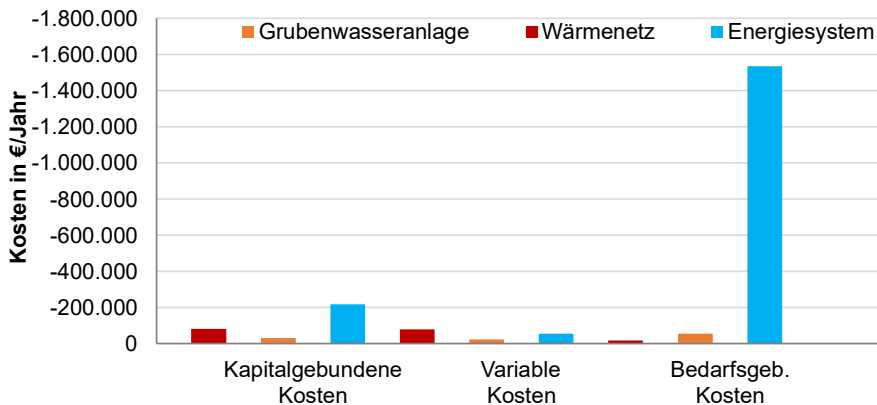


Abbildung 71: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Jährliche Kosten

In Abbildung 72 ist das Ergebnis der wirtschaftlichen Bewertung des Quartiers auf Basis der Kapitalwertmethode dargestellt. Die Bilanz errechnet sich dabei aus den jährlichen Kosten addiert mit den jährlichen Erlösen. Zeitpunkte, an denen Ersatzanschaffungen anfallen können in der Bilanz durch ein Absenken erkannt werden (bspw. Tausch der Umwälzpumpe im Wärmenetz und des Batteriespeichers nach 15 Jahren).

### Wirtschaftlichkeit - Bilanz

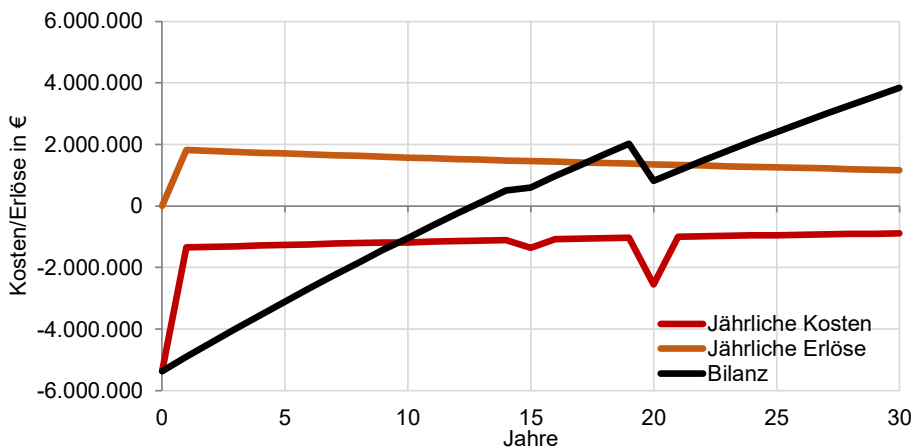


Abbildung 72: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Wirtschaftlichkeitsbilanz

Im letzten Teil dieses Wirtschaftlichkeitsabschnittes sind die für die Kunden anzulegenden Energiepreise im Quartier ausgegeben. Diese sind auf die drei Energieposten Strom, Wärme und Kälte aufgeteilt und gemäß der Darstellung im Auslegungswerkzeug in Abbildung 73 gezeigt.

#### Energiepreise für Endnutzer

Strom	24,61 ct/kWh
Wärme	5,16 ct/kWh
Kälte	4,81 ct/kWh

Abbildung 73: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Energiepreise für Endnutzer (Beispielresultate)

Dabei handelt es sich jedoch um eine Abschätzung der Preise, welche nicht der angegebene Amortisationszeit des Nutzers entspricht. Um die Energiepreise darauf abgestimmt genauer zu berechnen, muss die Energiepreisberechnung (Abbildung 74) separat ausgelöst werden. Um den Nutzer darauf hinzuweisen, erscheint ebenfalls eine rote Meldung.

**Für genaue Energiepreise bitte  
Berechnung durchführen.**

Energiepreisberechnung

Abbildung 74: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Wirtschaftlich, Berechnung Energiepreise

### 2.6.2.5 Ökologisch

In Abbildung 75 sind die Ergebnisse der ökologischen Betrachtung für den jeweiligen Quartiersfall dargestellt. Dabei sind zunächst die jährlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen für Strom (aufgeteilt nach Bezug und Nutzung), Wärme (Spitzenlastdeckung) und Gesamtemissionen aufgelistet. Anschließend wird gegebenenfalls eine CO<sub>2</sub>-Gutschrift für ins Netz eingespeisten PV-Strom und entsprechender Netzstromverdrängung ausgegeben. Zum Schluss wird die CO<sub>2</sub>-Bilanz aus den Gesamtemissionen und der Gesamtgutschrift berechnet und ein Vergleich zu einem Referenzfall gezogen.

<b>Quartiersfall</b>	
<b>Jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	
<b>Strom (Gebäude, Wärmepumpe, Anlagenperipherie)</b>	<b>2.421,8 t/Jahr</b>
davon:	
Netzbezug	2.346.760 kg/Jahr
Direkter PV-Eigenverbrauch	68.588 kg/Jahr
PV-Eigenverbrauch aus Batterie	6.149 kg/Jahr
Batterieverluste	349 kg/Jahr
aufgeteilt nach Nutzung:	
Gebäude	1.616.960 kg/Jahr
Grubenwasserwärmepumpe	687.306 kg/Jahr
Pumpen und Batterieverluste	117.580 kg/Jahr
<b>Wärme</b>	<b>806,2 t/Jahr</b>
davon: Spitzenlastdeckung: Erdgas	806.182 kg/Jahr
<b>Gesamtemissionen</b>	<b>3.228,0 t/Jahr</b>
<b>Jährliche CO<sub>2</sub>-Gutschrift</b>	
<b>Strom</b>	<b>-143,7 t/Jahr</b>
davon: PV-Netzeinspeisung	-143,7 kg/Jahr
<b>Gesamtgutschrift</b>	<b>-143,7 t/Jahr</b>
<b>Jährliche CO<sub>2</sub>-Bilanz</b>	
<b>Quartier</b>	<b>3.084,3 t/Jahr</b>
<b>Einsparung ggü. Referenzfall</b>	<b>37 % CO<sub>2</sub>-Äq./Jahr</b>

Abbildung 75: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Ökologisch, Quartiersfall (Beispielsergebnisse)

In Abbildung 76 sind die Ökologiebilanzen des Quartiers grafisch aufbereitet dargestellt.

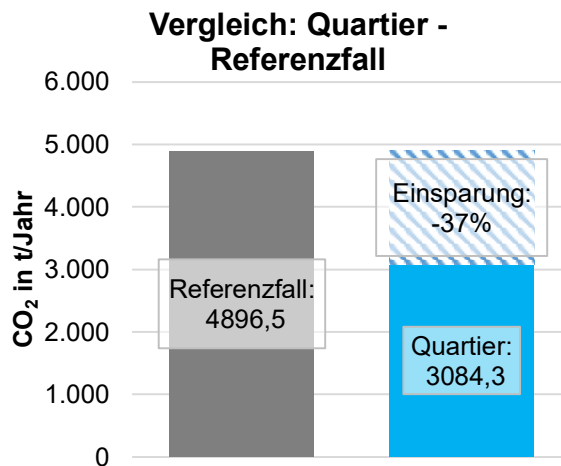
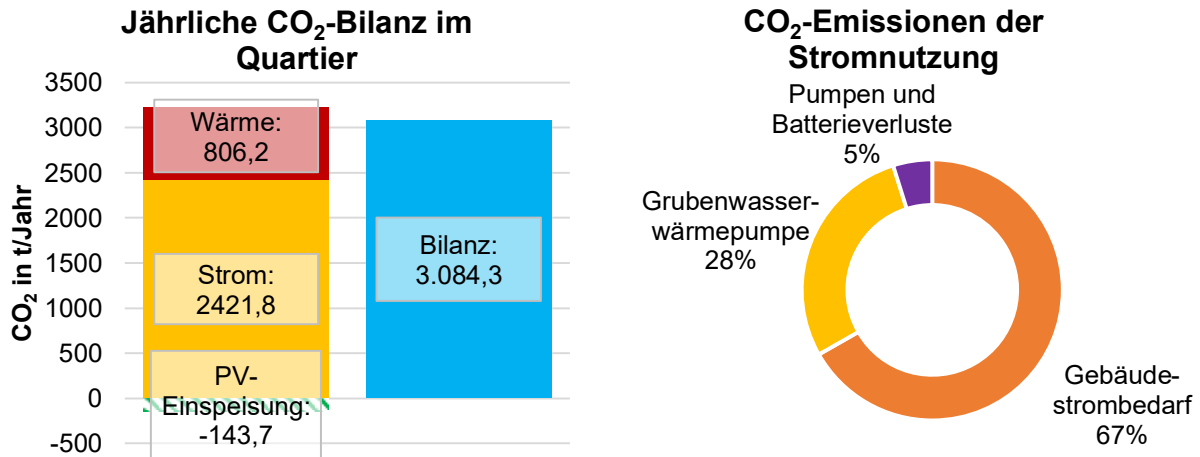


Abbildung 76: Ergebnisdiagramme im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Ökologisch, Bilanzdiagramme

Zuletzt ist der Referenzfall gezeigt, welcher als Referenzsystem zum Vergleich mit dem erneuerbaren Energiesystem genutzt wird. In Abbildung 77 sind beispielhaft Ergebnisse zur Referenzfallberechnung dargestellt. In dem Beispiel wird von der Annahme ausgegangen, dass der Wärmebedarf nur mit Erdgas-Brennwertkesseln und der Strombezug vollständig über das öffentliche Stromnetz gedeckt wird.

Referenzfall	
<b>Jährliche CO<sub>2</sub>-Emissionen</b>	
Strom (Gebäude, Wärmepumpe, Anlagenperipherie)	2.213,5 t/Jahr
davon:	
Netzbezug	2.213.505 kg/Jahr
Wärme	2.683,0 t/Jahr
davon: Spitzenlastdeckung: Erdgas	2.683.021 kg/Jahr
<b>Gesamtemissionen</b>	<b>4.896,5 t/Jahr</b>
<b>Jährliche CO<sub>2</sub>-Bilanz</b>	
<b>Quartier</b>	<b>4.896,5 t/Jahr</b>

Abbildung 77: Screenshot der Nutzeroberfläche im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Ökologisch, Referenzfall (Beispielresultate)

### 2.6.2.6 Parameterstudie

Dieser Abschnitt soll das Anfertigen von übersichtlichen Parameteranalysen ermöglichen. Dafür wurde die Struktur des Auslegungswerkzeuges genutzt, um über ein ausführbares VBA-Skript (Visual Basic for Applications) eine Reihe von automatisierten Berechnungen durchführen zu lassen. Anschließend werden die Ergebnisse jeweils tabellarisch und grafisch aufbereitet. In Abbildung 78 ist das Eingabefenster der Parameterstudie gezeigt. Es kann ein Untersuchungsparameter für die Studie gewählt werden. Anschließend wird ein Minimal- und Maximalwert eingegeben, aus dem 10 Zwischenwerte für die Parameterstudie linear interpoliert werden. Auswählbar sind folgende Variationsparameter:

- Amortisationszeit in Jahren
- Basiszinssatz in %
- Batteriespeicher Nennkapazität in kWh
- Erdgaspreis in ct/kWh
- Förderrate (Gesamtsystem) in %
- Holzpelletpreis in ct/kWh
- PV-Einspeisevergütung in ct/kWh
- PV-Leistung in kWp
- Strompreis (Einkauf) in ct/kWh
- Wärmenetzlänge in m
- Wärmepumpendeckungsgrad in %

#### Erklärung

Die Parameterstudie ermöglicht eine systematische Untersuchung der Auswirkungen eines einzelnen Eingangswertes auf die Ergebnisse der Quartiersauslegung. Bitte gehen Sie wie folgt vor:

1. Wählen Sie den Parameter aus, der variiert werden soll.
2. Geben Sie den Minimal- und Maximalwert des gewünschten Wertebereiches an.
3. Der Wertebereich wird automatisch in 10 gleichgroße Stützstellen aufgeteilt.
4. Für jede Variation erfolgt die Berechnung separat mit den in den "Eingabewerte"-Blättern festgelegten aktuellen Werten.

Die Ergebnisse der Studie werden im Anschluss tabellarisch und grafisch aufgeführt und erlauben Rückschlüsse auf die Sensitivität des gewählten Parameters.

#### Eingabewerte für die Studie

Variationsparameter	PV-Leistung in kWp
Minimalwert	0,00
Maximalwert	5.000,00

Studie durchführen

Studie abbrechen

Abbildung 78: Screenshot der Nutzeroberfläche im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Parameterstudie, Eingabe

In Abbildung 79 sind die Ergebnisse der Parameterstudie bei Variation der PV-Leistung beispielhaft dargestellt. Als Ergebnisparameter sind die Annuität, der Strom-, Wärme-, und Kältepreis sowie die CO<sub>2</sub>-Emissionen von Bedeutung.

**Ergebnisse der Studie**

PV-Leistung in kWp	Gesamtkosten in €/Jahr	Annuität in €/Jahr	Strompreis in ct/kWh	Wärmepreis in ct/kWh	Kältepreis in ct/kWh	CO <sub>2</sub> -Bilanz in t/Jahr
0,00	-2.220.308	-3.004.501	28,90	6,45	5,52	3.974,3
555,56	-2.153.186	-2.890.780	27,88	6,32	5,41	3.732,9
1.111,11	-2.088.254	-2.774.024	26,89	6,20	5,32	3.494,5
1.666,67	-2.021.157	-2.660.449	25,87	6,07	5,22	3.260,5
2.222,22	-1.957.963	-2.552.816	24,92	5,95	5,12	3.031,1
2.777,78	-1.907.995	-2.463.764	24,20	5,84	5,03	2.801,1
3.333,33	-1.870.989	-2.392.212	23,71	5,73	4,94	2.569,1
3.888,89	-1.840.628	-2.334.486	23,36	5,62	4,84	2.335,5
4.444,44	-1.823.141	-2.285.227	23,21	5,54	4,77	2.100,3
5.000,00	-1.815.217	-2.243.330	23,21	5,47	4,70	1.864,3

Abbildung 79: Screenshot der Nutzeroberfläche im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Parameterstudie, Ergebnisse der Studie

Die so erhaltenen tabellarischen Ergebnisse sind anschließend grafisch dargestellt, um Zusammenhänge ersichtlicher zu machen. In Abbildung 80 sind die sich ergebenden Endkundenenergiepreise als Arbeitspreis über die zu variierende Größe (in diesem Fall die PV-Leistung) dargestellt.

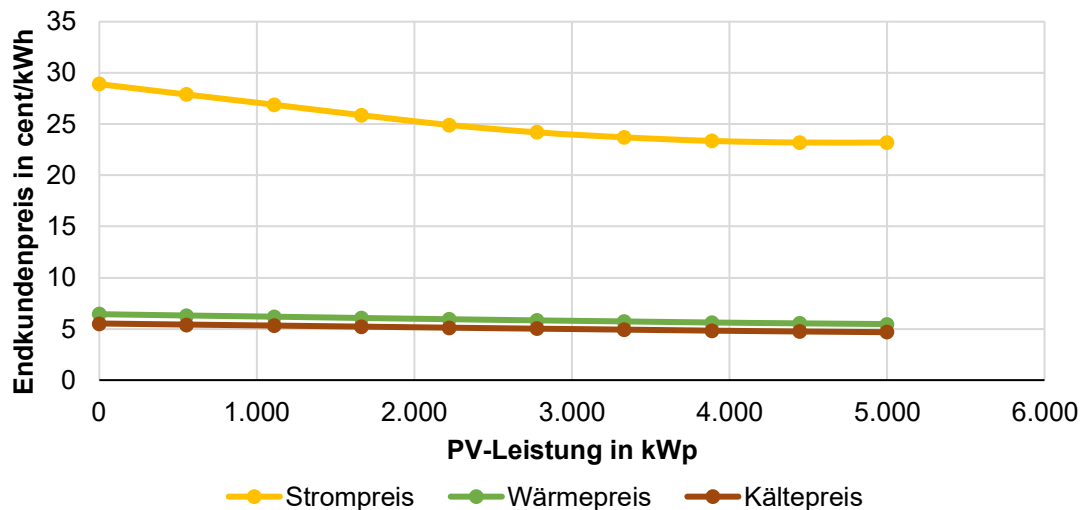
**Übersicht: Endkundenenergiepreise (Arbeitspreis)**

Abbildung 80: Ergebnisdiagramm im GEoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Parameterstudie, Endkundenenergiepreise

In Abbildung 81 ist die Annuität zusammen mit den Gesamtkosten für die Quartiersnutzer und die jährliche CO<sub>2</sub>-Bilanz des Quartiers über der variablen Größe dargestellt.

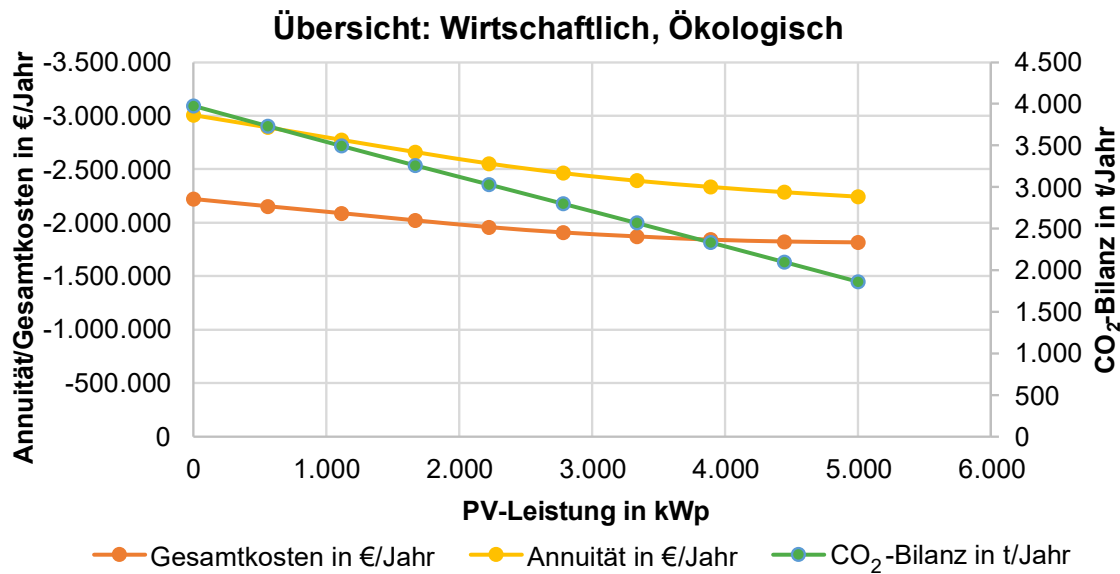


Abbildung 81: Ergebnisdiagramm im GGeoQart-Auslegungswerkzeug: Ergebnisse - Parameterstudie, Wirtschaftlich & Ökologisch

Die so erhaltenen Ergebnisse können genutzt werden, um wirtschaftlich abgestimmte Auslegungsgrößen der Technikkomponenten zu bestimmen (z.B. Photovoltaikleistung, Batteriespeichergröße) und um Auswirkungen von veränderten Randbedingungen zu untersuchen (z.B. geringere Amortisationszeit, steigende Energiepreise). Dies kann vorteilhaft für die erste Auslegung eines solchen Energiesystems verwendet werden.

## 2.7 Nutzung des Auslegungswerkzeuges für Voruntersuchungen der Energiesysteme und Entwicklung von Quartierskonzepten

Das entwickelte Auslegungswerkzeug wird anschließend direkt verwendet, um die wirtschaftlichen und ökologischen Zusammenhänge in der Berechnung der Energiesysteme näher zu untersuchen. Diese Voruntersuchungen umfassen sowohl die Variation technischer als auch wirtschaftlicher Randbedingungen. Aus den Ergebnissen der Untersuchung werden anschließend Erkenntnisse abgeleitet, welche für die konkrete Erstellung von Realisierungskonzepten in allen Modellquartieren genutzt werden. Diese Konzepte werden durch Parameterstudien in den einzelnen Quartieren erstellt und nach der Wirtschaftlichkeit bewertet. Anschließend werden die finalen Quartierskonzepte in Steckbriefen zusammengefasst.

### 2.7.1 Bewertung der wirtschaftlichen Machbarkeit im Kontext von Sektorenkopplung und ökonomischen Rahmenparametern

Das vorgestellte Auslegungswerkzeug dient anschließend der Analyse der ökonomischen Aspekte der Quartiere. Das Werkzeug kann aufgrund seines modularen Aufbaus für unterschiedliche Randbedingungen und Auslegungsszenarien verwendet werden. Die theoretisch möglichen Kombinationen der Parameter resultieren in eine große Zahl potenzieller Untersuchungsfälle. Die Anzahl der untersuchten Szenarien wird reduziert, indem nur Parameterkombinationen einbezogen werden, die voraussichtlich einen wesentlichen Einfluss auf die wirtschaftlichen Ergebnisse haben. Ein relevantes Gebiet, in den Variationen untersucht werden, ist die Wirkung technischer Aspekte der Sektorenkopplung auf die wirtschaftlichen und ökologischen Ergebnisse. Der Fokus liegt dort auf dem Zusammenschluss von Strom- und Wärmesystemstrukturen. Weiterhin werden nachfolgend systemübergreifende ökonomische Randbedingungen untersucht. Dazu gehören insbesondere die Untersuchung der Auswirkung von variierenden Basiszinssätzen, variierenden Marktpreisen für den Einkauf von Energie oder unterschiedlichen anzulegenden Amortisationszeiten.

Vor der Untersuchung der Auswirkung der Sektorenkopplung und der wirtschaftlichen Randbedingungen ist jedoch zunächst zu definieren, welche Marktenergiepreise für die Untersuchungsszenarien anzulegen sind. Dies ist notwendig, da Energiepreise im Einkauf eine große Auswirkung auf die Wirtschaftlichkeitsbilanz der Quartiere aufweisen. Eine an Realdaten ausgerichtete Preisbasis ist somit notwendig, um den praxisrelevanten Bezug zu schaffen.

#### 2.7.1.1 Grundlegende Analyse der Marktenergiepreise

Für die Wirtschaftlichkeit sind die zukünftigen Energiepreise am Markt sowie deren Preisänderungen von besonderer Bedeutung. Aufgrund der exponentiellen Aufzinsung der jährlichen Preisänderung ergibt sich ein großer Einfluss auf den Kapitalwert und damit die Zeit, wann die Kosten für ein Energiesystem wieder eingespielt sind. Daher war es nötig, mögliche Preisänderungsraten für die Energieträger Strom, Erdgas und Holzpellets zu bestimmen. Auch der CO<sub>2</sub>-Preis wurde für die Bestimmung der Preisänderungsraten von Strom, Erdgas und Holzpellets mit einbezogen. Da die in den Quellen angegebenen Preise sich zumeist auf den realen Preis beziehen, erfolgte eine Umrechnung mit dem mittleren Verbraucherpreisindex von 1991 bis 2024 in den nominalen Preis. Wird in den folgenden Ausführungen zu den Preisänderungsraten eine Preisangabe ohne weitere Spezifizierung erwähnt, so handelt es sich um den nominalen Preis.

Das Umweltbundesamt geht für das Jahr 2050 von einem realen CO<sub>2</sub>-Preis von 730 €/t [118] aus. Um den nominalen Preis zu errechnen, wurde neben den politischen Vorgaben die Entwicklung des Preisniveaus berücksichtigt. Der mittlere Verbraucherpreisindex von 1991 bis 2024 wurde daher verwendet um den nominalen Wert von 1.202 €/t zu errechnen. Da im Auslegungswerkzeug eine Betrachtungszeit von 30 Jahren verwendet wird, wurde anschließend der Wert von 2050 mithilfe des Verbraucherpreisindex auf das Jahr 2055 umgerechnet. Dabei wird von keiner weiteren Steigerung des CO<sub>2</sub>-Preises ab 2050 ausgegangen. Der so

berechnete nominale Wert beträgt 1.328 €/t (Tabelle 51). Dieser Wert gilt als Ausgangsbasis um die CO<sub>2</sub>-abgabenbedingte Preiserhöhung der verschiedenen Energieträger zu bestimmen.

Tabelle 46: Prognose für den Preis von CO<sub>2</sub>-Zertifikaten im Jahr 2055

Realer Preis 2050 [118]	730	€/t
Nominaler Preis 2050 [119]	1.202	€/t
Verbraucherpreisindex, Änderung zum Vorjahr [119]	2,02	%
<b>Nominaler CO<sub>2</sub> Preis 2055</b>	<b>1.328</b>	<b>€/t</b>

### **Strompreis**

Für die Ermittlung einer möglichen Preisänderungsrate wurde ein Ansatz basierend auf dem CO<sub>2</sub>-Preis verwendet, sowie verschiedene Quellen für die Strompreisentwicklung in der Zukunft verglichen.

Mit prognostizierten spezifischen Emissionen von 31 g/kWh im Jahr 2050 [120] und unter der Annahme, dass sich nach 2050 die spezifischen Emissionen nicht mehr ändern, ergab sich ein spezifischer CO<sub>2</sub>-Preis von 4,1 ct/kWh. Wird vorausgesetzt, dass die Preissteigerung nur durch den CO<sub>2</sub>-Preis zustande kommt, lässt sich ein Gesamtpreis von 22,1 ct/kWh für das Jahr 2055 (ggü. 18 ct/kWh im Jahr 2025) [121] berechnen. Dies führt zu einer Preisänderungsrate von 0,7 % p.a.

Der Ariadne-Report aus dem Jahr 2025 [122] gibt unterschiedliche Preispfade für verschiedene Abnehmer an. Bei der weiteren Berechnung wurde der Preis für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) verwendet. Die historischen und prognostizierten Werte reichen vom Jahr 2020 bis zum Jahr 2045. Bis zum Jahr 2050 wurde der Verlauf durch eine exponentielle Funktion extrapoliert. Für einen Preis von 19,9 ct/kWh im Jahr 2025 und 23,6 ct/kWh im Jahr 2050 ergab sich ebenfalls eine benötigte Preisänderungsrate von 0,7 % pro Jahr.

Ausgehend von einem Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aus dem Jahr 2021 wurde eine Preisänderungsrate von 2,15 % p.a. berechnet [123]. Dabei lag ein Preis von 21,0 ct/kWh im Jahr 2016 und 43,2 ct/kWh im Jahr 2050 für die Abnehmer GHD zugrunde.

Ein weiterer Bericht im Auftrag des Umweltbundesamtes aus dem Jahr 2025 gibt ebenfalls mögliche Preise für das Jahr 2050 an [124]. Industrieabnehmer werden dort in zwei Abnahmekategorien (klein: 500-70.000 MWh; groß: 70.000-150.000 MWh) eingeteilt. Im weiteren Verlauf wurde für die Industrieabnehmer der Preismittelwert zwischen beiden Kategorien verwendet. Aus einem Strompreis von 14,9 ct/kWh im Jahr 2023 und 17,9 ct/kWh im Jahr 2050 ergab sich eine Preisänderungsrate von 0,7 % p.a.

Neben den Preisentwicklungen für Großabnehmer im GHD und Industriebereich, stellen ebenfalls Prognoseberichte im Haushaltssektor wichtige Informationsquellen dar. Es wurden daher ebenfalls Prognosen in diesem Bereich analysiert. Die Internetseite „stromvermittlung.de“ [125] gibt für ihre Prognose für den Haushaltssektor einen Preis von 52,8 ct/kWh im Jahr 2042 an. Mit einem Preis von 37,0 ct/kWh im Jahr 2025 ergibt sich so eine Preisänderungsrate von 2,1 % p.a.

Basierend auf Strompreisen für den Haushaltssektor aus der Vergangenheit [126, 121] wurde eine eigene Prognose mithilfe einer linearen Fortschreibung erstellt. Mit einem Preis von 39,7 ct/kWh im Jahr 2025 und 66,77 ct/kWh im Jahr 2050 ergab sich eine notwendige Preisänderungsrate von 2,1 % pro Jahr.

Ein bereits erwähnter Bericht des Umweltbundesamtes beinhaltet ebenfalls eine Aussicht auf die Entwicklung der Haushaltsstrompreise [124]. Dort wird zwischen Haushalten und Haushalten mit Wärmepumpentarif unterschieden (2.500 bis 5.000 kWh). Ausgehend von einem Preis von 45,7 ct/kWh im Jahr 2023 und 58,6 ct/kWh im Jahr 2050 lässt sich eine Preisänderungsrate von 0,9 % pro Jahr ableiten. Für den Wärmepumpenstromtarif wurde eine Preisänderungsrate von 1,7 % p.a. ermittelt, bezogen auf einen Preis von 29,0 ct/kWh im Jahr 2023 und 45,1 ct/kWh im Jahr 2050.

In Tabelle 47 sind die entsprechenden Quellen, Abnehmer und berechnete Preisänderungsraten aufgelistet.

Tabelle 47: Hergeleitete Preisänderungsraten für den Einkauf von Strom auf Basis der nominalen Preisänderungsprognosen

Abnehmer	Prognose-Quelle	Preisänderungsrate Strom in % p.a.
GHD & Industrie	[120] über CO <sub>2</sub> -Preis	0,7
	[122]	0,7
	[123]	2,2
	[124]	0,7
	<b>Mittelwert GHD &amp; Ind.</b>	<b>1,1</b>
Haushalte	[125]	2,1
	[126, 121]	2,1
	[124]	0,9
	[124]	1,7
	<b>Mittelwert HH</b>	<b>1,7</b>
<b>Mittelwert Strom gesamt</b>		<b>1,4</b>

Aus diesen Untersuchungen wird anschließend eine Preisbasis sowie eine anzulegende Preisänderungsrate für die nachfolgenden Untersuchungsfälle gewählt. Da die Quartiere in ihrer Größe und ihrer zugehörigen Stromabnahme als Großabnehmer zählen, ist davon auszugehen, dass Quartiersbetreiber Netzstrom zu Großhandelspreisen erstehen. Die aktuellste Preisbasis kann in diesem Bereich beim BDEW aufgefunden werden und beläuft sich auf einen Strompreis von 18,0 ct/kWh [121]. Ausgehend davon ist die anzulegende Preisänderung aufgrund der Vielzahl an Prognosewerten und -methoden nicht ohne weiteres eindeutig zu bestimmen. Um eine möglichst hohe Bandbreite an Randbedingungen und Annahmen abbilden zu können, wurde der Mittelwert aus den verschiedenen Preisänderungsraten der vorhandenen Literatur gebildet. Dabei wurden ebenfalls die Werte des Haushaltssektors einbezogen, da diese Untersuchungen in ihrer Prognosemethodik die der Industrie ergänzen und so eine größere Bandbreite an Preistrends abgebildet wird. Die verwendete Preisänderungsrate beläuft sich so auf einen Wert von 1,4 %.

### Erdgaspreis

Bezüglich möglicher Preisänderungsraten für Erdgas wurde eine ähnliche Analyse durchgeführt, wie für den Strompreis. Mit spezifischen CO<sub>2</sub>-Emissionen von 250 g/kWh und dem oben berechneten CO<sub>2</sub>-Preis im Jahr 2055 ergab sich ein spezifischer CO<sub>2</sub>-Preis von 33,2 ct/kWh [110]. Mit dem Basispreis von 7,8 ct/kWh im Jahr 2025 [127] und der Annahme, dass eine Preissteigerung nur durch den CO<sub>2</sub>-Preis zustande kommt, wurde ein Erdgaspreis von 41,0 ct/kWh im Jahr 2025, und eine daraus folgende Preisänderungsrate von 5,7 % p.a. berechnet.

Im oben erwähnten Bericht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie aus dem Jahr 2021 [123] sind Industrieabnehmer in drei Verbrauchsklassen eingeordnet (1.000 bis 10.000 GJ, 100.000 bis 1.000.000 GJ und über 4.000.000 GJ). Aus dem Mittelwert ergab sich aus dem Preis von 2,9 ct/kWh im Jahr 2016 und 15,4 ct/kWh im Jahr 2050 eine Preisänderungsrate von 5,0 % pro Jahr.

Aus dem bereits genannten Bericht im Auftrag des Umweltbundesamtes [124] ließ sich für Industrieabnehmer eine Preisänderungsrate von 1,6 % p.a. berechnen (2023: 10,2 ct/kWh, 2050: 17,5 ct/kWh). Für Haushalte ergab sich mit einem Preis von 13,6 ct/kWh im Jahr 2023 und 30,3 ct/kWh im Jahr 2050 eine Preisänderungsrate von 3,0 % pro Jahr.

In Tabelle 48 sind die entsprechenden Werte zusammenfassend dargestellt.

Tabelle 48: Hergeleitete Preisänderungsraten für den Einkauf von Erdgas auf Basis der nominalen Preisänderungsprognosen

Abnehmer	Prognose-Quelle	Preisänderungsrate Erdgas in % p.a.
GHD & Industrie	[120] über CO <sub>2</sub> -Preis	5,7
	[123]	5,0
	[124]	1,6
	<b>Mittelwert GHD &amp; Ind.</b>	<b>4,1</b>
Haushalte	[124]	3,0
	<b>Mittelwert HH</b>	<b>3,0</b>
<b>Mittelwert Erdgas gesamt</b>		<b>3,8</b>

Auch für den Erdgaspreis ist eine zutreffende Preisbasis zu bestimmen. Die Grundlage hierfür wird von Daten des Statistischen Bundesamtes gelegt, aus denen ein Erdgaspreis für Nicht-Haushalte von 7,8 ct/kWh im Jahr 2024 abgelesen werden kann [127]. Anschließend wird die in Tabelle 48 hergeleitete mittlere Preisänderungsrate von 3,8 % verwendet, um analog zur beschriebenen Strommethodik die künftige Preisentwicklung abzubilden.

### Holzpelletpreis

Für den Preis von Holzpellets wurde ebenfalls eine gleichartige Analyse durchgeführt. Mit spezifischen Emissionen von 36 g/kWh und dem berechneten CO<sub>2</sub>-Preis für das Jahr 2055 ergab sich mit einem Basispreis von 6,7 ct/kWh im Jahr 2025 ein Preis von 11,48 ct/kWh [128, 129]. Hier wurde gleichsam angenommen, dass eine Preissteigerung nur durch die Erhöhung des CO<sub>2</sub>-Preises erfolgt. Die so errechnete Preisänderungsrate für Holzpellets ergab sich zu 1,8 % pro Jahr.

Im bereits erwähnten Bericht des Umweltbundesamtes ist ein Preis von 8,1 ct/kWh für das Jahr 2023 sowie ein Preis von 14,22 ct/kWh für das Jahr 2050 ausgewiesen [124]. Die sich daraus ergebende Preisänderungsrate beträgt 2,1 % p.a.

Aus den berechneten Werten wurde anschließend ebenfalls der Mittelwert für die weitere Betrachtung berechnet. In Tabelle 49 sind die entsprechenden Werte dargestellt.

Tabelle 49: Hergeleitete Preisänderungsraten für den Einkauf von Holzpellets auf Basis der nominalen Preisänderungsprognosen

Prognose-Quelle	Preisänderungsrate Holzpellets in % p.a.
[120] über CO <sub>2</sub> -Preis	1,8
[124]	2,1
<b>Mittelwert</b>	<b>2,0</b>

Die Preisbasis für Holzpellets ist anhand einer minimalen Abnahmemenge von 6 t angegeben und beträgt umgerechnet auf spezifischen Energiepreis 6,7 ct/kWh [129]. Da die Quartiere im Falle der Spitzenlastdeckung durch Holzpellets einen durchgehend höheren Bedarf aufweisen (Wärmepumpendeckungsgrad = 70 %), ist dieser Kostenwert ein zutreffender Maximalwert und kann verwendet werden. Zusammen mit der mittleren Preisänderungsrate von 2,0 % ergibt sich so eine Bilanzierungsbasis für Spitzenlastdeckung durch Holzpellets.

### Zusammenfassung

Die Notwendigkeit zur Herleitung realistischer Preisänderungsraten und Basispreise ergab sich zum einen aus der Relevanz für die nachfolgende Parameterstudie, zum anderen aus der Bedeutung für den Nutzer des

Auslegungswerkzeugs. In einem System, dessen Wirtschaftlichkeit in hohem Maße von den laufenden Kosten abhängig ist, ist die Preisänderung der Energiebezugs- und Verkaufspreise über die Zeit von entscheidender Bedeutung. Mit diesem Kapitel hat der Nutzer entsprechende Richtwerte zur Verfügung, mithilfe derer er eigene Berechnungen durchführen kann. Abschließend sind die Ergebnisse der recherchierten Energieeinkaufspreise und der -preisentwicklungen in Tabelle 50 dargestellt.

Tabelle 50: Hergeleitete Basispreise und Preisänderungsraten für den Einkauf der im Quartier benötigten Energieträger

Energieträger	Basispreis in ct/kWh	Preisänderungsrate in % p.a
Strom	18,0	1,4
Erdgas	7,8	3,8
Holzpellets	6,7	2,0

### 2.7.1.2 Förderung für Wärmenetze

Für die Förderung der Errichtung neuer Wärmenetze mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien bietet sich die Bundesförderung effizienter Wärmenetze (BEW) an. Wird ein Wärmenetz neu errichtet, muss dabei mindestens 75 % der Wärmemenge aus erneuerbaren Energien oder Abwärme stammen. Für die Transformation eines bestehenden Wärmenetzes gilt diese Einschränkung nicht. Weiterhin muss das entsprechende Wärmenetz mindestens 17 Gebäude oder 101 Wohneinheiten versorgen. Die Vorlauftemperatur für neuzubauende Wärmenetze ist auf 95 °C begrenzt, damit die Förderung in Anspruch genommen werden kann. [130]

Im Rahmen der BEW können Transformationspläne und Machbarkeitsstudien mit 50 % gefördert werden, die Investitionsförderung sowie die Förderung von Einzelmaßnahmen beträgt 40 % der förderfähigen Ausgaben. Auch existiert die Möglichkeit einer zusätzlichen Betriebsförderung für Solarthermieanlagen und Wärmepumpen. [130]

Für die nachfolgenden Berechnungen wird demnach ein einheitlicher Fördersatz auf alle Systemkomponenten von 40 % der Investitionssumme angenommen.

### 2.7.1.3 Einfluss der Sektorenkopplung

Mit der bisher geschaffenen Basis ist es nachfolgend möglich zu untersuchen, wie sich unterschiedliche Parameterkombinationen auf die wirtschaftlichen und ökologischen Ergebnisse der Quartiere auswirken. Zu Beginn stehen dafür die Parameter im Fokus, welche für die Kopplung von Strom und Wärme wichtig sind.

Im Bereich der Sektorenkopplung werden somit Untersuchungen zu den technischen Parametern installierte Photovoltaikleistung, Batteriespeichergröße und Wärmepumpendeckungsgrad vorgenommen. Analog zu den bisher durchgeführten Analysen werden die Untersuchungen genutzt, um Einblicke in das Verhalten der Wirtschaftlichkeits- und Umweltbilanz zu geben. Als Untersuchungsquartier wird erneut das repräsentative Quartier Brand-Erbisdorf Goldbachtal (BED-GBT) gewählt. Dieses Quartier besitzt gemäß seiner Modellierungswerte nachfolgende in Tabelle 51 gelistete Eingangswerte (siehe Kapitel 2.1.1.1 und Kapitel 2.4.3.3). Es wird davon ausgegangen, dass keine Erhöhung der PV-Einspeiseerlöse stattfindet und diese somit durch den Basiszinssatz über den Bilanzzeitraum weniger reale Erlöse abwerfen.

Tabelle 51: Modellierte Basiswerte im Modellquartier BED - GBT

<b>Wärmenetzart</b>	Dezentral
<b>Installierte PV-Leistung in kWp</b>	6.488
<b>Batteriespeicherkapazität in kWh</b>	7.140
<b>Wärmepumpendeckungsgrad in %</b>	70
<b>Basiszinssatz in %</b>	3,4
<b>PV-Einspeiseerlöse in ct/kWh</b>	6
<b>Preisänderung PV-Einspeiseerlöse in %</b>	0
<b>Einkaufsstrompreis in ct/kWh</b>	18
<b>Preisänderung Einkaufsstrompreis in %</b>	1,4
<b>Erdgaspreis in ct/kWh</b>	7,8
<b>Preisänderung Erdgaspreis in %</b>	3,8
<b>Förderung Gesamtsystem in %</b>	40
<b>Amortisationszeit in Jahren</b>	15

Zur Bereitstellung der Wärme im Quartier wird die Grubenwasserverfügbarkeit über einen Entwässerungsstollen mit einem Volumenstrom von 570 m<sup>3</sup>/h angenommen. Dies ist die Mindestschüttung, welche in dem Rothschnöberger Stollen anzutreffen ist, welcher im nicht-fiskalischen Teil von Brand-Erbisdorf nach Freiberg verläuft und in Abbildung 82 eingesehen werden kann [131].

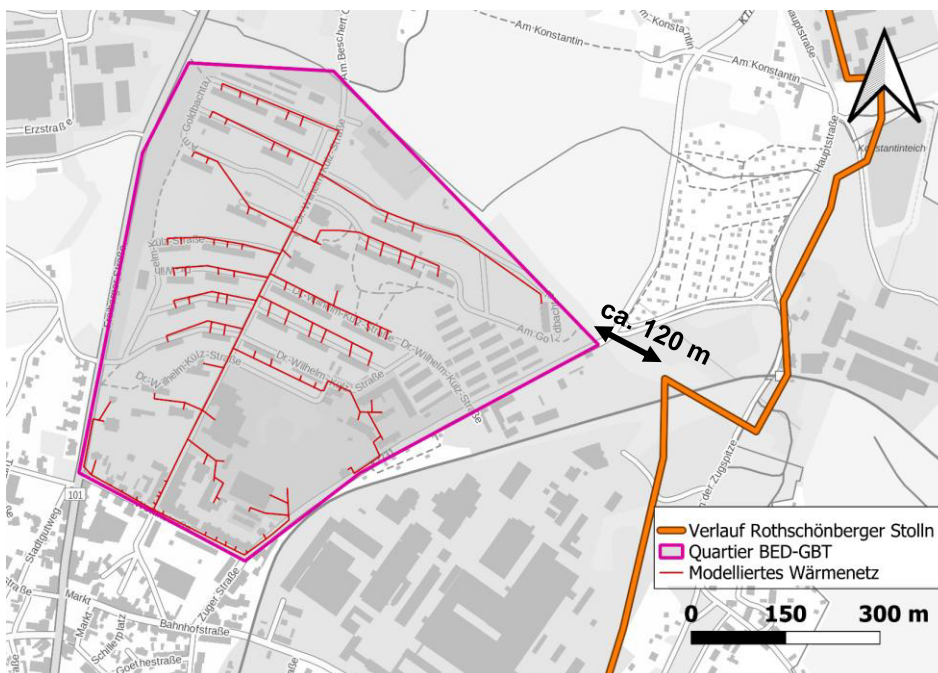


Abbildung 82: Verlauf des Rothschnöberger Stollns nahe des Quartiers BED-GBT

Bei einer vollständigen Versorgung mit Grubenwasser wird in dem betreffenden Quartier zudem nur ein Volumenstrom von maximal 210 m<sup>3</sup>/h benötigt. Bereits eine Absenkung des Wärmepumpendeckungsgrades von 100 % auf 80 % führt zu einer Reduktion des benötigten Grubenwasservolumenstroms auf ca. 107 m<sup>3</sup>/h (- 49 %, nach Berechnung im Auslegungswerkzeug). Somit kann für den untersuchten Fall ein realistisches Versorgungsszenario gewährleistet werden. Weiterhin ist in dem angrenzenden Gewerbegebiet Industrie mit hohen Anwendungstemperaturen vorhanden. Dort könnte potenziell vorhandene Abwärme direkt an das Quartier oder das Grubenwasser abgeführt werden. Auf Industrieseite ergibt sich somit eine effiziente Kühlmöglichkeit, wohingegen das Quartier kosteneffizient mit einem Teil Abwärme versorgt werden könnte.

Auf Ebene der Energiesektoren führt die Stromnutzung von Wärmepumpen dazu, dass die bislang weitgehend getrennten Sektoren Wärme und Strom enger zusammenrücken. Die Kopplung der Sektoren ermöglicht somit zunehmende Synergieeffekte. Durch die Verwendung von im Quartier erzeugtem PV-Strom, insbesondere in Verbindung mit Batteriespeichern, kann ein Anteil des sonst angeforderten Netzstroms kosten- und

emissionsarm ersetzt werden. Um die Veränderung wirtschaftlicher und ökologischer Kennwerte bei der Variation der installierten PV-Leistung oder der Batteriespeicherkapazität zu untersuchen, wurden zwei Parametervariationen durchgeführt. Dabei wird aufgrund der dahinterliegenden Berechnungsmethodik immer nur ein Parameter gleichzeitig verändert. Die Untersuchungen an dem Beispielquartier dienen dazu, generelle Tendenzen und Zusammenhänge aufzuzeigen. Für andere und eigens erstellte Quartiere besteht für die Nutzer die Möglichkeit, gleichartige Untersuchungen selbstständig durchzuführen.

Um die Auswirkungen der Parametervariationen zu beurteilen, wurden zunächst die Endkundenenergiepreise als Arbeitspreis herangezogen. Um die eingestellte Amortisationszeit (in diesem Fall 15 Jahre) zu erreichen, müssen die Erlöse für die Strom-, Wärme- und Kältelieferung an die Nutzer in entsprechender Höhe liegen. Als weitere Untersuchungsparameter wurden die Annuität und die Gesamtkosten für die Abnehmer, sowie die CO<sub>2</sub>-Bilanz des Quartiers ausgewählt.

### **Variation der installierten PV-Leistung**

In Abbildung 83 ist die Auswirkung der installierten PV-Leistung in kWp auf die Energiepreise im Verkauf abgebildet. Sie wurde dabei zwischen Null und dem Doppelten des Basiswertes variiert. Zu erkennen ist, dass der Strompreis von 29,1 ct/kWh auf ein Minimum von 22,6 ct/kWh (- 22 %) bei 7.200 kWp fällt, und anschließend wieder auf 24,8 ct/kWh ansteigt. Da in diesem Quartier nur etwa 6.500 kWp bei der Nutzung aller Dachflächen installiert werden können, könnte die übrige Leistung in solch einem Fall durch Freiflächenanlagen bereitgestellt werden. Der Anstieg des Strompreises bei einer größer werdenden Leistung ist dadurch zu erklären, dass der stromerzeugende Teil des Systems teurer wird, was sich direkt im Stromarbeitspreis für die Kunden niederschlägt (siehe Kostenschlüsselungsmethodik Kapitel 2.5.3). Dies ist nicht im wärme- und kältebereitstellenden Teil des Energiesystems der Fall, weshalb der Wärmepreis kontinuierlich von 5,4 ct/kWh auf 3,5 ct/kWh (- 36 %) und der Kältepreis von 4,7 ct/kWh auf 2,9 ct/kWh (- 38 %) sinkt.

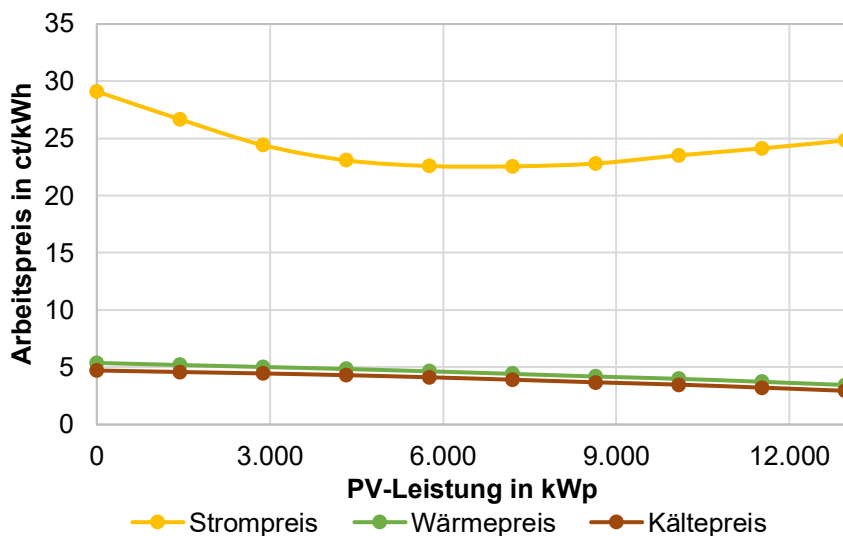


Abbildung 83: Arbeitspreise für Endkunden, Variation PV-Leistung, Modellquartier BED-GBT

Um abzuschätzen, bei welcher Untersuchungsleistung die Kostenbelastung für die Abnehmer des Quartiers minimal wird, kann

Abbildung 84 eingesehen werden. Die Gesamtkosten für die Abnehmer beginnen bei - 2.112.000 €/Jahr und sinken anschließend auf ein Minimum von - 1.653.000 €/Jahr bei einer PV-Leistung von 8.650 kWp. Da die Dachflächen des Quartiers eine maximale Peakleistung von 6.488 kWp zulassen, müssten für die Umsetzung dieses Szenarios Freiflächen genutzt werden. Weiterhin ist die Annuität des Systems dargestellt. Die jährliche Annuität verringert sich bei steigender PV-Leistung zunächst deutlich von - 2.437.000 €/Jahr auf - 1.577.000 €/Jahr (-35 %). Bei weiter ansteigender Leistung steigt die Annuität anschließend wieder leicht auf - 1.674.000 €/Jahr. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen nehmen linear mit der Erhöhung der installierten Leistung von 3.840 t/Jahr auf

- 860 t/Jahr ab. Dieser starke Rückgang in der Emissionsbilanz bis hin in den negativen Bereich ist insbesondere durch den starken Anstieg der in das Netz eingespeisten Strommenge zu erklären. In geringerem Maße steigt ebenfalls die Eigendeckungsrate im Quartier was sich ebenfalls positiv auf die Emissionsbilanz auswirkt.

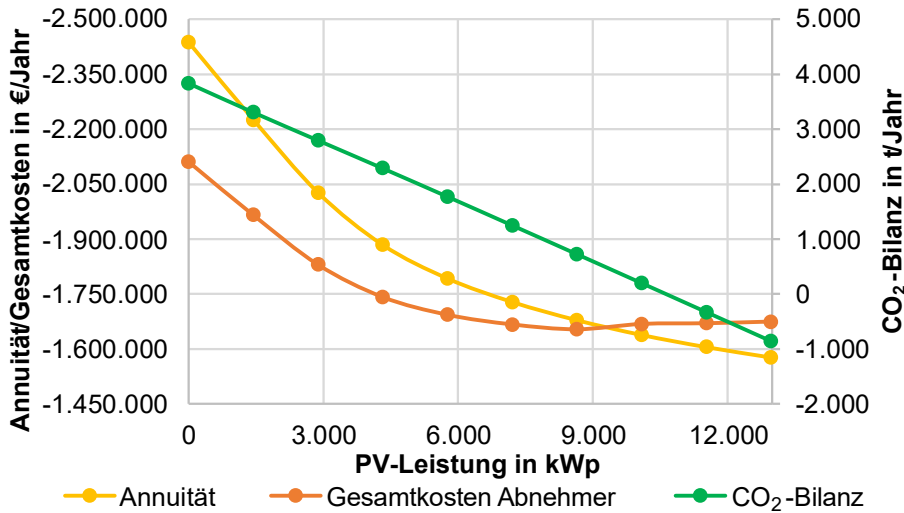


Abbildung 84: Gesamtkosten, Annuität und CO<sub>2</sub>-Emissionen, Variation PV-Leistung, Modellquartier BED-GBT

### Variation der Batteriespeicherkapazität

In Abbildung 85 ist die Auswirkung der Batteriespeicherkapazität auf die Arbeitspreise der Energie für die Endkunden dargestellt. Ohne Stromspeicher liegt der Arbeitspreis für Strom für die Endkunden des Quartiers bei 22,2 ct/kWh. Wärme und Kälte besitzen Arbeitspreise von jeweils 4,2 ct/kWh und 3,7 ct/kWh. Wird ein Batteriespeicher installiert, so ist zu erkennen, dass der Arbeitspreis jeglicher abgesetzten Energie im Quartier ansteigt. Strom ist davon am stärksten betroffen und steigt im Preis gegenüber der Wärme und Kälte doppelt so stark an. Dies ist durch die Verteuerung des stromgenerierenden Teils des Energiesystems zu erklären.

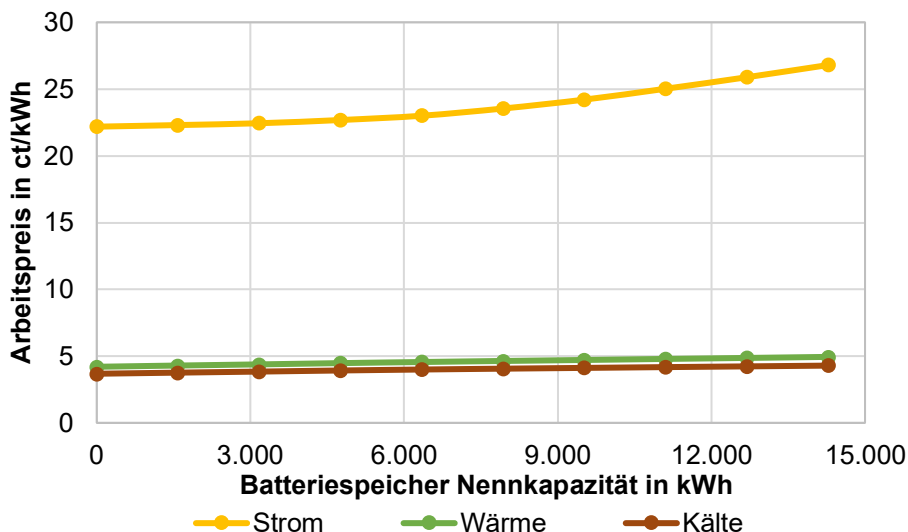


Abbildung 85: Arbeitspreise für Endkunden, Variation BSP-Kapazität, Modellquartier BED-GBT

Abbildung 86 verdeutlicht die Verteuerung unter den gegebenen Bedingungen. In der Bilanz der Gesamtkosten für die Abnehmer ist der Anstieg deutlich zu erkennen. Auch die Annuität steigt in ähnlichem Maße. Ein Vorteil des Batteriespeichers ist ebenfalls nicht für die berechneten Emissionswerte des Energiesystems zu erkennen. Dies ist der Fall, da weniger Strom eingespeist wird und die spezifischen Emissionen des Stromspeichers zur Bilanz hinzugefügt werden. Dagegen steht eine Treibhausgaseinsparung

durch einen höheren Eigenverbrauch, welcher jedoch in der Gesamtbilanz geringere Auswirkungen zeigt, so dass die Emissionsbilanz weiter ansteigt. Die Ergebnisse sind dabei abhängig von den getroffenen wirtschaftlichen und technischen Eingaben der Quartiere. Sind höhere Stromkosten im Einkauf zu erwarten, oder wird der Batteriespeicher in höherem Maße subventioniert, so werden ebenfalls vorteilhaftere wirtschaftliche Ergebnisse erzielt.

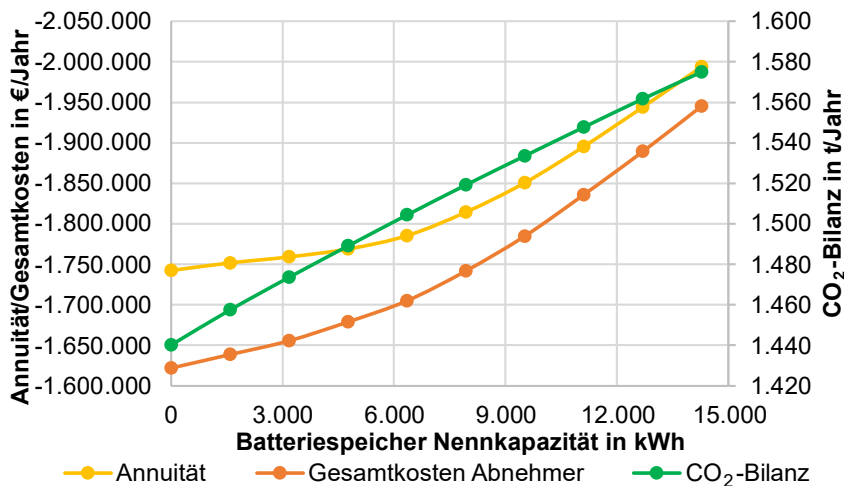


Abbildung 86: Gesamtkosten, Annuität und CO<sub>2</sub>-Emissionen, Variation BSP-Kapazität, Modellquartier BED-GBT

Weitere vorteilhafte Effekte können entstehen, wenn andere Bereiche der Sektorenkopplung einbezogen werden. So kann z.B. die Berücksichtigung von intelligenten Ladesystemen einen weiteren Nutzen für das Quartier bereitstellen. Eine Implementierung ist ebenfalls im Bereich der Ausgleichsarbeit im Stromnetz (Regelenergie) zu erörtern. Den Quartiersstromspeicher für netzdienliche Zwecke zu vermarkten kann so einen weiteren Vorteil im Betrieb des Quartiers bringen.

### Variation des Wärmepumpendeckungsgrades

In Abbildung 87 sind die Auswirkungen des Wärmepumpendeckungsgrades (WPDG) auf die Endkundenpreise dargestellt. Für den Strompreis ergibt sich zunächst ein stärkerer Anstieg von 20,3 ct/kWh auf 21,9 ct/kWh, anschließend folgt ein zunehmend größer werdender Anstieg auf 26,2 ct/kWh. Dies ist dadurch zu erklären, dass bei 0 % WPDG in der dezentralen Variante die Wärmeversorgung komplett mit dezentralen Erdgaskesseln umgesetzt wird. Demzufolge entfallen alle Investitionen in das Wärmenetz und die Grubenwasseranlage. Wird der Deckungsgrad nur geringfügig erhöht, werden diese Investitionen eingerechnet, weshalb es zunächst zu einem höheren Preisanstieg kommt. Der darauffolgende Anstieg des Arbeitspreises des Stroms beruht auf dem Umstand, dass das Verhältnis von Wärmepumpenleistung zum WPDG nicht linear ist. Um höhere Deckungsgrade zu erreichen steigt die Wärmepumpenleistung überproportional an, was ebenfalls zu einer Mehrbelastung bei den Kosten des Systems führt. Der Wärmepreis erfährt zunächst einen Anstieg von 6,2 ct/kWh auf 6,7 ct/kWh und nimmt anschließend konstant bis 3,8 ct/kWh ab. Ähnlich verhält sich der Kältepreis, er steigt vorerst von 5,6 ct/kWh auf 6,1 ct/kWh und fällt danach auf 3,2 ct/kWh ab.

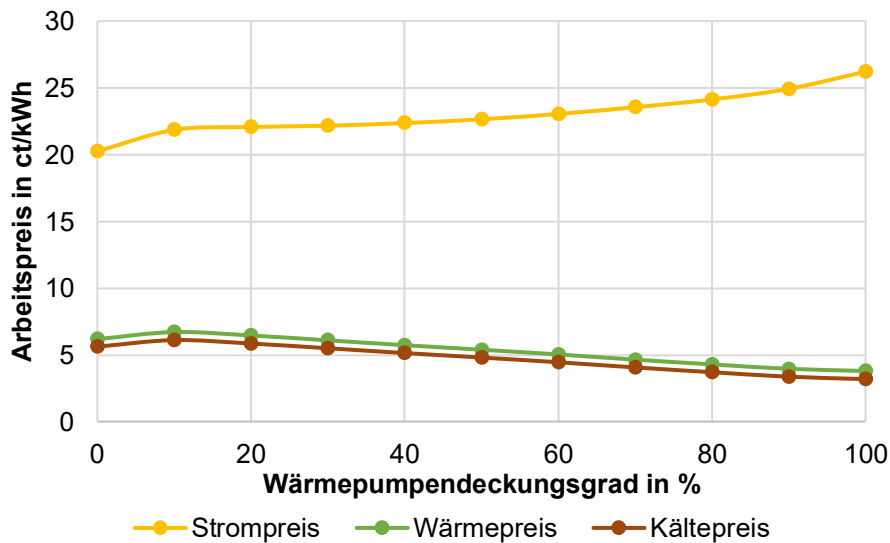
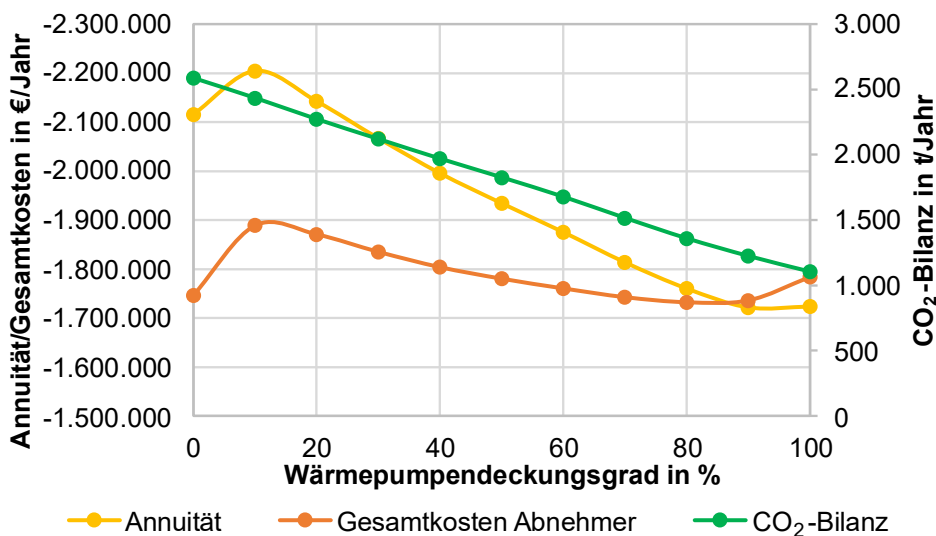


Abbildung 87: Arbeitspreise für Endkunden, Variation Wärmepumpendeckungsgrad, Modellquartier BED-GBT

Um einzuschätzen, bei welchem Deckungsgrad die Nutzer des Quartieres die geringsten Kosten zu tragen haben kann Abbildung 88 eingesehen werden. Die Gesamtkosten steigen erst von -1.746.000 €/Jahr auf -1.889.000 €/Jahr, sinken dann auf -1.732.000 €/Jahr (WPDG = 80 %) und steigen erneut bei 100 % auf -1.784.000 €/Jahr. Der erste Kostenanstieg ist durch die zusätzlichen Investitionen in das Wärmenetz, die Wärmepumpen und die Grubenwasseranlage zu erklären. Der Kostenanstieg von 80 % auf 100 % Deckungsgrad durch den starken Anstieg der benötigten Wärmepumpenleistungen und Volumenströmen im Wärmenetz bedingt. Ursache dafür ist, dass es im Jahr nur sehr wenige Stunden mit sehr hoher Leistungsnachfrage gibt, demnach muss z.B. für eine Erhöhung des Wärmepumpendeckungsgrades von 90 % auf 100 % die Wärmepumpenleistung um 30 % steigen, was sich in deutlich höheren Kosten niederschlägt. Weiterhin sind die Auswirkungen auf die Annuität zu erkennen. Diese steigt erst von -2.116.000 €/Jahr auf -2.205.000 €/Jahr (WPDG = 10 %), sinkt dann auf -1.760.000 €/Jahr (WPDG = 80 %) und fällt bei einem Wärmepumpendeckungsgrad von 100 % auf -1.723.000 €/Jahr. Ihr qualitativer Verlauf korreliert mit dem der Abnehmerkosten. Zuletzt ist die CO<sub>2</sub>-Bilanz aufgezeigt. Sie nimmt mit höherem Deckungsgrad linear von 2.578 t/Jahr auf 1.104 t/Jahr ab. Dies ist durch die Substitution von genutztem Erdgas zu erklären, welches bei höheren Deckungsgraden durch die Wärmepumpe verdrängt wird.

Abbildung 88: Gesamtkosten, Annuität und CO<sub>2</sub>-Emissionen, Variation Wärmepumpendeckungsgrad, Modellquartier BED-GBT

## Zusammenfassung der Untersuchungen der Sektorenkopplungsparameter

Die Energiesysteme in den Quartieren sind wirtschaftlich und ökologisch von einer Vielzahl von Parametern abhängig. In diesem Abschnitt wurde die Auswirkung von technischen Parametern untersucht, welche für die Kopplung des Strom- und Wärmesektors in den Quartieren wichtig sind und welchen Einfluss diese auf die Bewertung besitzen. Das hier untersuchte repräsentative Quartier gibt einen Einblick, wie sich bei den definierten Randbedingungen die Wirtschaftlichkeit und die Treibhausgasbilanz darstellt. Dabei ist herauszustellen, dass sich die gezeigten Zusammenhänge quantitativ nicht auf andere Quartiere übertragen lassen. Jedoch können sie qualitative Aussagen für die Untersuchung anderer Quartiere ermöglichen. So ist festzustellen, dass der starke Trend bei der Erhöhung der PV-Leistung nahelegt, dass diese in Quartierssystemen berücksichtigt werden sollten. Weiterhin kann eine Installation zusätzlicher PV-Leistung auf Freiflächen, wenn vorhanden, sich weiter positiv auswirken. Im Bereich des Batteriespeichers ist festzustellen, dass die Investitionskosten bei den gegebenen Bedingungen den Nutzen tendenziell die Wirtschaftlichkeit einschränken. Dies kann sich ändern, wenn der Stromspeicher zu geringeren Investitionskosten erstanden wird oder die Strompreise im Einkauf für den Quartiersbetreiber ansteigen. Von der Untersuchung des Wärmedeckungsgrades können Erkenntnisse zur Rechenmethodik des Auslegungswerkzeuges wie auch für die Anwendung bei weiteren Untersuchungsfällen gezogen werden. So kann zum einen erkannt werden, dass ein Wärmepumpendeckungsgrad von 0 % dazu führt, dass keine Grubenwasseranlage und kein Wärmenetz errichtet wird. Es fallen in diesem Szenario lediglich die Kosten des dezentralen Energiesystems (Spitzenlastkessel, Photovoltaik, Batteriespeicher) an. Sobald eine Wärmepumpe installiert wird, muss die Grubenwasseranlage und das Wärmenetz zur Verteilung der Grubenwasserwärme installiert werden. In der Auswertung wird ersichtlich, dass der Wärmepumpendeckungsgrad ein Optimum für den definierten Beispielfall besitzt. Dieses Verhalten ist auch bei weiteren Untersuchungsquartieren zu erwarten. Für Analysen sollten Quartiere auf ihre jeweiligen Optima in Bezug auf diesen Parameter geprüft werden.

### 2.7.1.4 Untersuchung ökonomischer Randbedingungen

Neben den möglichen technischen Variationen zur Kopplung der Sektoren, können für Quartiersfälle ebenfalls ökonomische Randbedingungen variiert werden. Eine Änderung eines dieser Randparameter wirkt sich auf mehrere Ebenen im Auslegungswerkzeug auf die Ergebnisse aus. Um den Nutzern einen Einblick darin zu vermitteln, werden hier fünf der wichtigsten veränderbaren Randbedingungen untersucht. Diese sind nachfolgend in Tabelle 52 dargestellt. Die Variation erfolgt für Einkaufsstrompreis, Erdgaspreis und Basiszinssatz von 50 % bis hin zu 200 % der Basiswerte. Der Fördersatz wird von 0 % bis 60 %, die Amortisationszeit im Bereich von 5 bis 30 Jahren untersucht. Da die Ergebnisgrafiken direkt aus dem Auslegungswerkzeug entnommen wurden, sind die CO<sub>2</sub>-Emissionen ebenfalls mit dargestellt, obgleich sie bei den Untersuchungen der wirtschaftlichen Randbedingungen keine Änderung erfahren.

Tabelle 52: Variation ökonomischer Randbedingungen Modellquartier BED - GBT

Variationsparameter	Minimum	Basis	Maximum
Einkaufsstrompreis in ct/kWh	9	18	36
Erdgaspreis in ct/kWh	3,9	7,8	15,6
Förderrate (Gesamtsystem) in %	0	40	60
Basiszinssatz in %	1,7	3,4	6,8
Amortisationszeit in Jahren	5	15	30

## Variation des Einkaufsstrompreises

Für die Auslegung von Energiesystemen ist es wirtschaftlich nicht sinnvoll, eine vollständige Deckung durch die PV-Anlagen und den Batteriespeicher anzustreben. Insbesondere bei hohen Eigendeckungsraten fallen für eine weitere Erhöhung überproportional hohe Investitionskosten für die PV-Anlage und den Stromspeicher an. Um den Strombedarf des Quartiers zu decken, liegt es daher im Verantwortungsbereich des Quartiersbetreibers, die Versorgungslücke durch Strom aus dem öffentlichen Netz zu schließen. Für den bezogenen Netzstrom fallen Kosten für den Einkauf an, welche der Quartiersbetreiber zunächst selbst zu tragen hat. Diese Kosten werden durch die Wirtschaftlichkeitsbilanz im Auslegungswerkzeug berücksichtigt und auf die Arbeitspreise der Energie für die Quartiersnutzer gelegt. Der Einkaufsstrompreis hat somit einen Einfluss auf die Bilanz der Wirtschaftlichkeit, welcher nachfolgend untersucht wird.

In Abbildung 89 sind die Auswirkungen des Einkaufsstrompreises im Beispielquartier auf die Endkundenenergiepreise dargestellt. Gut zu erkennen ist der starke Einfluss des Einkaufsstrompreises auf den Arbeitspreis von Strom für die Quartiersnutzer. Dieser steigt linear von 18,3 ct/kWh auf 30,9 ct/kWh (+69 %) an. Der Wärmepreis erfährt ebenfalls einen geringeren linearen Anstieg, von 4,2 ct/kWh auf 5,3 ct/kWh (+ 26 %), der Kältepreis erhöht sich in ähnlichem Maße von 3,7 ct/kWh auf 4,6 ct/kWh (+ 24 %).

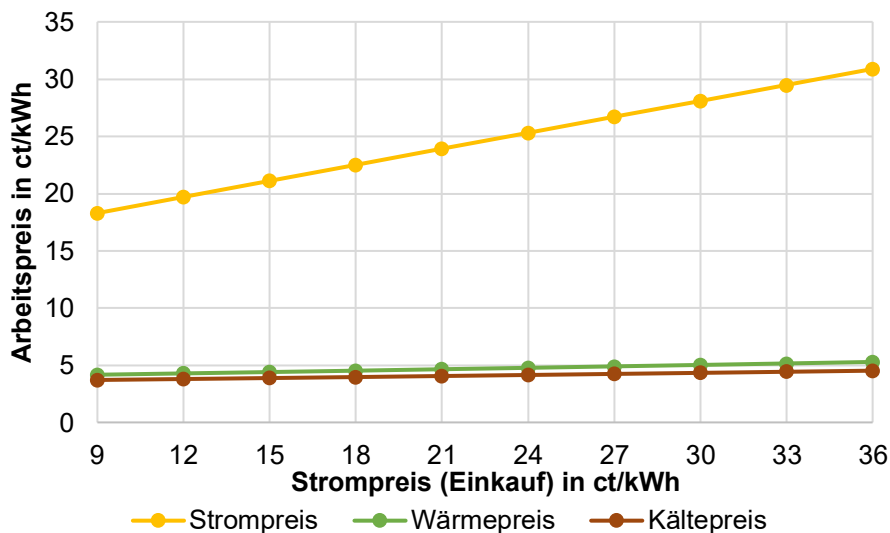


Abbildung 89: Arbeitspreise für Endkunden, Variation Einkaufsstrompreis, Modellquartier BED-GBT

Da die Erhöhung des Stromeinkaufspreises zu erhöhten Kosten für den Quartiersbetreiber führt, erfolgt eine Kompensation durch höhere Arbeitspreise für die Quartiersnutzer im Bereich Strom, Wärme und Kälte.

Die Annuität, die Gesamtkosten der Abnehmer und die Ökologie sind in Abbildung 90 dargestellt. Entsprechend des kontinuierlichen Anstieges der Arbeitspreise ist dort ebenfalls eine Zunahme in Annuität und Gesamtkosten zu beobachten. Sie steigt von -1.447.000 €/Jahr auf -2.379.000 €/Jahr (-64 %). Die Gesamtkosten der Wirtschaftlichkeitsbilanz verlaufen nahezu proportional -1.421.000 €/Jahr auf -2.193.000 €/Jahr. Auf die CO<sub>2</sub>-Emissionen hat ein erhöhter Strompreis im Einkauf keinen Einfluss.

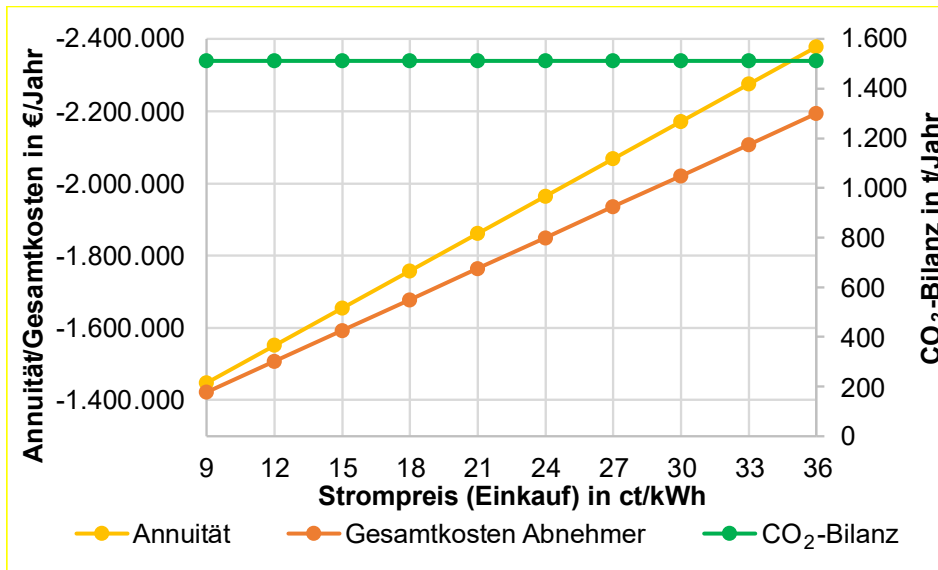


Abbildung 90: Annuität & CO<sub>2</sub>-Emissionen, Variation Einkaufsstrompreis, Modellquartier BED-GBT

### **Variation Erdgaspreis**

In dem Auslegungswerkzeug erfolgt die Wärmebereitstellung über Wärmepumpen sowie über Spitzenlastkessel. Spitzenlastkessel werden einbezogen, wenn der Wärmepumpendeckungsgrad geringer als 100 % ist und somit zusätzliche Wärme durch eine Hilfsanlage bereitgestellt werden muss. Im vorangegangenen Kapitel 2.7.1.2 konnte bereits gezeigt werden, dass es wirtschaftlich vorteilhaft ist, einen Teil der Wärme über Spitzenlastanlagen bereitzustellen (siehe Untersuchung zum Wärmepumpendeckungsgrad). Dies kann im Auslegungswerkzeug über Erdgas- oder Holzpelletkessel erfolgen. Für die nachfolgende Untersuchung wird Erdgas als Spitzenlastenergiequelle fokussiert und die Auswirkungen eines variierenden Erdgaspreises auf die Wirtschaftlichkeit und die Treibhausgasemissionen aufgezeigt.

Abbildung 91 stellt die Auswirkungen des Erdgaspreises auf die Endkundenenergiepreise dar. Dabei besteht wie erwähnt ein direkter Zusammenhang zum gewählten Wärmepumpendeckungsgrad. Ist dieser zum Beispiel mit Null festgelegt, und wird die Spitzenlast durch Erdgas gedeckt, ist das System hinsichtlich der Wärmebereitstellung komplett vom Erdgaspreis abhängig. Wird der Wärmepumpendeckungsgrad auf 100 % gesetzt, hat eine Veränderung des Erdgaspreises keine Auswirkung. Dazwischen verringert sich der Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit des gewählten Deckungsgrades entsprechend. Der Strompreis erhöht sich beim gewählten Deckungsgrad von 70 % linear von 21,8 ct/kWh auf 24,3 ct/kWh (+ 11 %). Der Wärme- und Kältepreis steigt ebenfalls linear an, ersterer von 3,7 ct/kWh auf 6,2 ct/kWh (+ 68 %), letzterer von 3,2 ct/kWh auf 5,6 ct/kWh (+ 75 %). Dies zeigt entsprechend der Kostenschlüsselung, dass eine Erhöhung der Wärmekosten sich überproportional auf die Arbeitspreise von Wärme und Kälte niederschlägt.

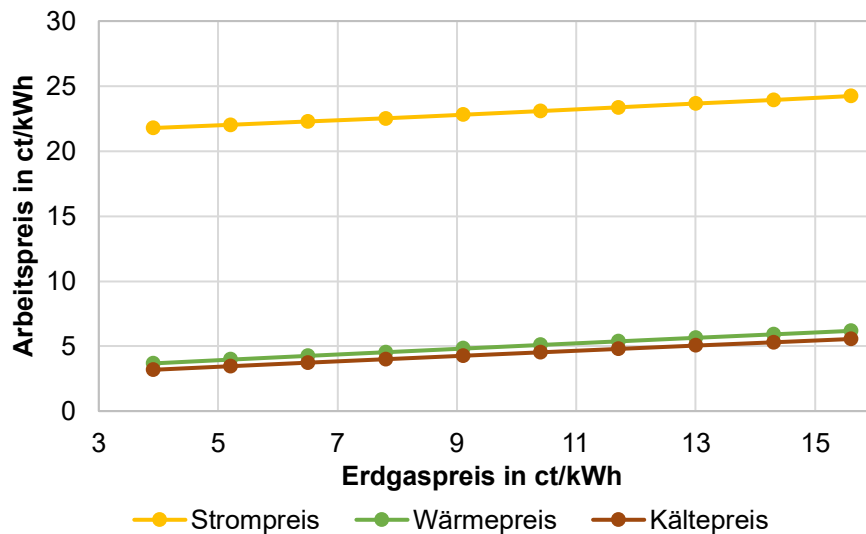
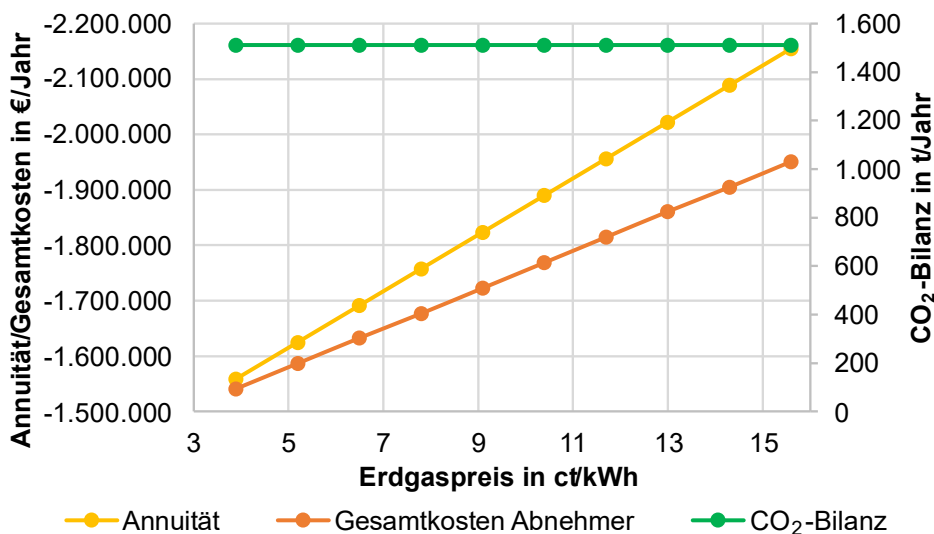


Abbildung 91: Arbeitspreise für Endkunden, Variation Erdgaspreis, Modellquartier BED-GBT

Die Annuität, die Gesamtkosten der Abnehmer und die CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in Abbildung 92 gezeigt. Die Teuerung der Wärmebereitstellung führt erwartungsgemäß zu einem Anstieg der Kostenlücke, welche gedeckt werden muss. Dies schlägt sich in einem Anstieg der Annuität und der Gesamtkosten für die Verbraucher nieder. Die Annuität steigt linear von - 1.559.000 €/Jahr auf - 2.155.000 €/Jahr. Die Gesamtkosten steigen linear in geringerem Ausmaß von - 1.541.000 €/Jahr auf -1.951.000 €/Jahr. Da der Erdgaspreis lediglich eine wirtschaftliche Bedeutung innehat, bleiben die CO<sub>2</sub>-Emissionen über alle Untersuchungspunkte konstant.

Abbildung 92: Annuität & CO<sub>2</sub>-Emissionen, Variation Erdgaspreis, Modellquartier BED-GBT

### Variation Förderrate des Gesamtsystems

Energiesysteme auf Basis regenerativer Quellen weisen typischerweise hohe Anfangsinvestitionen auf, die während der Laufzeit durch geringere operative Kosten kompensiert werden. Da sie jedoch unmittelbar mit konventionellen Systemen konkurrieren, welche eine schnellere Amortisierung aufweisen, besteht für sie ein Nachteil in der Investitionsentscheidung. Um Investitionen dennoch zu ermöglichen, gibt es Förderprogramme welche helfen, die Wirtschaftlichkeitshürde hoher Anfangskosten zu senken. Diese können im Auslegungswerkzeug in der Form von anteiligen Zuschüssen einbezogen werden. So können individuelle Teile des Systems sowie ganze Technikmodule mit einem Fördersatz versehen, und die Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit untersucht werden.

In Abbildung 93 ist dieser Einfluss im Bereich der Arbeitspreise für die Quartiersnutzer zu erkennen. Die Förderung erfolgt in der Form einer konstanten Förderrate auf das Gesamtsystem. Wie erwartet sinken die Arbeitspreise linear mit einer Erhöhung der Förderung. Der Strompreis sinkt in dem gewählten Beispiel dabei von 27,7 ct/kWh auf 20,0 ct/kWh (- 28 %). Der Wärmepreis fällt von 5,5 ct/kWh auf 4,1 ct/kWh (- 25 %), der Kältepreis von 4,8 ct/kWh auf 3,6 ct/kWh (-26 %). Wird angenommen, dass eine Förderung von 40 % realistisch erscheint, so würde sich ein Strompreis von 22,5 ct/kWh, ein Wärmepreis von 4,5 ct/kWh und ein Kältepreis von 4,0 ct/kWh ergeben. Dabei ist die Preissenkung nicht direkt an die Förderrate gekoppelt, da auch von der Investition unabhängige Kosten (Wartung, Betrieb) von den Erlösen gedeckt werden müssen.

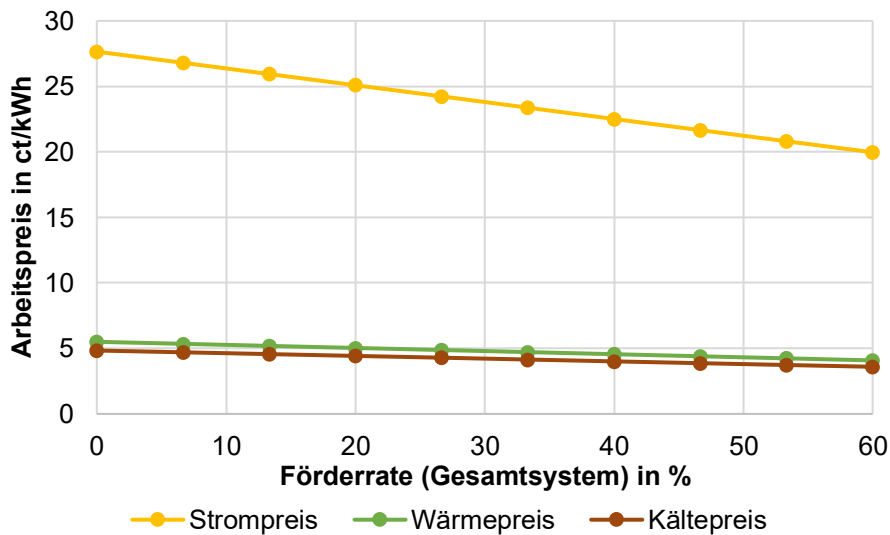
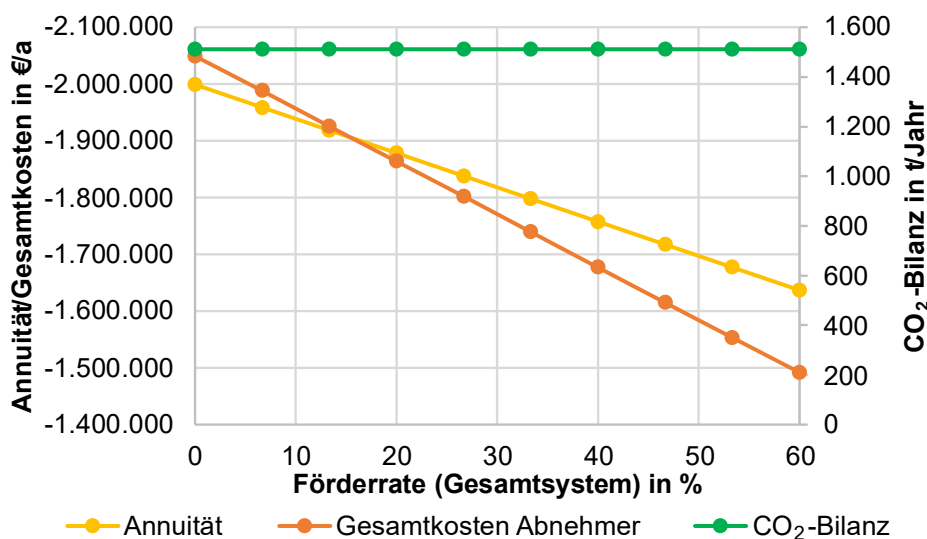


Abbildung 93: Arbeitspreise für Endkunden, Variation Förderrate, Modellquartier BED-GBT

Gemäß dem Trend der Arbeitspreise verhalten sich im Ergebnis die Annuität und die Gesamtkosten der Abnehmer. Abbildung 94 stellt diese dar. Bei höherer Förderung fällt die Annuität von - 1.999.000 €/Jahr auf - 1.637.000 €/Jahr (sinkt im Betrag um 18 %) und die Gesamtkosten fallen von - 2.050.000 €/Jahr auf - 1.492.000 €/Jahr (sinkt im Betrag um 27%). Gut erkennbar ist, dass der Abfall der Annuität und der Kosten nicht proportional zur Förderrate ist, da es Kosten im operativen Betrieb gibt, welche unabhängig von den Investitionskosten sind.



#

Abbildung 94: Annuität & CO<sub>2</sub>-Emissionen, Variation Förderrate, Modellquartier BED-GBT

### Variation Basiszinssatz

Der Basiszins ist elementarer Bestandteil von Investitionsrechnungen. Er dient als Maß für die am Markt erwartbare sichere Rendite, typischerweise gestützt auf langfristige Staatsanleihen. Da das Renditeniveau je nach Land und Wirtschaftslage variiert, ist dieser er im Auslegungswerkzeug ein flexibel anpassbarer Parameter.

In Abbildung 95 ist die Veränderung der Endkundenenergiepreise bei einer Variation des Basiszinssatzes von 1,7 % bis 6,8 % dargestellt. Der Strompreis steigt dabei von 21,7 ct/kWh auf 24,5 ct/kWh (+ 13 %), der Wärmepreis von 4,5 ct/kWh auf 4,8 ct/kWh (+ 7 %) und der Kältepreis von 3,9 ct/kWh auf 4,2 ct/kWh (+ 7 %). Ein höherer Basiszins führt damit direkt zu höheren Preisen. Dies ist wirtschaftlich damit zu begründen, dass eine höhere Rendite am Markt erwartet wird und das Energiesystem somit einen höheren Erlös durch die Arbeitspreise abwerfen muss.

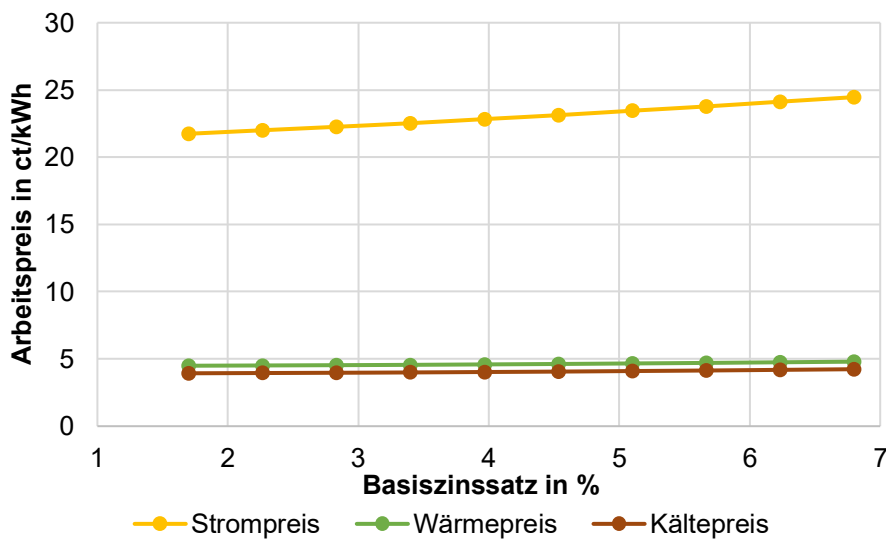


Abbildung 95: Arbeitspreise für Endkunden, Variation Basiszinssatz, Modellquartier BED-GBT

Dementsprechend verhalten sich ebenfalls die Annuität und die Gesamtkosten der Abnehmer. Diese sowie die CO<sub>2</sub>-Emissionen sind in Abbildung 96 dargestellt. Die Annuität steigt im Betrag von - 1.701.000 €/Jahr auf - 1.897.000 €/Jahr (- 12 %), die Gesamtkosten von -1.628.000 €/Jahr auf -1.807.000 €/Jahr. Somit führt ein höherer Basiszinssatz zu eine höheren Kostenbelastung. Die CO<sub>2</sub>-Emissionen bleiben erneut konstant.

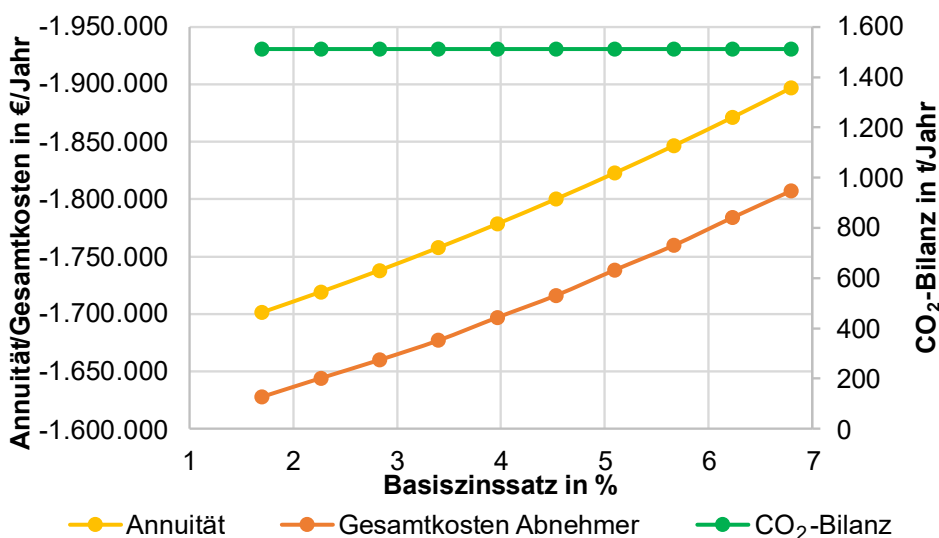


Abbildung 96: Annuität & CO<sub>2</sub>-Emissionen, Variation Basiszinssatz, Modellquartier BED-GBT

## Variation Amortisationszeit

Die Amortisationszeit stellt einen zentralen Parameter dar, welcher die Höhe der Arbeitspreise sowie die daraus folgenden jährlichen Gesamtkosten beeinflusst. Sie dient für die Nutzer des Auslegungswerkzeuges als Parameter, welcher zur Orientierung dient und abschätzen lässt, wann ein System unrealistische Arbeitspreise für die Energie verlangt.

In Abbildung 97 ist sind Endkundenenergiepreise bei einer Variation der Amortisationszeit von 5 bis 30 Jahre zu erkennen. Deutlich ersichtlich ist dabei der starke Abfall der notwendigen Arbeitspreise von Strom, Wärme und Kälte. Der Strompreis sinkt von 37,2 ct/kWh auf 19,2 ct/kWh, der Wärmepreis von 7,5 ct/kWh auf 3,9 ct/kWh und der Kältepreis von 6,6 ct/kWh auf 3,4 ct/kWh. Dabei ist hervorzuheben, dass die Amortisationszeit keinen Einfluss auf die Preisschlüsselung der Arbeitspreise hat, so dass sich Strom, Wärme und Kälte proportional verringern.

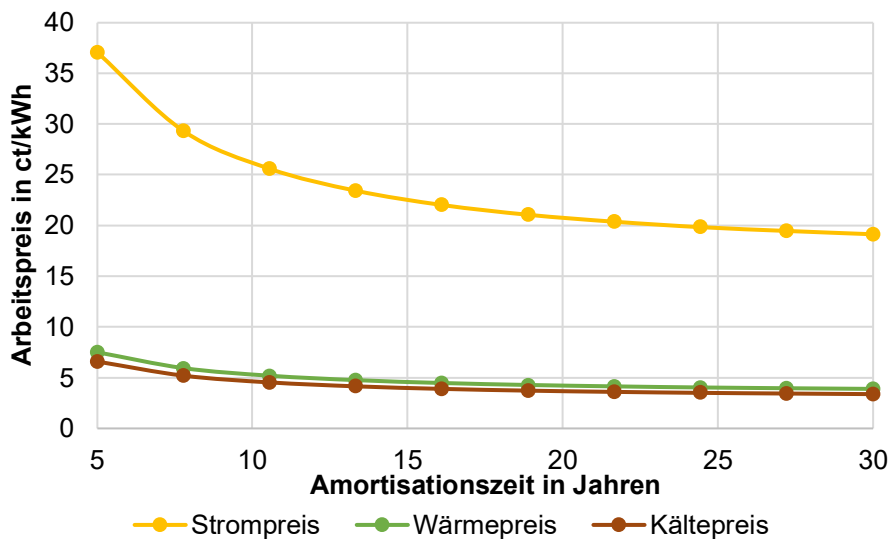


Abbildung 97: Arbeitspreise für Endkunden, Variation Amortisationszeit, Modellquartier BED-GBT

Da die Amortisationszeit der einzige wirtschaftliche Untersuchungsparameter ist, welcher nicht direkt die Investitionskosten oder die laufenden Kosten beeinflusst, ist die Annuität von ihr unbeeinflusst. In Abbildung 98 sind die Auswirkungen abgebildet.

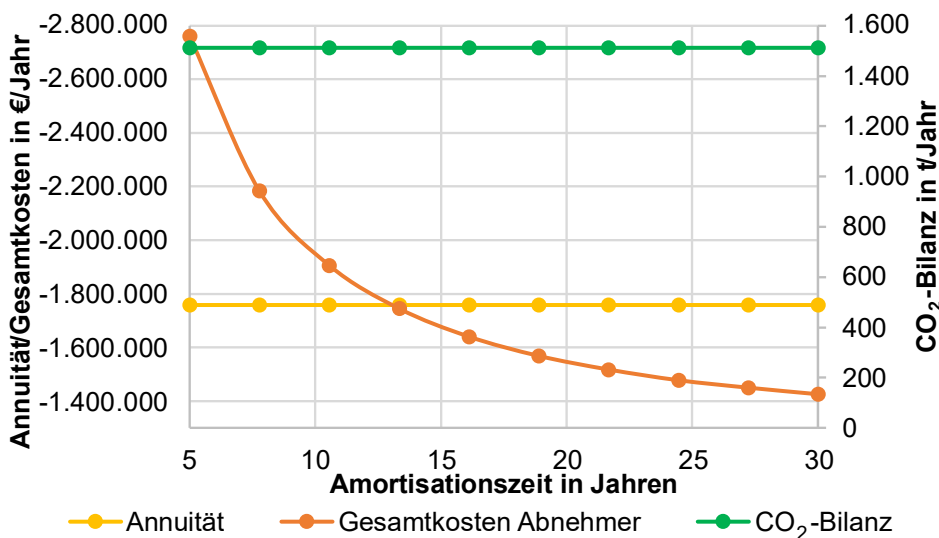


Abbildung 98: Annuität & CO<sub>2</sub>-Emissionen, Variation Amortisationszeit, Modellquartier BED-GBT

Während die Annuität konstant bleibt, sinken die Gesamtkosten von –2.761.000 €/Jahr bei einer

Amortisationszeit von 5 Jahren auf -1.425.000 €/Jahr zum Ende der Quartierslaufzeit nach 30 Jahren. Dabei ist wie bei den Arbeitspreisen deutlich, dass die größte Verringerung der Arbeitspreise im unteren Bereich stattfindet. Nutzer des Auslegungswerkzeuges müssen somit Inkaufnehmen, dass eine sehr kurze Amortisationszeit sich überproportional negativ auf die Gesamtkosten für die Abnehmer auswirkt.

### Zusammenfassung

Der Einblick in die Auswirkungen der fünf fokussierten Wirtschaftlichkeitsparameter hat gezeigt, welche Trends für die Arbeitspreise der Quartiersnutzer zu erwarten sind. Ebenfalls wurden die Effekte der somit entstehenden Gesamtkosten für die Abnehmer sowie auf die Annuität aufgezeigt. Diese Zusammenhänge wurden anhand des Modellquartiers BED-GBT verdeutlicht und es ist herauszustellen, dass für andere Modellquartiere oder vom Nutzer selbst spezifizierte Quartiere die Ergebnisse abweichen können. Die Untersuchung in diesem Kapitel dient zur Orientierung, welche Auswirkungen bei Veränderung technischer oder wirtschaftlicher Parameter auf die Wirtschaftlichkeit sowie die Treibhausgasbilanz erwartet werden können.

## 2.7.2 Entwicklung von Realisierungskonzepten in den Modellquartieren

Das Auslegungswerkzeug wird nachfolgend direkt verwendet, um die Modellquartiere zu untersuchen und mit den gegebenen Randbedingungen wirtschaftliche Umsetzungskonzepte zu berechnen. Dazu werden die zehn Modellquartiere des Projektes mit ihren modellierten Bedingungen über die Nutzeroberfläche in das Auslegungswerkzeug eingetragen. Jedes der Quartiere wird anschließend in seinen technischen Dimensionen in festen Schrittweiten variiert, um so die wirtschaftlichsten Konfigurationen zu erschließen. Die Untersuchung erfolgt damit durch diskrete Fälle im Auslegungswerkzeug.

Um zu vergleichbaren Ergebnissen zu führen, werden die wirtschaftlichen Rahmenbedingungen der Quartiere vorgeschrieben. Die wirtschaftlichen Randbedingungen der Quartiersuntersuchungen sind nachfolgend in Tabelle 53 zusammengefasst.

Tabelle 53: Zusammenfassung der wirtschaftlichen Randbedingungen für die Quartiersuntersuchungen

Wirtschaftliche Randbedingung	Wert
Basiszinssatz in %	3,4
Angestrebte Amortisationszeit	15
Einkaufsstrompreis in ct/kWh	18
Preisänderung Einkaufsstrompreis in %	1,4
Erdgaspreis in ct/kWh	7,8
Preisänderung Erdgaspreis in %	3,8
Förderrate (Gesamtsystem) in %	40
PV-Einspeiseerlös in ct/kWh	3,4
Preisänderung PV-Einspeiseerlös in %	0
Fördersatz auf das Gesamtsystem in %	40

Neben den wirtschaftlichen Randbedingungen sind ebenfalls die technischen Randbedingungen zu definieren. Diese sind nachfolgend jeweils den Technikmodulen „Quartier“, „Grubenwasseranlage“, „Wärmenetz“ und „Energiesystem“ zugeordnet.

Im Technikmodul „Quartier“ sind alle Informationen zu dem betreffenden Modellquartier zusammengefasst. Neben Gebäudeanzahl betrifft dies ebenfalls die modellierten Bedarfswerte für Strom, Wärme und Kälte. Diese Informationen sind für jedes Modellquartier fest definiert und erlauben somit keine Variation.

Im Modul „Grubenwasseranlage“ wird die Ausführung der selbigen spezifiziert. Der Großteil der Modellquartiere befindet sich in unterschiedlichen Bergbaurevieren der Montanregion. Sie weisen damit vielfältige untertägige Gegebenheiten auf. Auch Quartiere, welche sich innerhalb derselben Untersuchungsgemeinde befinden, können trotz eines geringen Abstandes äußerst unterschiedliche Randbedingungen im Bergwerk aufweisen. Diese reichen von der Verfügbarkeit geeigneter großer Strecken über die Tiefe des Flutungsniveaus bis hin zu gebirgsmechanischen Verhältnissen. Ob und wie das Grubenwasser erschlossen werden kann ist daher nur anhand einer detaillierten Vor-Ort Analyse und Konsultation von Fachpersonal zum Revier zu bestimmen. Da das Grubenwasser im Auslegungswerkzeug als Wärmequelle jedoch unverzichtbar ist, müssen Annahmen getroffen werden. Diese Annahmen sind so gewählt, dass sie für alle Quartiere eine vollständige Wärmepumpendeckung über das Grubenwasser ermöglichen (Wärmepumpendeckungsgrad = 100 %). Zu den Annahmen zählen, dass ein Entwässerungsstollen mit kontinuierlichem Grubenwasservolumenstrom zur Verfügung steht. Bei 14 °C angenommener Grubenwassertemperatur ergibt sich für jedes Quartier ein notwendiger Fördervolumenstrom (Temperatur angelehnt an die Grubenwassertemperatur des Rothschnberger Stollns [22]). Der resultierende Fördervolumenstrom reicht von wenigen Kubikmetern pro Stunde bei kleinen Quartieren bis zu 1.500 m<sup>3</sup>/h bei dem größten Quartier (Quartier Freiberg-Altstadt, FG-AS). Die so errechneten Maximalwerte beziehen sich auf die vollständige Wärmeversorgung mit Grubenwasser. Praktisch ist zu beachten, dass bereits eine Reduktion des Wärmepumpendeckungsgrads um 20 % zu einer Verringerung des benötigten Volumenstroms um etwa 50 % führt. Somit könnten auch kleinere Entwässerungsströme Potenziale bieten. Weiterhin ist für die Konstruktion der Grubenwasseranlage angenommen, dass ein vorhandener Schacht für die Erschließung genutzt wird, welcher über 50 m entleert werden und über 150 m saniert werden muss. Der Grubenwasserwärmeübertrager wird weiterhin mit einem Foulingfaktor von 50 % versehen und somit überdimensioniert. Dies wirkt einer Wärmeleistungsabsenkung durch Ablagerungen aus dem Grubenwasser vorsorglich entgegen.

Im Modul „Wärmenetz“ wurde zunächst untersucht, welche der beiden Wärmenetzarten sich auf die Gesamtkosten für die Abnehmer bezogen als wirtschaftlicher darstellt. Dazu wurden verschiedene technische Parameter variiert und die Ergebnisse verglichen. Tabelle 54 zeigt die Ergebnisse für eine der Untersuchungen. Es wird ersichtlich, dass für die gegebenen Randbedingungen die dezentralen Wärmenetze (kalte Nahwärmenetze) in allen Fällen geringere Gesamtkosten aufweisen als die zentralen Wärmenetzvarianten. Um dieses Ergebnis für weitere Randbedingungen zu bestätigen, wurde zusätzlich der Fall mit dem geringsten Kostenunterschied auf weitere Wärmepumpendeckungsgrade geprüft. Die Ergebnisse sind nachfolgend in Tabelle 55 verglichen.

Tabelle 54: Voruntersuchung der jährlichen Gesamtkosten bezüglich der Wärmenetzarten  
(Wärmepumpendeckungsgrad = 70 %; Batteriespeicher nicht vorhanden)

Quartier	Photovoltaik		Wärmenetzart		Kosten- unterschied dezentral - zentral
	Belegter Dachflächen- anteil	Leistung in kWp	Zentral (Konventionell)	Dezentral (kalte Nahwärme)	
ABBH-Mitte	0%	-	- 883.203 €	- 820.294 €	-7,1%
	50%	1.296	- 796.744 €	- 739.821 €	-7,1%
	100%	2.591	- 783.151 €	- 722.950 €	-7,7%
BED-BdS	0%	-	- 297.651 €	- 251.610 €	-15,5%
	50%	549	- 269.580 €	- 224.823 €	-16,6%
	100%	1.097	- 269.197 €	- 225.622 €	-16,2%
BED-GBT	0%	-	- 2.178.270 €	- 1.962.009 €	-9,9%
	50%	3.244	- 1.941.389 €	- 1.742.221 €	-10,3%
	100%	6.488	- 1.910.859 €	- 1.717.639 €	-10,1%
EFD-FB	0%	-	- 871.104 €	- 799.592 €	-8,2%
	50%	793	- 809.074 €	- 741.922 €	-8,3%
	100%	1.585	- 783.169 €	- 718.850 €	-8,2%
EFD-SK	0%	-	- 159.693 €	- 131.294 €	-17,8%
	50%	279	- 147.996 €	- 121.150 €	-18,1%
	100%	557	- 150.144 €	- 123.734 €	-17,6%
FG-AS	0%	-	- 6.232.591 €	- 6.129.594 €	-1,7%
	50%	13.163	- 5.706.383 €	- 5.655.730 €	-0,9%
	100%	26.325	- 5.828.162 €	- 5.813.464 €	-0,3%
FG-FB	0%	-	- 1.901.017 €	- 1.768.026 €	-7,0%
	50%	2.056	- 1.749.164 €	- 1.628.228 €	-6,9%
	100%	4.112	- 1.707.379 €	- 1.593.448 €	-6,7%
JGS-PT	0%	-	- 436.810 €	- 381.304 €	-12,7%
	50%	434	- 409.612 €	- 355.675 €	-13,2%
	100%	867	- 400.406 €	- 349.519 €	-12,7%
SB-AS	0%	-	- 1.197.810 €	- 1.083.509 €	-9,5%
	50%	1.534	- 1.115.562 €	- 1.009.679 €	-9,5%
	100%	3.067	- 1.108.129 €	- 1.008.322 €	-9,0%
SZB-H	0%	-	- 2.160.989 €	- 1.956.918 €	-9,4%
	50%	2.813	- 1.975.814 €	- 1.788.923 €	-9,5%
	100%	5.625	- 1.951.401 €	- 1.765.383 €	-9,5%

Tabelle 55: Voruntersuchung der jährlichen Gesamtkosten bezüglich der Wärmenetzarten und eine Reihe an  
Wärmepumpendeckungsgraden für das Quartier FG-AS (Batteriespeicher nicht vorhanden)

Quartier	Photovoltaikleistung in kWp	Wärmepumpen- deckungsgrad	Wärmenetzart		Kostenunterschied dezentral - zentral
			Zentral (Konventionell)	Dezentral (kalte Nahwärme)	
FG-AS (100 % Dachflächen- nutzung)	26.325	60%	- 5.882.524 €	- 5.881.260 €	0,0%
		70%	- 5.828.162 €	- 5.813.464 €	-0,3%
		80%	- 5.784.331 €	- 5.773.735 €	-0,2%
		90%	- 5.763.700 €	- 5.736.349 €	-0,5%
		100%	- 5.857.106 €	- 5.935.475 €	1,3%

Auch für den Fall mit den geringsten Abweichungen von Gesamtkosten für die Quartiersnutzer ist somit zu erkennen, dass das dezentrale Wärmenetz in fast allen Fällen einen Kostenvorteil besitzt. Lediglich im Szenario von vollständiger Deckung durch das Grubenwasser und die Wärmepumpe (Wärmepumpendeckungsgrad = 100 %) weist das zentrale Wärmenetz eine bessere Kostenstruktur auf als die dezentrale Variante. Dies stellt einen Randfall dar, bei welchem zudem ein wirtschaftlich unvorteilhafter Wärmepumpendeckungsgrad gewählt ist. Im Vergleich von zentralen und dezentralen Wärmenetzen, werden daher die dezentralen Wärmenetze unter den gegebenen Randbedingungen als wirtschaftlich überlegen eingestuft. In der Folge werden daher alle weiteren Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen der verschiedenen

Parameterkombinationen ausschließlich für die dezentralen Wärmenetze durchgeführt. Dies beeinflusst im Technikmodul des Wärmenetzes insbesondere die Leitungsgeometrie und somit deren Kosten. Für das Verlegekostenniveau wird die Kategorie „Mittel“ verwendet, welche die Verlegung unter teilweise versiegelten Flächen beinhaltet. Um den Abstand von Grubenwasseranlage zum Wärmenetz mit zu berücksichtigen, werden pauschal 10 % der Wärmenetzlänge als Abstand zum Grubenwasser angenommen. Die Wärmenetzlänge selbst entstammt den in Kapitel 2.7.1 modellierten Werten. Als Hausanschlussleitungslänge werden 15 m pro Gebäude angenommen, mit der Ausnahme des Quartiers „FG-AS“ wo aufgrund der dichten Bebauung 10 m angenommen sind

Im letzten Technikmodul „Energiesystem“ befinden sich die technischen Parameter, welche für die nachfolgende Analyse variiert und somit näher untersucht wurden. Darunter zählt das Untermodul der Wärmepumpe. Die Wärmepumpe ist dem eingestellten Wärmepumpendeckungsgrad (WPDG) entsprechend in ihrer Leistung dimensioniert und wie Kapitel 2.7.1 aufgezeigt, entstehen je nach Höhe des WPDG Kostenminima. Die Quartiere auf wirtschaftlich vorteilhafte WPDG zu untersuchen, ist somit einer der fokussierten Punkte. Weiterhin werden im Energiesystem die Dimensionen der Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) definiert. Diese besitzen entsprechend der Randbedingungen der Quartiere ebenfalls Optima. Diese sind abhängig von der Stromnutzung im Quartier, wobei ein höherer Eigenverbrauch an PV-Strom in der Regel mit einer besseren Kostenstruktur einhergeht. Die installierte Leistung der PV-Anlagen ist daher der zweite wichtige technische Parameter, welcher in die Untersuchung aufgenommen wird. Für die Untersuchungen wird als Randbedingung definiert, dass die maximale Photovoltaikleistung erreicht ist, wenn die Dachflächen gemäß der Modellierung belegt sind (belegter Dachflächenanteil = 100 %). Es ist jedoch ebenfalls möglich, dass die zusätzliche Installation von PV-Modulen auf Freiflächen die Wirtschaftlichkeit des Systems weiter verbessert. Auch der Batteriespeicher wurde im Rahmen einer Voruntersuchung als technischer Variationsparameter geprüft. Im Vorkapitel wurde bereits gezeigt, dass für das Quartier BED-GBT unter den gegebenen Randbedingungen kein wirtschaftlicher Vorteil durch die Implementierung erreicht werden kann. Um dies für die weiteren Quartiere zu prüfen, wurde die PV-Leistung zusammen mit der Batteriespeichergröße für alle Quartiere variiert. Die Untersuchungsergebnisse sind in Tabelle 56 aufgezeigt.

Tabelle 56: Voruntersuchung der jährlichen Gesamtkosten bezüglich der Batteriespeicherkapazität  
(Wärmepumpendeckungsgrad = 70 %)

Quartier	Photovoltaik		Batteriespeicherkapazität (skaliert nach dem numerischen Wert der installierten PV-Leistung)		
	Belegter Dachflächenanteil	Leistung in kWp	0	55%	110% nach [67]
ABBH-Mitte	0%	0	- 820.294 €	- 886.689 €	- 941.207 €
	50%	1.296	- 739.821 €	- 788.832 €	- 836.870 €
	100%	2.591	- 722.950 €	- 756.605 €	- 790.083 €
BED-BdS	0%	0	- 251.610 €	- 281.323 €	- 306.745 €
	50%	549	- 224.649 €	- 244.697 €	- 267.328 €
	100%	1.097	- 225.622 €	- 238.233 €	- 257.624 €
BED-GBT	0%	0	- 1.962.009 €	- 2.110.135 €	- 2.231.195 €
	50%	3.244	- 1.742.221 €	- 1.839.678 €	- 1.938.694 €
	100%	6.488	- 1.717.639 €	- 1.763.847 €	- 1.825.029 €
EFD-FB	0%	0	- 799.592 €	- 842.919 €	- 878.376 €
	50%	793	- 741.922 €	- 779.207 €	- 811.414 €
	100%	1.585	- 718.850 €	- 745.489 €	- 767.417 €
EFD-SK	0%	0	- 131.294 €	- 148.101 €	- 162.280 €
	50%	279	- 121.150 €	- 132.478 €	- 145.535 €
	100%	557	- 123.734 €	- 131.176 €	- 143.019 €
FG-AS	0%	0	- 6.129.594 €	- 6.643.349 €	- 7.152.623 €
	50%	13.163	- 5.655.730 €	- 5.930.022 €	- 6.379.082 €
	100%	26.325	- 5.813.464 €	- 5.920.066 €	- 6.301.234 €
FG-FB	0%	0	- 1.768.026 €	- 1.867.566 €	- 1.948.524 €
	50%	2.056	- 1.628.228 €	- 1.700.449 €	- 1.767.089 €
	100%	4.112	- 1.593.448 €	- 1.641.477 €	- 1.687.653 €
JGS-PT	0%	0	- 381.304 €	- 406.339 €	- 424.768 €
	50%	434	- 355.675 €	- 374.693 €	- 392.929 €
	100%	867	- 349.519 €	- 363.895 €	- 377.316 €
SB-AS	0%	0	- 1.083.509 €	- 1.159.198 €	- 1.220.825 €
	50%	1.534	- 1.009.679 €	- 1.063.371 €	- 1.116.550 €
	100%	3.067	- 1.008.322 €	- 1.046.810 €	- 1.083.755 €
SZB-H	0%	0	- 1.956.918 €	- 2.086.715 €	- 2.194.734 €
	50%	2.813	- 1.788.923 €	- 1.874.037 €	- 1.963.992 €
	100%	5.625	- 1.765.383 €	- 1.818.896 €	- 1.878.435 €

Es wird ersichtlich, dass die Implementierung von Batteriespeichern in den Quartieren durchgehend zu größeren jährlichen Gesamtkosten führt. Für die nachfolgenden Untersuchungen zu wirtschaftlichen Umsetzungskonzepten wurde daher die Implementierung von Batteriespeichern nicht mitberücksichtigt. Es ist wichtig herauszustellen, dass diese Ergebnisse und die daraus stammende Schlussfolgerung nur unter den gegebenen wirtschaftlichen Randbedingungen zutrifft. Wird z.B. der Batteriespeicher mit einem höheren Fördersatz subventioniert oder wird der Bezug von Netzstrom preisintensiver, so ergeben sich wirtschaftliche Varianten mit einem Stromspeicher.

Mit der Festlegung der wirtschaftlichen wie technischen Randbedingungen können nun die Quartiere auf wirtschaftliche Ausführungsvarianten der Energiesysteme untersucht werden. Im Fokus steht dabei der Wärmepumpendeckungsgrad sowie die installierte Photovoltaikleistung. Es werden nachfolgend alle Quartiere über Parameterstudien in diesen zwei Dimensionen betrachtet und in ihrer Wirtschaftlichkeit bewertet. Für diese Bewertung wurde der Ergebnisparameter der jährlichen Gesamtkosten gewählt, da aus diesen direkt die notwendigen Arbeitspreise für Strom, Wärme und Kälte hervorgehen. Die Gesamtkosten spiegeln daher die Umsetzungspotenziale direkter wider als der zweite Wirtschaftlichkeitsparameter der Annuität. Dies ist der Fall, da die Annuität den gesamten technischen Lebenszyklus des Systems abbildet, jedoch der wirtschaftliche Zielhorizont der angestrebten Amortisationszeit nicht mit einbezieht. Die Gesamtkosten ergeben sich durch die Berücksichtigung der Amortisationszeit, weshalb ihre Nutzung für den nachfolgenden Vergleich zielführender ist. Da für die Untersuchung direkt das Auslegungswerkzeug genutzt wird, werden diskrete

Parameterschrittweiten verwendet. Eine genauere Bestimmung der Optima ist nur durch numerische Verfahren durchführbar.

Für die Quartiersuntersuchung wurde die im Werkzeug verfügbare Parameterstudie genutzt, um für verschiedene Werte des Wärmepumpendeckungsgrades die im Quartier verfügbare Leistung der Photovoltaikanlage zu variieren. Für jede Variation wird das Energiesystem technisch und wirtschaftlich bilanziert. Nachfolgend ist anhand des Quartiers „BED-GBT“ eine Beispielauswertung in Tabelle 57 aufgezeigt.

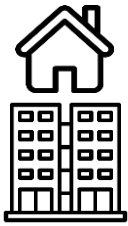
Tabelle 57: Untersuchungsergebnisse der jährlichen Gesamtkosten für verschiedene Wärmepumpendeckungsgrad und Photovoltaikleistungen im Quartier BED-GBT

Quartier	Photovoltaik		Wärmepumpendeckungsgrad in %				
	Belegter Dachflächenanteil	Leistung in kWp	60	70	80	90	100
BED-GBT	0%	0	-1.967.724 €	-1.962.009 €	-1.958.693 €	-1.972.950 €	-2.042.104 €
	11%	721	-1.903.540 €	-1.898.243 €	-1.895.124 €	-1.909.063 €	-1.978.622 €
	22%	1.442	-1.838.079 €	-1.832.797 €	-1.829.533 €	-1.842.968 €	-1.912.350 €
	33%	2.163	-1.790.874 €	-1.788.628 €	-1.784.139 €	-1.797.311 €	-1.865.715 €
	44%	2.884	-1.763.111 €	-1.753.506 €	-1.745.529 €	-1.756.355 €	-1.829.670 €
	56%	3.604	-1.739.824 €	-1.730.935 €	-1.724.176 €	-1.733.447 €	-1.804.726 €
	67%	4.325	-1.728.080 €	-1.717.924 €	-1.710.091 €	-1.722.357 €	-1.788.130 €
	78%	5.046	-1.719.123 €	-1.712.101 €	-1.703.428 €	-1.713.779 €	-1.777.665 €
	89%	5.767	-1.728.754 €	-1.711.126 €	<b>-1.700.366 €</b>	-1.707.503 €	-1.772.078 €
100%	6.488	-1.730.347 €	-1.717.639 €	-1.711.267 €	-1.712.886 €	-1.767.279 €	

Für das betrachtete Beispiel ergibt sich der geringste Kostenwert für einen Wärmepumpendeckungsgrad von 80 % und eine Dachflächenbelegung von 89 %. Wie bereits erwähnt ist dies nicht das genaue Optimum, da für dieses der Wärmepumpendeckungsgrad und die Photovoltaikleistung mit einem numerischen Verfahren an den optimalen geringsten Gesamtkostenwert herangeführt werden müssten. Dennoch ist anhand der umliegenden Werte verdeutlicht, dass der so ermittelte geringste Wert bereits nahe an dem Optimum liegt und der entsprechende Quartiersfall somit als wirtschaftlichstes Szenario ausgewählt werden kann.

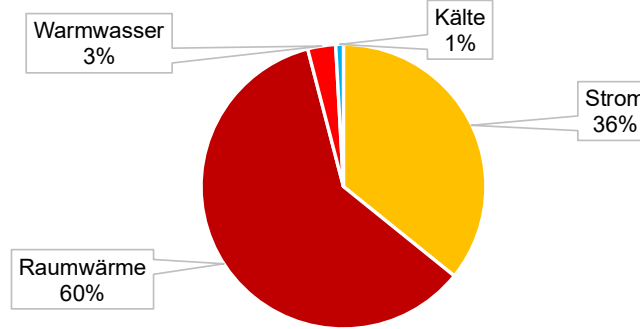
Dieser Auswertungsprozess wird für alle Quartiere durchgeführt und die Ergebnisparameter des wirtschaftlichsten Falls extrahiert. Als Umsetzungskonzept wird dieser in einem Steckbrief für das Quartier zusammengefasst. Es ergeben sich aus der Untersuchung somit 10 Steckbriefe. Diese sind gegliedert in die Bereiche Quartier, Wärmenetz, Energiesystem, Wirtschaftlichkeit und Ökologie. Das Technologiemodul „Grubenwasseranlage“ ist nicht separat in den Steckbriefen enthalten. Grund hierfür ist, dass die untertägigen, standortspezifischen Gegebenheiten vor Ort nicht mit ausreichender Sicherheit quartiersspezifisch bestimmt werden konnten. Um in der Auswertung keinen irreführenden Eindruck einer höheren Datensicherheit zu erzeugen, wird das Modul daher nicht in den Steckbriefen ausgewiesen. Die relevanten Randbedingungen des Grubenwassers wurden stattdessen in diesem Kapitel erläutert. Zusätzlich werden in den Steckbriefen weitere wichtige Randbedingungen aufgeschlüsselt, welche das Szenario charakterisieren. Die Steckbriefe sind nachfolgend aufgezeigt.

## Standort: Annaberg-Buchholz, Mitte



### Quartier

Einfamilienhäuser	15	Strombedarf in MWh/a	2.336
Mehrfamilienhäuser	41	Wärmebedarf in MWh/a	4.132
Kommunal & Gewerbeobjekte	8	Kältebedarf in MWh/a	57

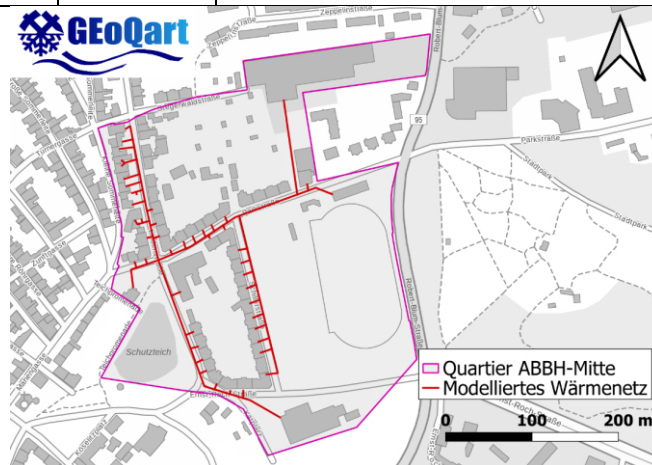


Gesamtenergiebedarf



### Wärmenetz

Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsichte in kWh/(m <sup>2</sup> ·a)	<b>2.670</b>
Netzlänge in m	<b>1.548</b>	Maximaler Volumenstrom in m <sup>3</sup> /h	<b>76</b>

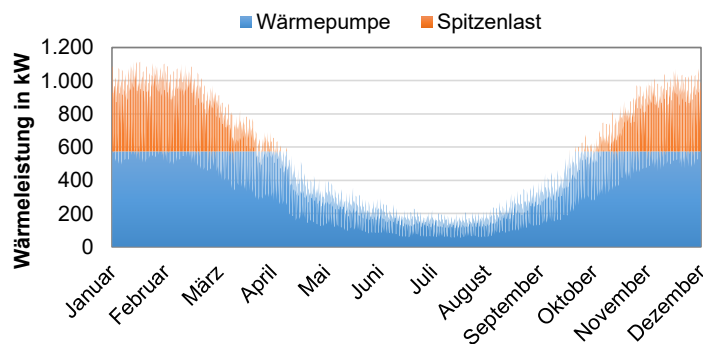


Wärmenetzkarte



### Energiesystem

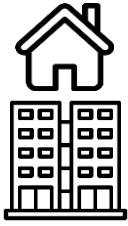
Wärmepumpenleistung in kW	<b>574</b>	Spitzenlastleistung in kW	<b>546</b>
El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	<b>748</b>	Erdgasenergie in MWh/a	<b>780</b>
El. Energie Pumpen in MWh/a			<b>145</b>
Wärmepumpendeckungsgrad in %			<b>80</b>
Photovoltaikleistung in kWp			<b>2.591</b>
Batteriespeicherkapazität in kWh			<b>Nicht vorteilhaft</b>
Eigendeckungsrate in %			<b>40</b>



Wärmebedarfsprofil

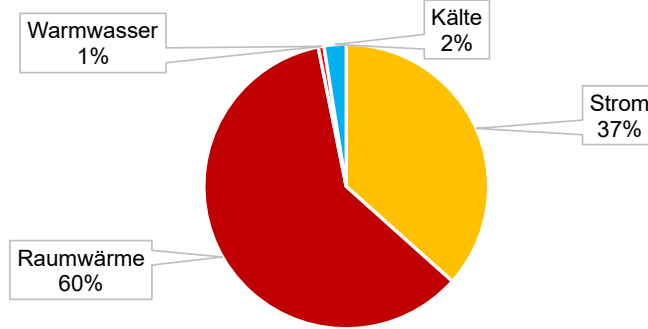
 <b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>3.016.345</b>
	Förderung in %	<b>40</b>
	Amortisationszeit in Jahren	<b>12,3</b>
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>22,7</b>
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>4,5</b>
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	<b>4,0</b>
<p>Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>		
 <b>Ökologie</b>	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>209</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>875</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-368</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>716</b>
	Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-65</b>
	<p>CO<sub>2</sub>-Bilanz im Quartier      Vergleich zu Referenzfall</p>	
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6
	Basiszinssatz in %	3,4
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	854
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	15
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Entwässerungstollen
	Annahme Erschließungstiefe in m	300
	Erschließung über	Vorhandener Schacht
Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	14	
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	4,5	

## Standort: Brand-Erbisdorf, Berthelsdorfer Straße



### Quartier

Einfamilienhäuser	7	Strombedarf in MWh/a	647
Mehrfamilienhäuser	1	Wärmebedarf in MWh/a	1.076
Kommunal & Gewerbeobjekte	6	Kältebedarf in MWh/a	44

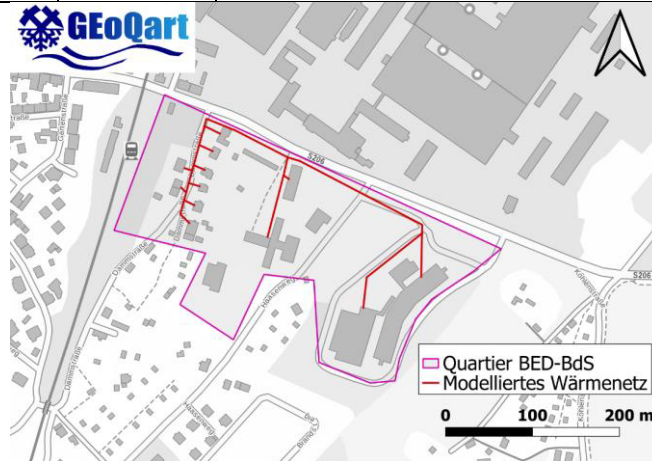


Gesamtenergiebedarf



### Wärmenetz

Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsdichte in kWh/(m <sup>2</sup> ·a)	<b>1.262</b>
Netzlänge in m	<b>853</b>	Maximaler Volumenstrom in m <sup>3</sup> /h	<b>16</b>

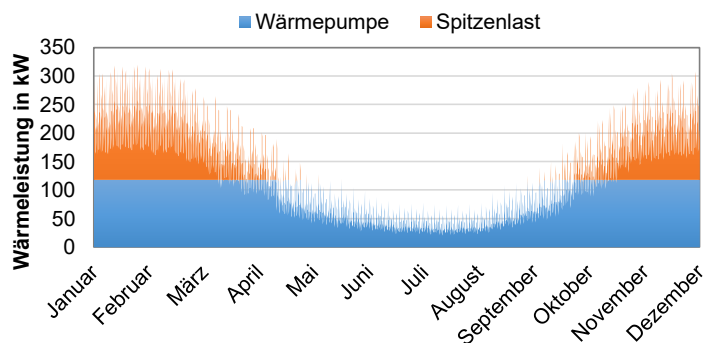


Wärmenetzkarte



### Energiesystem

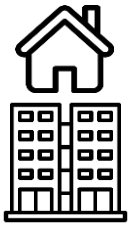
Wärmepumpenleistung in kW	<b>118</b>	Spitzenlastleistung in kW	<b>206</b>
El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	<b>167</b>	Erdgasenergie in MWh/a	<b>304</b>
El. Energie Pumpen in MWh/a			<b>31</b>
Wärmepumpendeckungsgrad in %			<b>70</b>
Photovoltaikleistung in kWp			<b>731</b>
Batteriespeicherkapazität in kWh			<b>Nicht vorteilhaft</b>
Eigendeckungsrate in %			<b>42</b>



Wärmebedarfsprofil

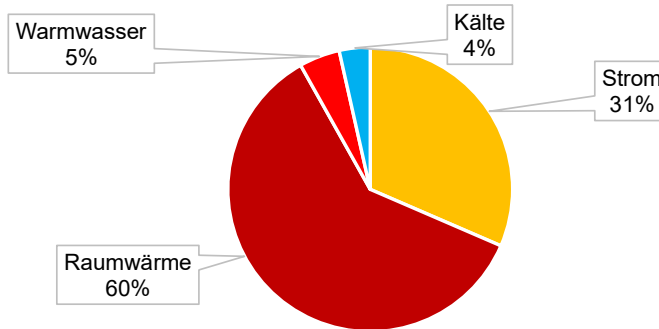
 <b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>1.140.136</b>
	Förderung in %	<b>40</b>
	Amortisationszeit in Jahren	<b>13</b>
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>24,0</b>
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>6,1</b>
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	<b>5,5</b>
	<p style="text-align: center;">Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>	
 <b>Ökologie</b>	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>81</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>220</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-118</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>183</b>
	Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-67</b>
	<p style="text-align: center;">CO<sub>2</sub>-Bilanz im Quartier      Vergleich zu Referenzfall</p>	
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6
	Basiszinssatz in %	3,4
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	898
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	15
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Entwässerungstollen
	Annahme Erschließungstiefe in m	300
	Erschließung über	Vorhandener Schacht
Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	14	
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	4,5	

## Standort: Brand-Erbisdorf, Goldbachtal



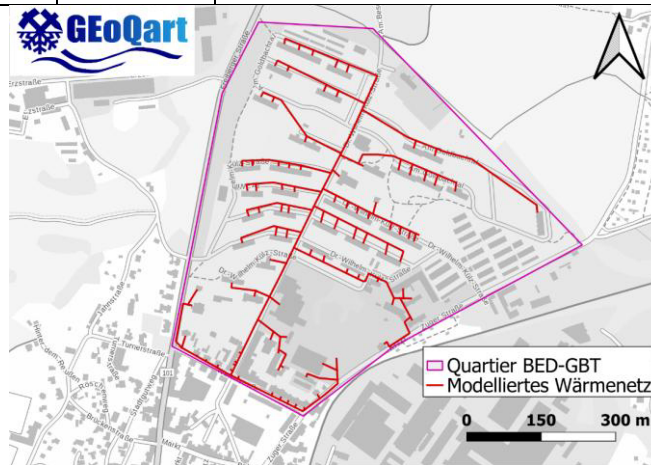
### Quartier

Einfamilienhäuser	11	Strombedarf in MWh/a	5.184
Mehrfamilienhäuser	122	Wärmebedarf in MWh/a	10.699
Kommunal & Gewerbeobjekte	34	Kältebedarf in MWh/a	578



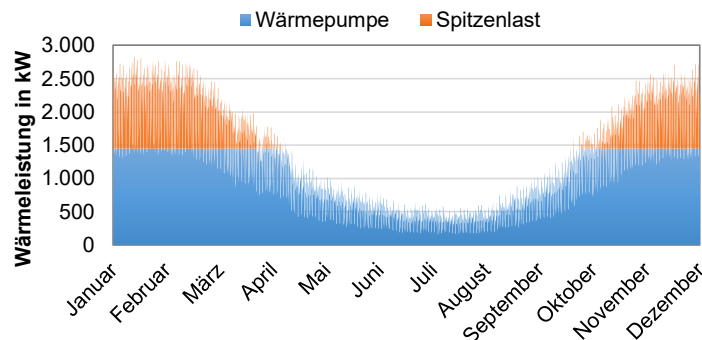
### Wärmenetz

Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsichte in kWh/(m·a)	<b>1.847</b>
Netzlänge in m	<b>5.794</b>	Maximaler Volumenstrom in m³/h	<b>192</b>



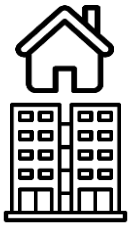
### Energiesystem

Wärmepumpenleistung in kW	<b>1.445</b>	Spitzenlastleistung in kW	<b>1.398</b>
El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	<b>1.945</b>	Erdgasenergie in MWh/a	<b>2.011</b>
El. Energie Pumpen in MWh/a			<b>450</b>
Wärmepumpendeckungsgrad in %			<b>80</b>
Photovoltaikleistung in kWp			<b>5.767</b>
Batteriespeicherkapazität in kWh			<b>Nicht vorteilhaft</b>
Eigendeckungsrate in %			<b>40</b>



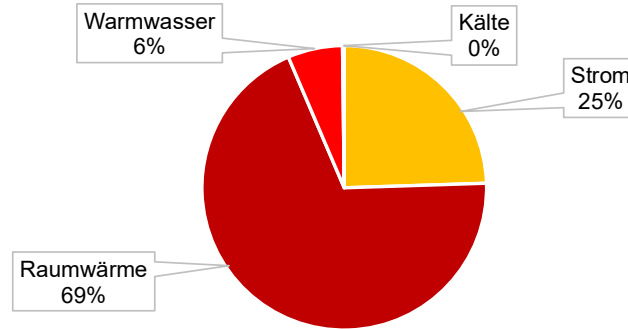
<b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>7.160.150</b>
	Förderung in %	<b>40</b>
	Amortisationszeit in Jahren	<b>12,2</b>
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>23,5</b>
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>4,3</b>
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	<b>3,7</b>
	<p style="text-align: center;">Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>	
<b>Ökologie</b>	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>538</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>2.053</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-949</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>1.641</b>
	Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-66</b>
		<p style="text-align: center;">CO<sub>2</sub>-Bilanz im Quartier      Vergleich zu Referenzfall</p>
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6
	Basiszinssatz in %	3,4
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	936
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	15
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Entwässerungsstollen
	Annahme Erschließungstiefe in m	300
	Erschließung über	Vorhandener Schacht
	Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	14
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	4,5	

## Standort: Ehrenfriedersdorf, Frauenberg



### Quartier

Einfamilienhäuser	3	Strombedarf in MWh/a	1.739
Mehrfamilienhäuser	65	Wärmebedarf in MWh/a	5.350
Kommunal & Gewerbeobjekte	1	Kältebedarf in MWh/a	14

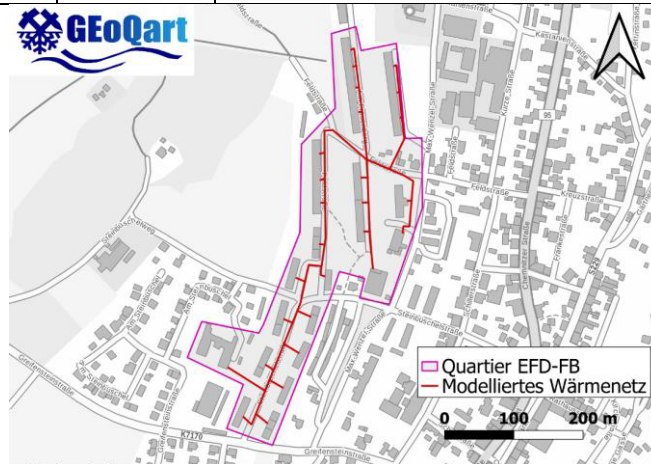


Gesamtenergiebedarf



### Wärmenetz

Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsdichte in kWh/(m·a)	<b>3.309</b>
Netzlänge in m	<b>1.617</b>	Maximaler Volumenstrom in m³/h	<b>121</b>

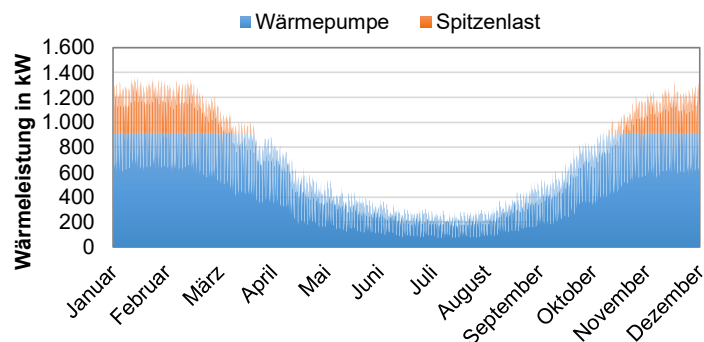


Wärmenetzkarte



### Energiesystem

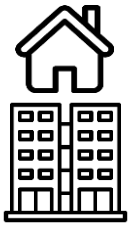
Wärmepumpenleistung in kW	<b>914</b>	Spitzenlastleistung in kW	<b>462</b>
El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	<b>1.100</b>	Erdgasenergie in MWh/a	<b>503</b>
El. Energie Pumpen in MWh/a			<b>202</b>
Wärmepumpendeckungsgrad in %			<b>90</b>
Photovoltaikleistung in kWp			<b>1.585</b>
Batteriespeicherkapazität in kWh			<b>Nicht vorteilhaft</b>
Eigendeckungsrate in %			<b>31</b>



Wärmebedarfsprofil

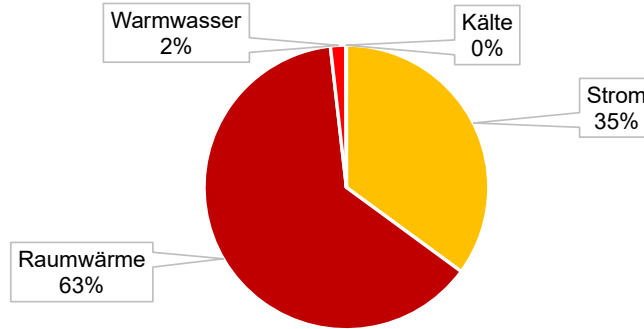
 <b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>2.679.689</b>
	Förderung in %	<b>40</b>
	Amortisationszeit in Jahren	<b>12,2</b>
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>27,9</b>
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>4,3</b>
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	<b>3,6</b>
	<p style="text-align: center;">Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>	
 <b>Ökologie</b>	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>135</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>922</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-188</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>868</b>
	Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-58</b>
	<p style="text-align: center;">CO<sub>2</sub>-Bilanz im Quartier      Vergleich zu Referenzfall</p>	
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6
	Basiszinssatz in %	3,4
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	903
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	15
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Entwässerungstollen
	Annahme Erschließungstiefe in m	300
	Erschließung über	Vorhandener Schacht
Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	14	
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	4,5	

## Standort: Ehrenfriedersdorf, Schulkomplex



### Quartier

Einfamilienhäuser	1	Strombedarf in MWh/a	271
Mehrfamilienhäuser	3	Wärmebedarf in MWh/a	501
Kommunal & Gewerbeobjekte	3	Kältebedarf in MWh/a	0,5

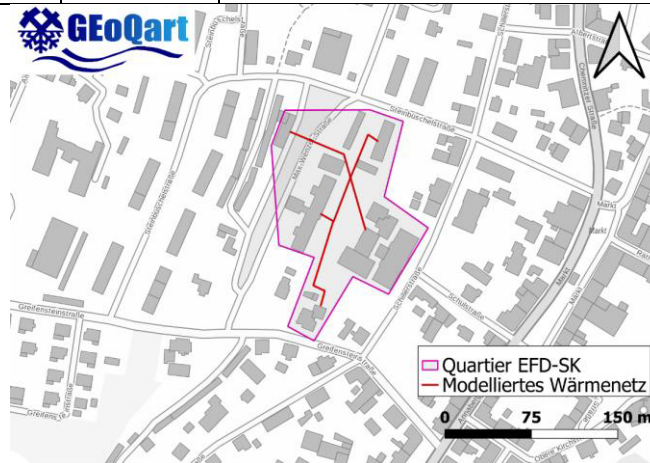


Gesamtenergiebedarf



### Wärmenetz

Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsdichte in kWh/(m <sup>2</sup> ·a)	<b>1.504</b>
Netzlänge in m	<b>333</b>	Maximaler Volumenstrom in m <sup>3</sup> /h	<b>9</b>

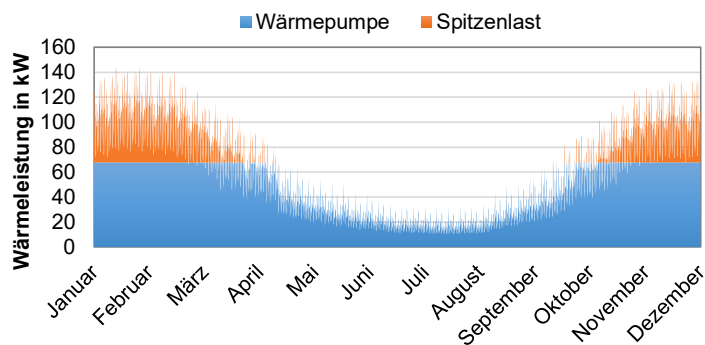


Wärmenetzkarte



### Energiesystem

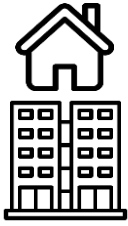
Wärmepumpenleistung in kW	<b>68</b>	Spitzenlastleistung in kW	<b>78</b>
El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	<b>90</b>	Erdgasenergie in MWh/a	<b>95</b>
El. Energie Pumpen in MWh/a			<b>15</b>
Wärmepumpendeckungsgrad in %			<b>80</b>
Photovoltaikleistung in kWp			<b>309</b>
Batteriespeicherkapazität in kWh			<b>Nicht vorteilhaft</b>
Eigendeckungsrate in %			<b>42</b>



Wärmebedarfsprofil

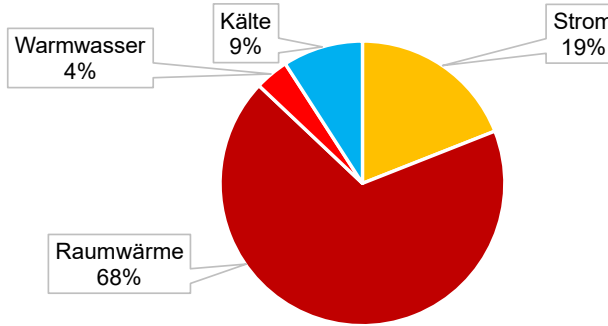
<b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>737.870</b>
	Förderung in %	<b>40</b>
	Amortisationszeit in Jahren	<b>13,5</b>
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>29,3</b>
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>8,2</b>
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	<b>7,5</b>
	<p style="text-align: center;">Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>	
<b>Ökologie</b>	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>25</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>99</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-48</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>75</b>
	Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-69</b>
	<p style="text-align: center;">CO<sub>2</sub>-Bilanz im Quartier      Vergleich zu Referenzfall</p>	
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6
	Basiszinssatz in %	3,4
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	905
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	15
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Entwässerungstollen
	Annahme Erschließungstiefe in m	300
	Erschließung über	Vorhandener Schacht
Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	14	
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	4,5	

## Standort: Freiberg, Altstadt



### Quartier

Einfamilienhäuser	<b>198</b>	Strombedarf in MWh/a	<b>11.147</b>
Mehrfamilienhäuser	<b>522</b>	Wärmebedarf in MWh/a	<b>42.116</b>
Kommunal & Gewerbeobjekte	<b>350</b>	Kältebedarf in MWh/a	<b>5.344</b>

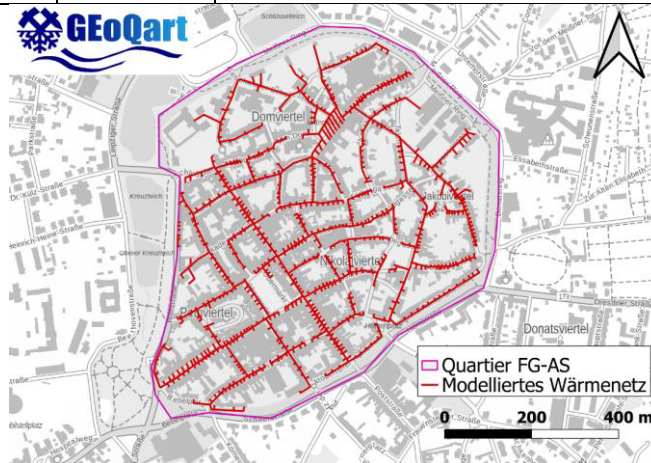


Gesamtenergiebedarf



### Wärmenetz

Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsdichte in kWh/(m <sup>2</sup> ·a)	<b>2.885</b>
Netzlänge in m	<b>14.597</b>	Maximaler Volumenstrom in m <sup>3</sup> /h	<b>753</b>

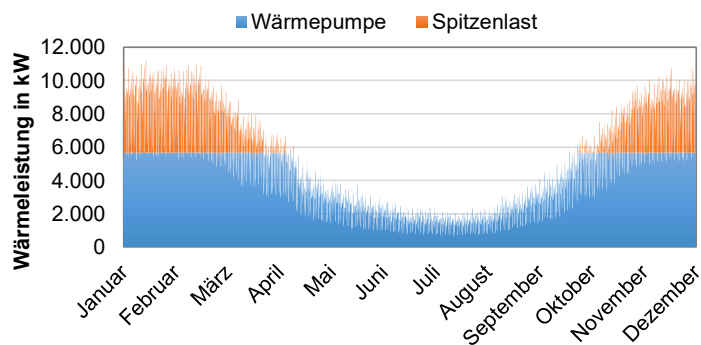


Wärmenetzkarte



### Energiesystem

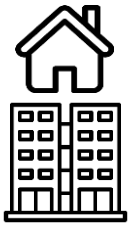
Wärmepumpenleistung in kW	<b>5.661</b>	Spitzenlastleistung in kW	<b>5.501</b>
El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	<b>7.588</b>	Erdgasenergie in MWh/a	<b>7.903</b>
El. Energie Pumpen in MWh/a			<b>1.811</b>
Wärmepumpendeckungsgrad in %			<b>80</b>
Photovoltaikleistung in kWp			<b>14.625</b>
Batteriespeicherkapazität in kWh			<b>Nicht vorteilhaft</b>
Eigendeckungsrate in %			<b>35</b>



Wärmebedarfsprofil

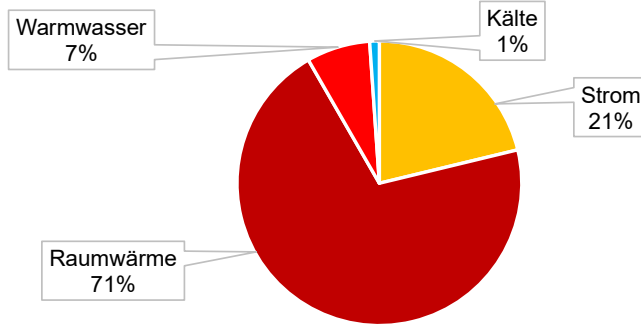
 <b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>23.295.955</b>
	Förderung in %	<b>40</b>
	Amortisationszeit in Jahren	<b>11,9</b>
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>31,0</b>
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>4,6</b>
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	<b>3,9</b>
<p style="text-align: center;">Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>		
 <b>Ökologie</b>	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>2.114</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>5.946</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-1.830</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>6.231</b>
	Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-59</b>
	<p style="text-align: center;">CO<sub>2</sub>-Bilanz im Quartier      Vergleich zu Referenzfall</p>	
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6
	Basiszinssatz in %	3,4
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	806
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	10
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Entwässerungsstollen
	Annahme Erschließungstiefe in m	300
	Erschließung über	Vorhandener Schacht
Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	14	
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	4,5	

## Standort: Freiberg, Friedeburg



### Quartier

Einfamilienhäuser	0	Strombedarf in MWh/a	3.494
Mehrfamilienhäuser	181	Wärmebedarf in MWh/a	12.789
Kommunal & Gewerbeobjekte	8	Kältebedarf in MWh/a	179

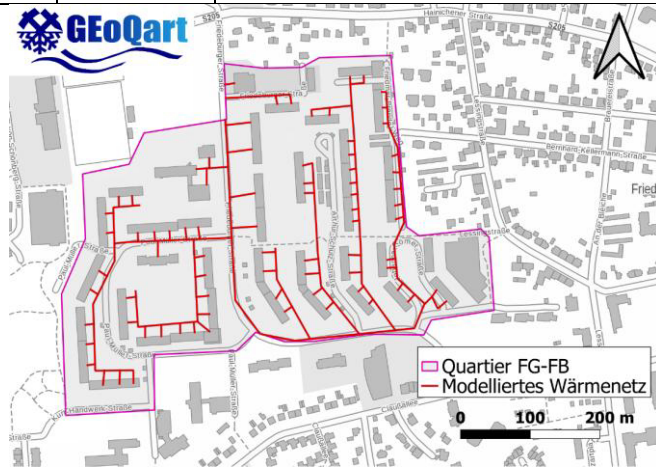


Gesamtenergiebedarf



### Wärmenetz

Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsdichte in kWh/(m <sup>2</sup> ·a)	3.045
Netzlänge in m	4.200	Maximaler Volumenstrom in m <sup>3</sup> /h	226

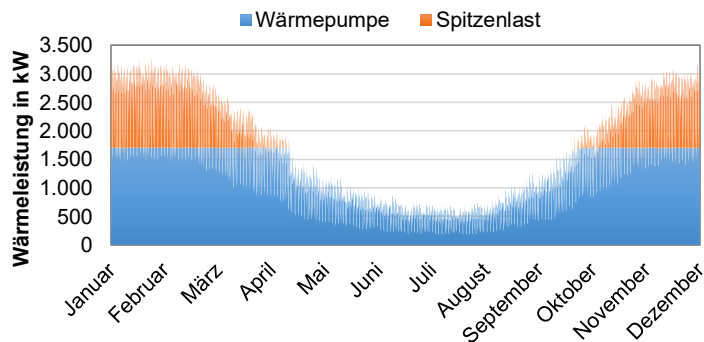


Wärmenetzkarte



### Energiesystem

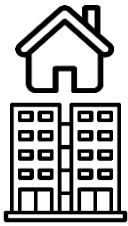
Wärmepumpenleistung in kW	1.710	Spitzenlastleistung in kW	1.574
El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	2.343	Erdgasenergie in MWh/a	2.399
El. Energie Pumpen in MWh/a			451
Wärmepumpendeckungsgrad in %			80
Photovoltaikleistung in kWp			4.112
Batteriespeicherkapazität in kWh			<b>Nicht vorteilhaft</b>
Eigendeckungsrate in %			34



Wärmeleistungsprofil

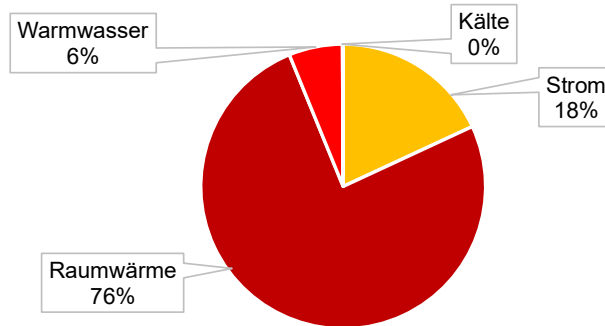
 <b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>6.060.712</b>
	Förderung in %	<b>40</b>
	Amortisationszeit in Jahren	<b>12,1</b>
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>28,8</b>
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>4,4</b>
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	<b>3,7</b>
	<p>Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>	
 <b>Ökologie</b>	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>642</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>1.883</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-653</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>1.822</b>
	Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-61</b>
	<p>CO<sub>2</sub>-Bilanz im Quartier      Vergleich zu Referenzfall</p>	
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6
	Basiszinssatz in %	3,4
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	926
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	15
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Entwässerungsstollen
	Annahme Erschließungstiefe in m	300
	Erschließung über	Vorhandener Schacht
	Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	14
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	4,5	

## Standort: Johannegeorgenstadt, Pulverturm



### Quartier

Einfamilienhäuser	0	Strombedarf in MWh/a	607
Mehrfamilienhäuser	32	Wärmebedarf in MWh/a	2.747
Kommunal & Gewerbeobjekte	1	Kältebedarf in MWh/a	2,8

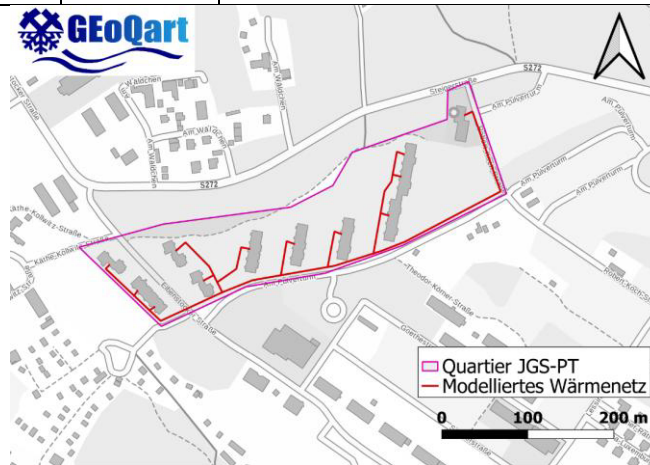


Gesamtenergiebedarf



### Wärmenetz

Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsdichte in kWh/(m·a)	<b>2.376</b>
Netzlänge in m	<b>1.156</b>	Maximaler Volumenstrom in m³/h	<b>49</b>

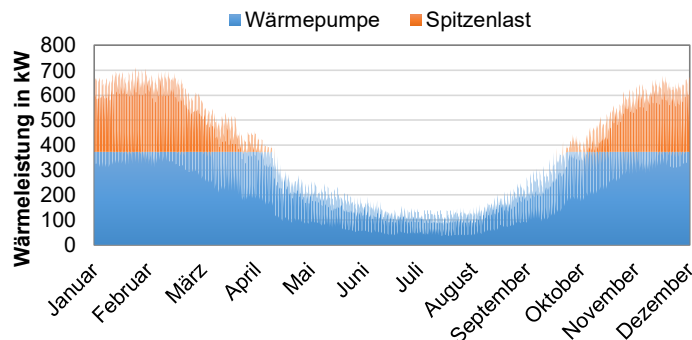


Wärmenetzkarte



### Energiesystem

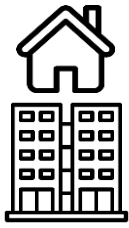
Wärmepumpenleistung in kW	<b>373</b>	Spitzenlastleistung in kW	<b>339</b>
El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	<b>500</b>	Erdgasenergie in MWh/a	<b>516</b>
El. Energie Pumpen in MWh/a			<b>98</b>
Wärmepumpendeckungsgrad in %			<b>80</b>
Photovoltaikleistung in kWp			<b>867</b>
Batteriespeicherkapazität in kWh			<b>Nicht vorteilhaft</b>
Eigendeckungsrate in %			<b>35</b>



Wärmebedarfsprofil

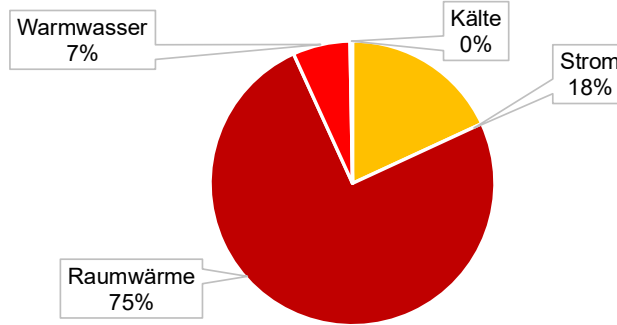
 <b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>1.589.380</b>
	Förderung in %	<b>40</b>
	Amortisationszeit in Jahren	<b>12,6</b>
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>33,8</b>
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>5,1</b>
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	<b>4,3</b>
	<p>Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>	
 <b>Ökologie</b>	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>138</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>348</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-144</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>342</b>
	Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-64</b>
	<p>CO<sub>2</sub>-Bilanz im Quartier      Vergleich zu Referenzfall</p>	
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6
	Basiszinssatz in %	3,4
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	908
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	15
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Entwässerungsstollen
	Annahme Erschließungstiefe in m	300
	Erschließung über	Vorhandener Schacht
Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	14	
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	4,5	

## Standort: Schneeberg, Alte Siedlung



### Quartier

Einfamilienhäuser	0	Strombedarf in MWh/a	1.829
Mehrfamilienhäuser	121	Wärmebedarf in MWh/a	8.243
Kommunal & Gewerbeobjekte	1	Kältebedarf in MWh/a	29

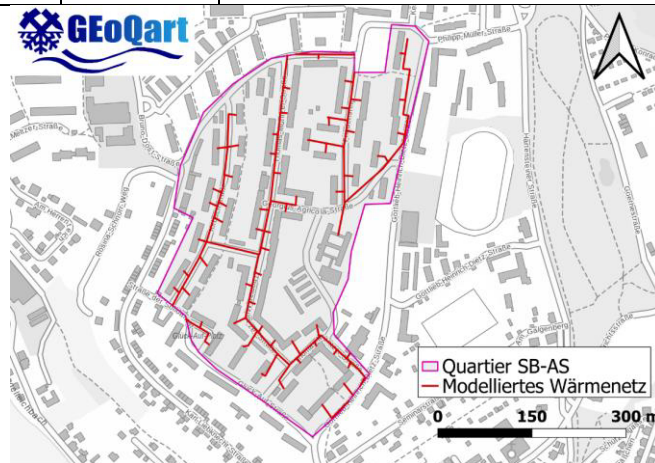


Gesamtenergiebedarf



### Wärmenetz

Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsdichte in kWh/(m·a)	<b>2.664</b>
Netzlänge in m	<b>3.094</b>	Maximaler Volumenstrom in m³/h	<b>187</b>

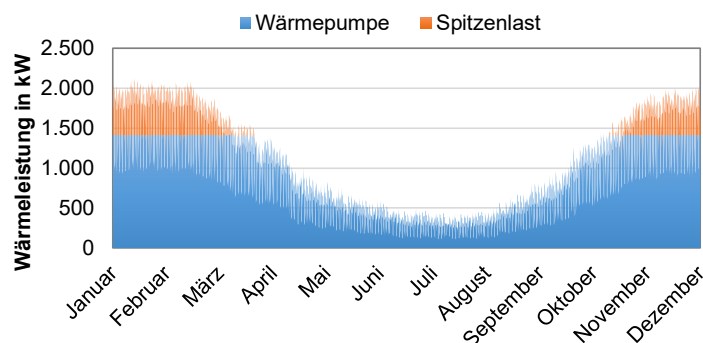


Wärmenetzkarte



### Energiesystem

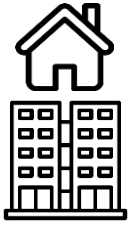
Wärmepumpenleistung in kW	<b>1.412</b>	Spitzenlastleistung in kW	<b>711</b>
El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	<b>1.694</b>	Erdgasenergie in MWh/a	<b>775</b>
El. Energie Pumpen in MWh/a			<b>329</b>
Wärmepumpendeckungsgrad in %			<b>90</b>
Photovoltaikleistung in kWp			<b>2.385</b>
Batteriespeicherkapazität in kWh			<b>Nicht vorteilhaft</b>
Eigendeckungsrate in %			<b>31</b>



Wärmebedarfsprofil

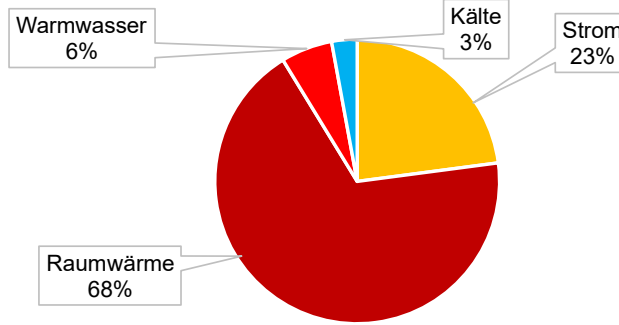
 <b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>4.126.851</b>
	Förderung in %	<b>40</b>
	Amortisationszeit in Jahren	<b>12,2</b>
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>34,3</b>
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>4,5</b>
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	<b>3,7</b>
<p>Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>		
 <b>Ökologie</b>	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>207</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>1.178</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-297</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>1.088</b>
	Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-62</b>
	<p>CO<sub>2</sub>-Bilanz im Quartier      Vergleich zu Referenzfall</p>	
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6
	Basiszinssatz in %	3,4
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	811
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	15
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Entwässerungsstollen
	Annahme Erschließungstiefe in m	300
	Erschließung über	Vorhandener Schacht
Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	14	
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	4,5	

## Standort: Schwarzenberg, Heide



### Quartier

Einfamilienhäuser	32	Strombedarf in MWh/a	4.027
Mehrfamilienhäuser	160	Wärmebedarf in MWh/a	13.040
Kommunal & Gewerbeobjekte	19	Kältebedarf in MWh/a	507

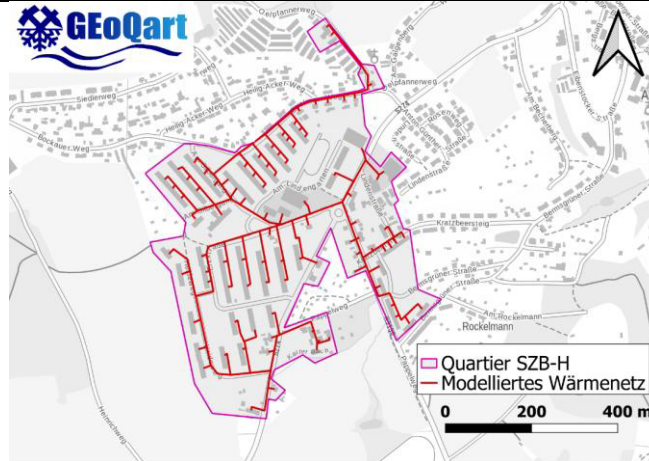


Gesamtenergiebedarf



### Wärmenetz

Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsdichte in kWh/(m <sup>2</sup> ·a)	<b>2.169</b>
Netzlänge in m	<b>6.013</b>	Maximaler Volumenstrom in m <sup>3</sup> /h	<b>235</b>

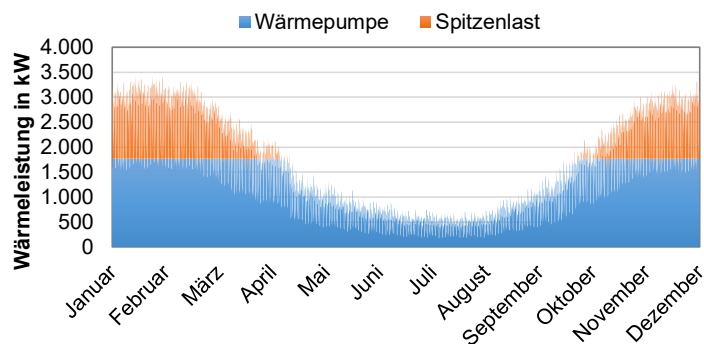


Wärmenetzkarte



### Energiesystem

Wärmepumpenleistung in kW	<b>1.770</b>	Spitzenlastleistung in kW	<b>1.667</b>
El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	<b>2.389</b>	Erdgasenergie in MWh/a	<b>2.460</b>
El. Energie Pumpen in MWh/a			<b>538</b>
Wärmepumpendeckungsgrad in %			<b>80</b>
Photovoltaikleistung in kWp			<b>5.000</b>
Batteriespeicherkapazität in kWh			<b>Nicht vorteilhaft</b>
Eigendeckungsrate in %			<b>36</b>



Wärmebedarfprofil

 <b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>7.236.894</b>
	Förderung in %	<b>40</b>
	Amortisationszeit in Jahren	<b>12,1</b>
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>28,5</b>
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>4,5</b>
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	<b>3,9</b>
	<p>Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>	
 <b>Ökologie</b>	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>658</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>1.988</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-765</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>1.881</b>
	Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-62</b>
	<p>CO<sub>2</sub>-Bilanz im Quartier      Vergleich zu Referenzfall</p>	
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6
	Basiszinssatz in %	3,4
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	887
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	15
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Entwässerungstollen
	Annahme Erschließungstiefe in m	300
	Erschließung über	Vorhandener Schacht
	Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	14
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	4,5	

## Zusammenfassung

Im Ergebnis konnte für jedes Quartier ein Umsetzungsvorschlag erarbeitet werden. Jedes der Konzepte stellte sich mit dem Optimierungsparameter der Gesamtkosten für die Quartiersnutzer und unter Beachtung der gegebenen Untersuchungsbedingungen als die wirtschaftlichste Umsetzungsvariante heraus. Im Ergebnis liegen eine Reihe von Konzepten vor, welche in ihrem Gesamtinvestitionsvolumen bei einer Förderung von jeweils 40 % von 738.000 € bis zu 23.296.000 € reichen. Die erstellten Energiesysteme erfassen gemäß der Quartierszusammensetzung wenige bis zu mehr als 1.000 Einzelgebäude. Unter der Annahme, dass das Grubenwasser die notwendige Umweltwärme zur Verfügung stellen kann, ergeben sich die wirtschaftlichsten Szenarien im Bereich von 70 % - 90 % Wärmepumpendeckungsgrad. Trotz der als Randbedingung gegebenen Amortisationszeit von 15 Jahren, amortisieren sich die Systeme eher in einem Bereich von 11,9 bis 13,5 Jahren. Dies liegt an der Berücksichtigung der Ersatzbeschaffungen, welche insbesondere nach 15 Jahren anfallen. So können sich reale Amortisationszeiten ergeben, welche unter der angegebenen gewünschten Amortisationszeit liegen. Mit der gegebenen Amortisationszeit und den weiteren wirtschaftlichen Randbedingungen werden für jedes Quartier die Arbeitspreise für Strom, Wärme und Kälte errechnet, welche notwendig sind, um eine Rückzahlung des Systems in der angegebenen Amortisationszeit zu gewährleisten. Die so errechneten Arbeitspreise reichen bei Strom von 22,7 ct/kWh bis 34,3 ct/kWh, bei Wärme von 4,3 ct/kWh bis 8,2 ct/kWh und bei Kälte von 3,6 ct/kWh bis 7,5 ct/kWh. Diese Preise sind ohne die Berücksichtigung von spezifischen Grundpreisen für die Nutzer errechnet. Im Bereich der Ökologie sparen die Energiesysteme 58 % bis 69 % an Treibhausgasemissionen ein.

Für die Einordnung ist wichtig erneut herauszustellen, dass die Ergebnisse von den gewählten Randbedingungen und Annahmen abhängen. Bei der Wirtschaftlichkeit kann z.B. eine Variation der Energiebeschaffungspreise zu starken Veränderungen der Arbeitspreise für die Nutzer führen. Ebenso wirkt sich die Variation der Amortisationszeit oder der Förderrate in hohem Maße auf die Nutzerpreise aus (siehe Kapitel 2.7.1.4). Im Bereich der Ökologie wird trotz der Nutzung von Erdgasspitzenlast der Großteil der Emissionen im Strombereich emittiert. Ein Großteil dieser Emissionen sind wiederum indirekt auf den Bezug von Netzstrom zurückzuführen. Die spezifischen Treibhausgasemissionen von Netzstrom wirken sich daher in hohem Maße auf das Bilanzergebnis im Quartier aus. Sinkt der spezifische Emissionswert, so verbessert sich auch die ökologische Bilanz des Quartiers. Es ist somit zu erwarten, dass die errechneten Einsparungen an Treibhausgasemissionen mit einem höheren Anteil von emissionsarmem Strom im Netz weiter sinken werden. Die hier in den Quartiersszenarien gegebenen Ergebniswerte sind somit als unterer Einsparungswert zu betrachten.

Für das Verständnis der Steckbrieffälle ist ebenfalls herauszustellen, dass die Detailtiefe für die Anordnung in einer Übersicht deutlich reduziert werden musste. Das **GGeoQart**-Auslegungswerkzeug selbst ermöglicht eine tiefere Detailsicht der Ergebnisse. So können dort Investitionskosten nicht nur in der Gesamtsumme, sondern aufgeteilt nach Technikmodulen eingesehen werden. Nach der Wirtschaftlichkeitsbilanzierung können ebenfalls verschiedene Kostenarten, wie kapital-, variable und bedarfsgebundene Kosten eingesehen werden, welche in den Steckbriefübersichten nicht integriert wurden. Auch im Ökologiebereich können weitere Details eingesehen werden. Dazu zählt z.B. die Aufschlüsselung der Stromemissionen in die verschiedenen Bezugsarten (Netz, Photovoltaik, Batterie) oder die Zuordnung nach Nutzung (Gebäude, Wärmepumpe, Pumpen und Batterieverluste). Dem Nutzer stehen bei Nutzung des Auslegungswerkzeuges so eine Vielzahl an zusätzlichen Informationen zur Verfügung.

Die berechneten Fälle unterliegen ebenfalls Einschränkungen. So sind alle Berechnungsergebnisse mit aktuellen Kostendaten durchgeführt worden. Eine Änderung in den realen Kosten von Anlagentechnik wie z.B. Wärmepumpe, Photovoltaikmodule oder Batteriespeicher führt somit real zu unterschiedlichen Anschaffungskosten als im Auslegungswerkzeug automatisch berechnet. Die Nutzer sind daher angehalten, die Investitionskostenwerte zu prüfen und gegebenenfalls die vorhandenen Felder zur Eigeneingabe der Kostenwerte zu nutzen. Weiterhin mussten in der Umsetzung und für die Integration der verschiedenen Technologiemodule Vereinfachungen getroffen werden. Im Bereich der Grubenwasseranlage führt die diskrete Betrachtung der Grubenwasserfälle von gefluteten Strecken in der Datenbank zu Ungenauigkeiten. Dies betrifft die Berechnung des Wärmepotenzials der Grubenwasseranlage, wobei Grubenwasserwärmemenge und die Grubenwasserleistung in variierendem Maße unterschätzt werden (siehe methodische Beschreibung

in Kapitel 2.2.3). Im Bereich des Wärmenetzes wurde für die Integration in ein kompaktes und effizientes Excelwerkzeug auf eine tiefe thermohydraulische Netzmodellierung verzichtet (siehe Kapitel 2.4.2.1). Dadurch können insbesondere in den Temperaturniveaus Abweichungen in der Ankopplung zu den Technikmodulen entstehen, was zum einen die Wärmeverluste und zum anderen die Wärmepumpeneffizienz beeinflussen kann. Diese ist im Energiesystem ebenfalls mit der Vereinfachung berechnet, dass sie lediglich von dem Temperaturhub von Wärmequelle zu Wärmesenke abhängt. In realen Wärmepumpenanlagen ist die Effizienz ein Resultat von betriebsabhängigen und anlagentechnischen Faktoren und sollte für gegebene Systeme für eine höhere Genauigkeit individuell nachgerechnet werden. In der Bilanzierung der Wirtschaftlichkeit wird als Grundlage die Annuitäten sowie die Kapitalwertmethode gewählt. Um die Kompatibilität der beiden Methoden zu gewährleisten, musste die Komplexität der Preisdynamik begrenzt werden. Preisänderungen können so nur durch benannte Preisänderungsraten berücksichtigt werden, was zu einer zeitlich konstanten, geometrischen Fortschreibung der betrachteten Preise führt. Dies ignoriert andere Preisänderungsszenarien wie Preisstagnationen oder ein Wechsel im zeitlichen Preisanstieg. So ist z.B. keine Umsetzung eines stufenweisen Preisanstiegs möglich.

Das Werkzeug kann so, unter Berücksichtigung seiner Limitierungen, zielgerichtet zur Erstellung einer ersten Vorstudie verwendet werden. Durch die Erklärungen im Bericht und weitere Nutzereingaben wird es so ermöglicht, die Informationslücke bis zur Durchführung einer konkret in Auftrag gegebenen Machbarkeitsstudie zu schließen.

## 2.8 Nationale und internationale Exploitation sowie Akquise weiterer Standorte und Anwendungsmöglichkeiten für eine Umsetzung der Technologie außerhalb des Modellgebietes (AP 6)

**Ziel dieses Arbeitspakets ist die Erprobung des im Projekt entwickelten Tools an mindestens drei Standorten außerhalb der Modellregion. Dies dient dazu, die Übertragbarkeit der Projektergebnisse auf andere Regionen zu validieren und die Anwendbarkeit des Tools in verschiedenen geografischen und strukturellen Kontexten zu testen. Die Ergebnisse der Demonstrationsprojekte werden genutzt, um das Tool weiter zu optimieren und für eine breitere Nutzung verfügbar zu machen.**

Im Projekt **GEoQart** wurde als zentraler Ergebnisbaustein ein nutzerfreundliches Auslegungswerkzeug für Grubenwassergeothermiesysteme entwickelt. Ziel dieses Tools ist es, auf Basis eines begrenzten, praxisnah erfassbaren Satzes von Eingangsparametern die technische, wirtschaftliche und ökologische Bewertung eines quartiersbezogenen Energiesystems zu ermöglichen. Nutzerinnen und Nutzer können damit für ein konkretes Quartier wesentliche Randbedingungen zu Gebäudestruktur, Grubenwasserverfügbarkeit, Wärmenetz, Wärmeerzeugung, Photovoltaik, Batteriespeicher und wirtschaftlichen Annahmen eingeben und daraus automatisiert belastbare Kenngrößen zur Umsetzbarkeit eines Versorgungskonzepts ableiten.

Das Werkzeug wurde so aufgebaut, dass es nicht nur reine Überschlagsrechnungen liefert, sondern bereits eine vertiefte Vorauslegung von Quartierssystemen erlaubt. Hierzu greift es auf integrierte Datenbanken, standardisierte Lastprofile, technische Auslegungsalgorithmen sowie wirtschaftliche und ökologische Bewertungsmodulare zurück. Im Ergebnis werden unter anderem Anlagengrößen, Wärme- und Kältemengen, Netzlängen, Strombedarfe, Investitionskosten, Arbeitspreise, Wirtschaftlichkeitskennwerte sowie CO<sub>2</sub>-Bilanzen ausgegeben. Zusätzlich ermöglicht das Tool über integrierte VBA-Rechenroutinen einfache Parameterstudien, mit denen sensitivitätsrelevante Einflussgrößen wie Photovoltaikleistung, Batteriespeicherkapazität, Energiepreise oder Wärmepumpendeckungsgrade systematisch variiert werden können. Dadurch lassen sich kritische Systemkomponenten identifizieren und erste Optimierungspfade für spätere Machbarkeitsstudien ableiten.

Vor diesem Hintergrund kommt dem Arbeitspaket 6 eine besondere Bedeutung zu. Im Rahmen dieses APs wird das entwickelte Auslegungswerkzeug nicht nur als Projektergebnis dokumentiert, sondern gezielt auf seine Übertragbarkeit außerhalb der Montanregion Erzgebirge geprüft. Hierfür sollen zum Projektabschluss drei Beispielstandorte außerhalb des eigentlichen Modellgebiets ausgewählt und mit dem Tool analysiert werden. Ziel ist es, die entwickelte Methodik unter abweichenden geologischen, siedlungsstrukturellen und energetischen Randbedingungen zu testen und aufzuzeigen, dass die in **GEoQart** entwickelten Ansätze nicht auf die Modellregion beschränkt bleiben.

Die Anwendung an externen Standorten dient damit mehreren Zwecken zugleich: Zum einen wird die Robustheit und Generalisierbarkeit des Werkzeugs überprüft. Zum anderen wird demonstriert, dass die entwickelten Berechnungs- und Bewertungsansätze auch für weitere Bergbauregionen in Deutschland und perspektivisch international nutzbar sind. Darüber hinaus schafft die exemplarische Anwendung außerhalb des Erzgebirges eine wichtige Grundlage für die spätere Verwertung der Projektergebnisse. Denn das Tool kann künftig als Einstiegslösung für Kommunen, Bergwerkseigentümer, Energieversorger und Planungsakteure dienen, um mit überschaubarem Aufwand erste Aussagen zur technischen Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit und ökologischen Vorteilhaftigkeit von Grubenwasser-basierten Quartierslösungen zu erhalten. Damit leistet AP 6 einen wesentlichen Beitrag zur praktischen Anschlussfähigkeit des Projekts und zur Verbreitung der entwickelten Technologie über das eigentliche Modellgebiet hinaus.

Wie geplant wurde das entwickelte Auslegungswerkzeug exemplarisch auf drei Standorte außerhalb der Montanregion Erzgebirge angewendet: Bad Ems, Hohenstein-Ernstthal und Mariánské Radčice in Tschechien. Ziel dieser Exploration war es, die Übertragbarkeit der im Projekt entwickelten Methodik auf andere bergbaulich geprägte Regionen zu prüfen und die Praxistauglichkeit des Tools unter abweichenden siedlungsstrukturellen, energetischen und geologischen Randbedingungen zu demonstrieren.

Dabei zeigte sich insgesamt sehr deutlich, dass die Anwendung des Tools auf andere Gebiete problemlos möglich ist. Im Rahmen der Übertragung auf die drei Teststandorte traten keine methodischen oder technischen Stolpersteine auf. Die erforderlichen Eingangsparameter konnten strukturiert erfasst, in das Werkzeug überführt und ohne grundsätzliche Anpassungen verarbeitet werden. Dies bestätigt, dass das in **GEoQart** entwickelte Tool nicht auf die Modellregion Erzgebirge beschränkt ist, sondern auch für andere nationale und internationale Standorte mit bergbaulichem Hintergrund eingesetzt werden kann.

Für den Standort Bad Ems wurde ein Quartier mit 57 Einfamilienhäusern, 30 Mehrfamilienhäusern sowie 10 kommunalen bzw. gewerblichen Objekten betrachtet. Der Wärmebedarf des Quartiers liegt bei 3.326 MWh/a, der Strombedarf bei 751 MWh/a. Das Tool ermittelte für dieses Quartier ein dezentrales Wärmenetz mit einer Gesamtlänge von 1.039 m und einer vergleichsweise hohen Wärmebelegungsdichte von 3.201 kWh/(m·a). Die Wärmepumpenleistung wurde mit 358 kW, die Spitzenlastleistung mit 589 kW berechnet. Bei einem Wärmepumpendeckungsgrad von 70 % ergibt sich ein Strombedarf der Wärmepumpen von 401 MWh/a und ein Erdgasbedarf der Spitzenlastdeckung von 935 MWh/a. Ergänzend wurde ein PV-Potenzial von 1.033 kWp ausgewiesen; ein Batteriespeicher erwies sich im berechneten Szenario als nicht vorteilhaft. Die Eigendeckungsrate liegt bei 41 %. Wirtschaftlich ergibt sich bei 40 % Förderung eine Investitionssumme von rund 1,62 Mio. € und eine Amortisationszeit von 12,0 Jahren. Die berechneten Arbeitspreise betragen 27,2 ct/kWh für Strom und 4,6 ct/kWh für Wärme. Ökologisch weist das Quartier eine jährliche CO<sub>2</sub>-Äquivalent-Bilanz von 311 t/a auf. Gegenüber dem Referenzfall ergibt sich damit eine deutliche Emissionsminderung; die in der Tabelle ausgewiesenen 73 % sind als Einsparpotenzial gegenüber einer konventionellen Versorgung zu interpretieren. Alle Ergebnisse sind ausführlich in nachfolgender Tabelle 58 aufgelistet.

Tabelle 58: Ergebnisse der Toolanwendung für das Quartier in Bad Ems

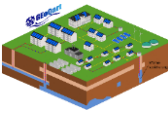
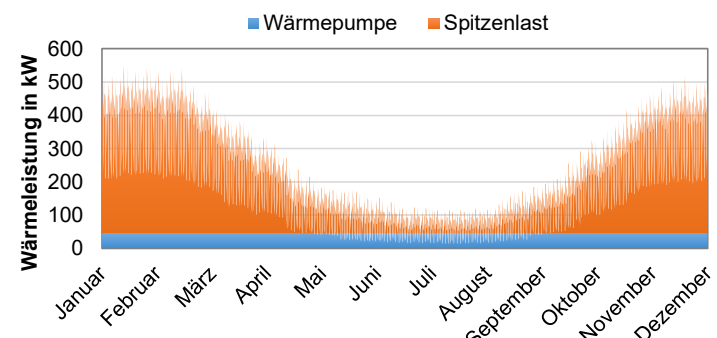
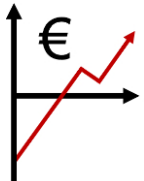
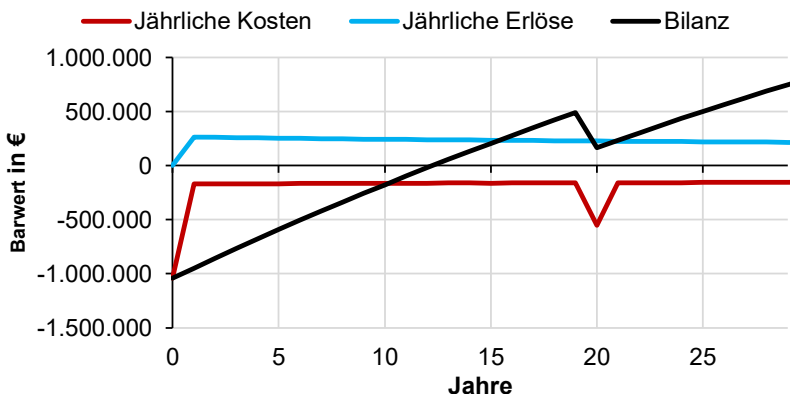
<b>Standort: Bad Ems</b>				
 <b>Quartier</b>	Einfamilienhäuser	<b>57</b>	Strombedarf in MWh/a	<b>751</b>
	Mehrfamilienhäuser	<b>30</b>	Wärmebedarf in MWh/a	<b>3.326</b>
	Kommunal & Gewerbeobjekte	<b>10</b>	Kältebedarf in MWh/a	<b>0</b>
 Gesamtenergiebedarf				
 <b>Wärmenetz</b>	Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsdichte in kWh/(m·a)	<b>3.201</b>
	Netzlänge in m	<b>1.039</b>	Maximaler Volumenstrom in m³/h	<b>51</b>
	 Wärmenetzkarte			
 <b>Energiesystem</b>	Wärmepumpenleistung in kW	<b>358</b>	Spitzenlastleistung in kW	<b>589</b>
	El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	<b>401</b>	Erdgasenergie in MWh/a	<b>935</b>
	El. Energie Pumpen in MWh/a	<b>22</b>		
	Wärmepumpendeckungsgrad in %	<b>70</b>		
	Photovoltaikleistung in kWp	<b>1.033</b>		
	Batteriespeicherkapazität in kWh	<b>Nicht vorteilhaft</b>		
	Eigendeckungsrate in %	<b>41</b>		
	 Wärmebedarfsprofil			

 <b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>1.623.793</b>
	Förderung in %	<b>40</b>
	Amortisationszeit in Jahren	<b>12,0</b>
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>27,2</b>
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>4,6</b>
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	<b>-</b>
<p style="text-align: center;">Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>		
 <b>Ökologie</b>	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>250</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>311</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-250</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>311</b>
	Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-73</b>
	<p style="text-align: center;">CO<sub>2</sub>-Bilanz im Quartier</p>	
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6
	Basiszinssatz in %	3,4
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	1080
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	5
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Entwässerungsstollen
	Annahme Erschließungstiefe in m	50
	Erschließung über	Vorhandener Schacht
Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	25	
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	5,3	

Für Hohenstein-Ernstthal wurde ein kleineres Quartier mit 58 Einfamilienhäusern, 6 Mehrfamilienhäusern und 2 kommunalen bzw. gewerblichen Objekten analysiert. Der Strombedarf beträgt 278 MWh/a, der Wärmebedarf 1.821 MWh/a. Das berechnete dezentrale Wärmenetz ist mit 1.967 m deutlich länger als in Bad Ems, während die Wärmebelegungsichte mit 926 kWh/(m·a) erheblich geringer ausfällt. Dies weist auf weniger kompakte siedlungsstrukturelle Verhältnisse hin und erklärt die insgesamt ungünstigere netztechnische Ausgangssituation. Die Wärmepumpenleistung liegt bei lediglich 43 kW, während die Spitzenlastleistung 510 kW beträgt. Der Wärmepumpendeckungsgrad beträgt in diesem Beispiel 20 %, was mit der vergleichsweise niedrigen Grubenwassertemperatur von 7 °C und der Erschließung über eine geflutete Strecke zusammenhängt. Entsprechend liegt der Erdgasbedarf der Spitzenlastdeckung mit 1.369 MWh/a deutlich über dem Strombedarf der Wärmepumpe von 100 MWh/a. Das PV-Potenzial wurde mit 535 kWp berechnet; auch hier erwies sich ein Batteriespeicher als nicht wirtschaftlich vorteilhaft. Die Eigendeckungsrate beträgt 46 %. Wirtschaftlich ergeben sich Investitionskosten von rund 1,04 Mio. € und eine Amortisationszeit von 12,3 Jahren. Die Arbeitspreise liegen bei 36,8 ct/kWh für Strom und 8,0 ct/kWh für Wärme. Die jährliche CO<sub>2</sub>-Bilanz beträgt 296 t/a. Gegenüber dem Referenzfall wird auch hier eine deutliche Reduktion erreicht, die in den Ergebnissen mit 49 % ausgewiesen ist. Insgesamt zeigt dieser Standort, dass das Tool auch für energetisch weniger günstige Randbedingungen belastbare Ergebnisse liefert und Unterschiede zwischen Standorten plausibel abbildet. Alle Ergebnisse sind ausführlich in nachfolgender Tabelle 59 aufgelistet.

Tabelle 59: Ergebnisse der Toolanwendung für das Quartier in Bad Ems

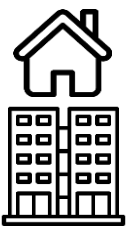
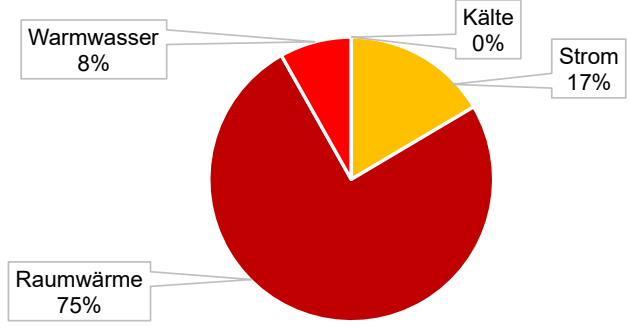

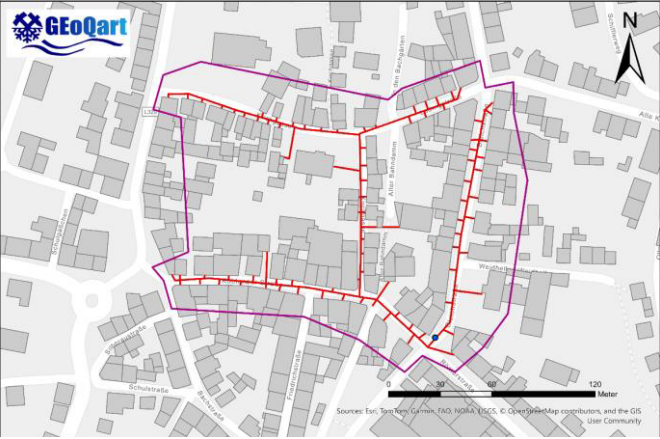

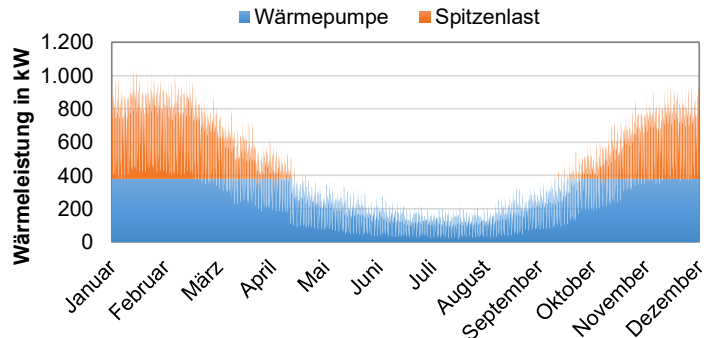
<b>Standort: Hohenstein-Ernstthal</b>				
  <b>Quartier</b>	Einfamilienhäuser	<b>58</b>	Strombedarf in MWh/a	<b>278</b>
	Mehrfamilienhäuser	<b>6</b>	Wärmebedarf in MWh/a	<b>1.821</b>
	Kommunal & Gewerbeobjekte	<b>2</b>	Kältebedarf in MWh/a	<b>0</b>
	<p style="text-align: center;">Gesamtenergiebedarf</p>			
  <b>Wärmenetz</b>	Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsichte in kWh/(m·a)	<b>926</b>
	Netzlänge in m	<b>1.967</b>	Maximaler Volumenstrom in m <sup>3</sup> /h	<b>5,3</b>
	<p style="text-align: center;">Wärmenetzkarte</p>			

 <b>Energiesystem</b>	Wärmepumpenleistung in kW	<b>43</b>	Spitzenlastleistung in kW	<b>510</b>
	El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	<b>100</b>	Erdgasenergie in MWh/a	<b>1.369</b>
	El. Energie Pumpen in MWh/a	<b>2</b>		
	Wärmepumpendeckungsgrad in %	<b>20</b>		
	Photovoltaikleistung in kWp	<b>535</b>		
	Batteriespeicherkapazität in kWh	<b>Nicht vorteilhaft</b>		
	Eigendeckungsrate in %	<b>46</b>		
 <p>Wärmebedarfsprofil</p>				
 <b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>1.041.606</b>		
	Förderung in %	<b>40</b>		
	Amortisationszeit in Jahren	<b>12,3</b>		
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>36,8</b>		
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>8,0</b>		
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	<b>-</b>		
 <p>Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>				

<b>Ökologie</b>		Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>366</b>
		Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>94</b>
		Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-164</b>
		Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>296</b>
		Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-49</b>
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18	
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4	
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8	
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8	
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6	
	Basiszinssatz in %	3,4	
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	1100	
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen	
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	12	
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Geflutete Strecke	
	Annahme Erschließungstiefe in m	42	
	Erschließung über	Bohrung	
	Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	7	
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	3,6		

Für den tschechischen Standort Mariánské Radčice wurde ein größeres Quartier mit 116 Einfamilienhäusern, 5 Mehrfamilienhäusern und 13 kommunalen bzw. gewerblichen Objekten untersucht. Der Wärmebedarf liegt bei 3.352 MWh/a, der Strombedarf bei 662 MWh/a. Das Tool ermittelte ein dezentrales Wärmenetz mit einer Länge von 4.911 m. Trotz der vergleichsweise großen Netzausdehnung liegt die Wärmebelegungsichte mit 682 kWh/(m·a) am niedrigsten der drei Beispielstandorte. Die Wärmepumpenleistung wurde mit 381 kW, die Spitzenlastleistung mit 666 kW berechnet. Bei einem Wärmepumpendeckungsgrad von 70 % ergibt sich ein Strombedarf der Wärmepumpen von 402 MWh/a sowie ein Erdgasbedarf der Spitzenlastdeckung von 1.015 MWh/a. Das PV-Potenzial beträgt 1.110 kWp; auch an diesem Standort wurde ein Batteriespeicher als nicht vorteilhaft bewertet. Die Eigendeckungsrate liegt bei 42 %. Wirtschaftlich ergibt sich eine Investitionssumme von rund 2,30 Mio. € und eine Amortisationszeit von 12,4 Jahren. Die berechneten Arbeitspreise betragen 36,4 ct/kWh für Strom und 7,5 ct/kWh für Wärme. Die ökologische Bilanz weist jährliche Emissionen von 247 t CO<sub>2</sub>-Äq. aus. Gegenüber dem Referenzfall ergibt sich auch hier eine sehr deutliche Emissionsreduktion, die mit 78 % angegeben wird. Alle Ergebnisse sind ausführlich in nachfolgender Tabelle 59 aufgelistet.

Tabelle 60: Tabelle 61: Ergebnisse der Toolanwendung für das Quartier in Bad Ems

<b>Standort: Mariánské Radčice</b>					
 <b>Quartier</b>	Einfamilienhäuser	<b>116</b>	Strombedarf in MWh/a	<b>662</b>	
	Mehrfamilienhäuser	<b>5</b>	Wärmebedarf in MWh/a	<b>3.352</b>	
	Kommunal & Gewerbeobjekte	<b>13</b>	Kältebedarf in MWh/a	<b>0</b>	
 <p style="text-align: center;">Gesamtenergiebedarf</p>					
 <b>Wärmenetz</b>	Wärmenetzart	<b>Dezentral</b>	Wärmebelegungsdichte in kWh/(m·a)	<b>682</b>	
	Netzlänge in m	<b>4.911</b>	Maximaler Volumenstrom in m³/h	<b>54</b>	
	 <p style="text-align: center;">Wärmenetzkarte</p> <ul style="list-style-type: none"> <li><span style="color: red;">—</span> Modelliertes Wärmenetz</li> <li><span style="border: 1px solid purple; display: inline-block; width: 15px; height: 10px;"></span> Quartiersgrenze</li> <li><span style="color: blue;">●</span> Entnahmestellen</li> </ul>				
 <b>Energiesystem</b>	Wärmepumpenleistung in kW	<b>381</b>	Spitzenlastleistung in kW	<b>666</b>	
	El. Energie Wärmepumpen in MWh/a	<b>402</b>	Erdgasenergie in MWh/a	<b>1.015</b>	
	El. Energie Pumpen in MWh/a				<b>48</b>
	Wärmepumpendeckungsgrad in %				<b>70</b>
	Photovoltaikleistung in kWp				<b>1.110</b>
	Batteriespeicherkapazität in kWh				<b>Nicht vorteilhaft</b>
	Eigendeckungsrate in %				<b>42</b>
	 <p style="text-align: center;">Wärmebedarfsprofil</p>				

 <b>Wirtschaftlichkeit</b>	Investitionskosten in €	<b>2.303.234</b>
	Förderung in %	<b>40</b>
	Amortisationszeit in Jahren	<b>12,4</b>
	Arbeitspreis Strom in ct/kWh	<b>36,4</b>
	Arbeitspreis Wärme in ct/kWh	<b>7,5</b>
	Arbeitspreis Kälte in ct/kWh	-
<p style="text-align: center;">Wirtschaftlichkeitsbilanz</p>		
 <b>Ökologie</b>	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Wärme in t/Jahr (Gaskessel, Pelletheizung)	<b>254</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Emissionen für Strom in t/Jahr (Wärmepumpen, Gebäude, Netzpumpen, Heizstab)	<b>289</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Gutschrift für PV-Einspeisung in t/Jahr	<b>-296</b>
	Jährliche CO <sub>2</sub> -Äq.-Bilanz im Quartier in t/Jahr	<b>247</b>
	Einsparung ggü. Referenzfall in % (Strom: Netz; Wärme: Erdgas)	<b>-78</b>
	<p style="text-align: center;">CO<sub>2</sub>-Bilanz im Quartier      Vergleich zu Referenzfall</p>	
<b>Randbedingungen</b>	Einkaufsstrompreis ct/kWh	18
	Preisänderungsrate Einkaufsstrompreis in % p.a.	1,4
	Erdgaspreis ct/kWh	7,8
	Preisänderungsrate Erdgaspreis in % p.a.	3,8
	PV-Einspeisevergütung in ct/kWh	6
	Basiszinssatz in %	3,4
	Jährlicher Ertragswert Photovoltaik in kWh/kWp	1100
	Wärmenetzverlegekosten	Mittel/teilversiegelte Flächen
	Durchschnittliche Hausanschlusslänge in m	13
	Grubenwasserverfügbarkeit über	Entwässerungsstollen
	Annahme Erschließungstiefe in m	0
	Erschließung über	Vorhandener Schacht
Mittlere Grubenwassertemperatur in °C	25	
Durchschnittliche Jahresarbeitszahl	5,9	

In der Gesamtschau zeigen die drei Beispielstandorte, dass das Auslegungswerkzeug sowohl für deutsche als auch internationale Standorte belastbare und differenzierte Ergebnisse liefert. Die Unterschiede zwischen den Ergebnissen sind fachlich nachvollziehbar und spiegeln die jeweiligen Randbedingungen der Quartiere wider, etwa hinsichtlich Netzlänge, Wärmebelegungsichte, Grubenwassertemperatur, Erschließungsart und Wärmepumpendeckungsgrad. Besonders wichtig ist, dass sich das Tool ohne grundlegende Anpassungen auf alle drei externen Standorte anwenden ließ. Es traten keine methodischen Barrieren, keine systematischen Datenprobleme und keine technischen Einschränkungen auf, die eine Übertragung verhindert hätten. Damit konnte im Rahmen von AP 6 erfolgreich gezeigt werden, dass die in **GGeoQart** entwickelte Methodik und das zugehörige Tool eine hohe Übertragbarkeit besitzen und als Grundlage für weitere Anwendungen außerhalb der Montanregion Erzgebirge geeignet sind.

## 2.9 Öffentlichkeitsarbeit und wissenschaftliche Dokumentation (AP 7)

**Das Ziel dieses Arbeitspakets war es, die Projektergebnisse strukturiert zu kommunizieren, wissenschaftlich zu dokumentieren und ihre Nachnutzung zu fördern. Hierzu wurden projektbegleitende Workshops, Beiratssitzungen und eine Fachkonferenz durchgeführt, in denen der jeweilige Projektstand präsentiert, diskutiert und weiterentwickelt wurde. Zusätzlich erfolgte die nationale und internationale Präsentation der Ergebnisse auf einschlägigen Fachveranstaltungen sowie die Veröffentlichung zentraler Inhalte in wissenschaftlichen Beiträgen. Im Zuge der engen Stakeholder-Einbindung konnten methodische Herausforderungen – insbesondere im Bereich der Kältebedarfsmodellierung – identifiziert und durch die Entwicklung einer alternativen, kennwertbasierten Methodik adressiert werden.**

### Projektkommunikation und Stakeholder-Einbindung

Zu Beginn des Projektes wurde im Dezember 2022 ein gemeinsames Kick-off mit allen assoziierten Partnern durchgeführt. Diese Auftaktveranstaltung markierte den operativen Start der Zusammenarbeit und diente der strukturierten Vorstellung der Projektziele, der Arbeitspakete sowie der geplanten Methodik. Zugleich wurde die direkte Kommunikation mit den Partnergemeinden etabliert und organisatorisch verankert. Auf dieser Basis wurde ein standardisierter Fragenkatalog zur strukturierten Informationserhebung entwickelt, der in den folgenden Abstimmungsgesprächen eingesetzt wurde und die Grundlage für eine systematische Datenerhebung bildete. Ein zentrales Element der kontinuierlichen Projektsteuerung war die Einbindung des projektbegleitenden Beirats. Im Frühjahr 2023 folgten mehrere bilaterale Abstimmungsgespräche mit assoziierten Partnern. So fanden unter anderem am 23.02.2023 ein Vor-Ort-Termin in Ehrenfriedersdorf mit Bergwerksbegehung, am 02.03.2023 ein Treffen mit der Eins Energie in Sachsen GmbH & Co. KG, am 03.03.2023 ein Gespräch mit der Stadtverwaltung Brand-Erbisdorf sowie am 07.03.2023 ein Austausch mit der Wismut AG statt. Diese Gespräche dienten der Datenerhebung, der Klärung standortspezifischer Rahmenbedingungen sowie der Diskussion möglicher Quartierszuschnitte.

Am 21.11.2023 fand ein Beiratstreffen im Hybridformat statt, bei dem insbesondere die Ergebnisse der untertägigen Potenzialanalyse (AP 1) sowie der gebäudescharfen Wärme- und Kältebedarfsmodellierung (AP 2) vorgestellt und intensiv diskutiert wurden. Neben der Präsentation von Zwischenergebnissen diente das Treffen der Priorisierung geeigneter Modellquartiere und der Bewertung der entwickelten Methodik im Hinblick auf ihre praktische Anwendbarkeit. Die Konferenz „GEoKonF“ wurde auf den 19.03.2024 in Absprache mit dem Projektbeirat terminiert. Ein weiteres Beiratstreffen fand im Jahr 2024 im Oktober im Hybridformat statt. Hier wurde insbesondere der Entwicklungsstand des Berechnungstools sowie erste Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsanalysen vorgestellt. Im Mittelpunkt der Diskussion standen die Nutzerfreundlichkeit des Tools, die Definition realistischer Photovoltaik-Szenarien sowie Fragen zur Umsetzbarkeit netzgebundener Quartierslösungen unter realen kommunalen Rahmenbedingungen. Im Frühjahr 2025 erfolgte eine interne Abstimmung im März 2025 zu zentralen Fragen der Tool-Finalisierung sowie ein fortlaufender Austausch mit den assoziierten Partnern zur Vorbereitung der Abschlussphase. Die Abschlusskonferenz wurde für den 13.08.2025 terminiert und diente der gebündelten Präsentation der entwickelten Methodik, der Modellquartiere sowie der wirtschaftlichen Bewertungsergebnisse.

Im Zuge der gebäudescharfen Kältebedarfsmodellierung traten im Projektverlauf methodische Herausforderungen auf (siehe Kapitel 2.2). Die ursprüngliche Modellierung auf Basis konsistenter Annahmen führte zu unplausiblen Ergebnissen und beherbergte Unsicherheiten hinsichtlich der Übertragbarkeit auf unterschiedliche Gebäudetypen und Nutzungsprofile. Im Rahmen der Beiratssitzungen und der bilateralen Gespräche mit Energieversorgern und Kommunen wurde dieses Problem offen diskutiert. Es zeigte sich, dass eine rein normbasierte Kühlbedarfsmodellierung mit Monatsmitteltemperaturen in Anlehnung an die erfolgreich abgeschlossene Wärmebedarfsmethodik nicht möglich ist. Auf Basis dieser engen Stakeholder-Einbindung wurde eine alternative, auf Kennwerten basierende Methodik entwickelt. Durch iterative Validierung mit bereitgestellten Realdaten aus der Modellregion konnte die Plausibilität der Ergebnisse deutlich verbessert werden. Die intensive Einbindung der Praxispartner war damit nicht nur für die Akzeptanz der Ergebnisse

relevant, sondern führte konkret zu einer methodischen Weiterentwicklung des Projektes. Insgesamt zeigt der Ablauf, dass die regelmäßigen Beiratstreffen, Konferenzen und bilateralen Abstimmungen nicht lediglich begleitende Kommunikationsmaßnahmen darstellten, sondern wesentlich zur Qualitätssicherung, methodischen Weiterentwicklung und Praxisnähe des Projektes beitrugen. Die strukturierte Einbindung der Stakeholder unterstützte somit unmittelbar die im Antrag formulierte Zielsetzung: die Entwicklung eines übertragbaren, praxisorientierten Analysewerkzeugs zur klimaresilienten, sektorenübergreifenden Quartiersversorgung auf Basis von Grubenwassergeothermie.

### **Nationaler und internationaler Fachaustausch und Wissenstransfer**

Im Rahmen der nationalen Fachöffentlichkeit und des Wissenstransfers wurde das Projekt **GGeoQart** kontinuierlich auf einschlägigen Fachveranstaltungen, Workshops und Konferenzen präsentiert. Ziel war es, die entwickelten methodischen Ansätze, Zwischenergebnisse sowie das entstehende Berechnungstool frühzeitig mit Vertreterinnen und Vertretern aus Wissenschaft, Energieversorgung, Verwaltung und Planung zu diskutieren und fachlich rückzukoppeln.

Bereits im Jahr 2023 erfolgte eine Vorstellung des Projektes im Rahmen des 13. Projektleitertreffens „Energiewendebauen“ in Form eines Poster-Pitches bzw. Kurzvortrags. Darüber hinaus wurde **GGeoQart** im Rahmen einer Online-Workshopreihe des Steinbeis SIZ+ zur nachhaltigen Wärmeversorgung vorgestellt und mit einem Fachpublikum diskutiert. Dabei standen insbesondere die GIS-gestützte Wärmebedarfsmodellierung, die Identifikation geeigneter Quartiere sowie die Potenzialabschätzung der Grubenwassergeothermie im Fokus. Die Veranstaltungen dienten sowohl der fachlichen Validierung der entwickelten Methodik als auch der Einordnung der Ergebnisse in den aktuellen Stand von Forschung und Praxis.

Auf der International Mine Water Association Conference 2023 (18.07.2023, Newport, Wales, UK) wurde das Paper „Development of an Improved Model to Investigate Heating Potentials in Abandoned Mines Utilising Mine Water“ sowohl in den offiziellen Proceedings (ISBN: 978-3-9825293-1-8) veröffentlicht als auch im Rahmen eines Fachvortrags präsentiert (siehe Abbildung 99). Inhaltlich stand die Weiterentwicklung des numerisch-analytischen Modells zur Untersuchung von Heizpotenzialen in gefluteten Bergwerken im Mittelpunkt. Die Arbeiten adressierten insbesondere die Modellierung temperaturabhängiger Wärmeentzugsprozesse unter realistischen Randbedingungen.



Abbildung 99: Vorstellung der GGeoQart-Methodik zur Untersuchung von Heizpotenzialen in stillgelegten Bergwerken auf der IMWA Conference 2023

Die IMWA-Konferenz gilt als weltweit wichtigste wissenschaftliche Plattform zum Thema Grubenwasser. Durch die Präsentation der Ergebnisse in diesem internationalen Umfeld konnten die entwickelten Modellansätze in

einen globalen Forschungskontext eingeordnet werden. Gleichzeitig wurde die Übertragbarkeit der Methodik auf andere Bergbauregionen – beispielsweise im Vereinigten Königreich, in Kanada oder Südeuropa – diskutiert. Der Austausch mit internationalen Expertinnen und Experten zu Themen wie Wasserchemismus, thermischer Regeneration und saisonaler Belastung untertägiger Hohlräume trug zur wissenschaftlichen Validierung und Weiterentwicklung der Modellansätze bei. Die Veröffentlichung im Tagungsband sichert darüber hinaus die dauerhafte wissenschaftliche Dokumentation der Ergebnisse.

Auf dem Geothermiekongress 2023 (17.–19.10.2023, Essen) wurde das Thema in deutscher Sprache mit dem Vortrag „Entwicklung eines optimierten Modells zur Untersuchung von Heizpotenzialen in stillgelegten Bergwerken unter Verwendung von Grubenwasser“ präsentiert (siehe Abbildung 100). Der Geothermiekongress stellt die zentrale nationale Fachplattform für oberflächennahe und tiefe Geothermie dar und richtet sich an Wissenschaft, Planung, Industrie sowie politische Entscheidungsträger.



Abbildung 100: Vorstellung der Modellansätze zur Untersuchung von Heizpotenzialen in stillgelegten Bergwerken auf dem Geothermiekongress 2023

Der Beitrag ordnete die im Projekt entwickelten Modellansätze in den nationalen Kontext der Wärmewende ein und zeigte auf, wie Grubenwassergeothermie als grundlastfähige regenerative Energiequelle in kommunale Wärmeversorgungskonzepte integriert werden kann. Neben der Darstellung der Modelllogik wurden erste Ergebnisse zur Potenzialabschätzung und zur Kopplung mit gebäudescharfen Wärmebedarfsanalysen vorgestellt. Die Resonanz auf dem Kongress verdeutlichte das wachsende Interesse an quartiersbezogenen Versorgungslösungen, insbesondere im Zusammenhang mit kommunaler Wärmeplanung und Sektorenkopplung.

Ein zentraler Meilenstein im Bereich Öffentlichkeitsarbeit war die Durchführung der Fachkonferenz „GGeoKonf“ am 19.03.2024 an der TU Bergakademie Freiberg. Neben der Präsentation der Ergebnisse von **GGeoQart** wurden Best-Practice-Beispiele zu Wärmepumpen, Wärmenetzen und erneuerbarer Wärmeversorgung

vorgestellt. Die Fachkonferenz war als inhaltlich geschlossene Projektkonferenz konzipiert. Die etwa 100 Teilnehmenden setzten sich aus Vertreterinnen und Vertretern unterschiedlicher Akteursgruppen zusammen. Dazu zählten insbesondere kommunale Entscheidungsträger und Verwaltungsmitarbeitende, Energieversorgungsunternehmen, Ingenieur- und Planungsbüros, Forschungseinrichtungen sowie institutionelle Akteure aus dem Bereich Energie- und Klimaschutz. Darüber hinaus waren Projektpartner, assoziierte Akteure sowie Fachöffentlichkeit aus dem geothermischen und energiewirtschaftlichen Umfeld vertreten. Einige Impressionen finden sich in Abbildung 100 sowie Abbildung 101.



Abbildung 101: Blick in den Hörsaal während der GEoKonf 2024



Abbildung 102: Podiumsdiskussion mit Projektpartnern und kommunalen Akteuren im Rahmen der GGeoKonf 2024 (Teilnehmer von links: Dr. Thomas Grab (TU Freiberg), Jens Müller (Bürgermeister Stadt Aue-Bad Schlema), Joseph Hloucal (Tilia GmbH), Stefan Klein (Fraunhofer IEG), Falk Neumann (Eins Energie in Sachsen GmbH & Co. KG), Franziska Bockelmann (Steinbeis-Innovationszentrum energieplus))

Ziel war es, die methodischen Entwicklungen des Projektes in einen breiteren energiewirtschaftlichen und kommunalpolitischen Kontext einzuordnen und gleichzeitig die Übertragbarkeit der Ergebnisse auf reale Transformationsprozesse aufzuzeigen. Eröffnet wurde die Konferenz durch die Darstellung der untertägigen Methodik: die TU Bergakademie Freiberg präsentierte die Vorgehensweise zur quantitativen Abschätzung des energetischen Potenzials gefluteter Bergwerke, die numerischen Modellansätze zur Abschätzung entnehmbarer Energiemengen und die Voraussetzungen für eine standortspezifische Bewertung. Diese Grundlagen lieferten die wissenschaftliche Basis, auf der die weiterführenden übertägigen Analysen aufbauen konnten. DBI stellte anschließend die übertägige Methodik vor: Auswahl- und Rankingkriterien für Modellgemeinden, GIS-gestützte gebäudescharfe Wärmebedarfsmodellierung auf Basis von 3D-Gebäudedaten (LOD2) sowie das Verfahren zur Grobtrassenplanung von Netzinfrastrukturen. Dargestellt wurden die Verknüpfung von Potenzial- und Bedarfsdaten, die Definition von Quartierszuschnitten und die Ableitung netzspezifischer Kenngrößen, mit denen Aussagen zur Plausibilität und Wirtschaftlichkeit von Grubenwasser-Quartierslösungen getroffen werden können. Ergänzende Beiträge setzten die **GGeoQart**-Ansätze in Relation zu anderen Versorgungsoptionen und technischen Komponenten: Beiträge zu wärmepumpenbasierten Einzelversorgungen, Großwärmepumpentechnik und Hydrothermie zeigten technische Alternativen und Ergänzungen auf. Die Diskussionen machten deutlich, unter welchen Randbedingungen eine netzgebundene, grubenwasserbasierte Lösung gegenüber dezentralen Systemen vorteilhaft ist und wie sich Niedertemperaturnetze technisch mit verfügbaren Wärmepumpenprodukten koppeln lassen.

Ein weiterer Schwerpunkt war die Einordnung in rechtliche und finanzielle Rahmenbedingungen. Moderiert wurden die Fördermöglichkeiten und gesetzlichen Vorgaben, die lokale Wärmeplanung sowie die Anforderungen an Wärmenetze und Dekarbonisierungsfahrpläne. Diese Einordnung war wichtig, um die Praxisrelevanz der **GGeoQart**-Ergebnisse zu prüfen und zu zeigen, welche Schritte für die Umsetzung auf kommunaler Ebene notwendig sind. Exemplarisch konkretisiert wurde die Methodik am Fallbeispiel Aue-Bad Schlema: Darstellung des Quartiersaufbaus, der Laststruktur (insbesondere ein großer Kurbad-Abnehmer) und der berechneten Effekte einer Versorgung mit Grubenwassergeothermie. Die Analyse zeigte technische Stellgrößen (z. B. mögliche Absenkung von Vorlauftemperaturen) sowie wirtschaftliche Hebel auf und illustrierte, wie das Analysetool belastbare Aussagen für kommunale Entscheidungen liefern kann. Der Auftritt des Bürgermeisters von Aue-Bad Schlema im Rahmen der Podiumsdiskussion verlieh der Veranstaltung eine deutliche kommunalpolitische Dimension. Seine Wortbeiträge bestätigten die lokale Relevanz des Themas, hoben die historische Bergbaulage der Kommune und die Notwendigkeit einer verlässlichen, klimafreundlichen Wärmeversorgung hervor und signalisierten Bereitschaft zur weiteren Zusammenarbeit und Prüfung konkreter Umsetzungsschritte. Diese politische Legitimation verstärkte die Wirkung der technischen und methodischen Ergebnisse und zeigte Perspektiven für eine Überführung in Pilot- oder Folgeprojekte.

Die Konferenz führte zur Vernetzung mit Netzbetreibern und Stadtwerken; insbesondere wurde ein zusätzlicher Kontakt zu den Stadtwerken Freiberg hergestellt, der die Bereitstellung von Realdaten zur Validierung ermöglichte. Zudem wurde das Interesse seitens Landesbehörden an einer zukünftigen Nutzung der Projektergebnisse für strategische Wärmeplanungen deutlich.

Im Rahmen der Konferenz „West Virginia Mine Drainage Task Force Symposium & 15th International Mine Water Association Congress“ (21.–26.04.2024) wurde **GGeoQart** einem internationalen Fachpublikum mit 365 Teilnehmenden aus 18 Ländern vorgestellt. Der Fachvortrag trug den Titel „GIS-based development of energy networks using mine water geothermal energy for cross-sectoral heating and cooling supply of municipal quarters“ (siehe Abbildung 103). Inhaltlich wurden die auf LOD-2-Geodaten basierende Wärmebedarfsmethodik sowie erste Ansätze zur flächen- und trassenscharfen Quartierssimulation vorgestellt. Die Konferenzbeiträge wurden in den offiziellen Proceedings (ISBN 978 3 9825293 2-5) veröffentlicht und beinhalten ein wissenschaftliches Paper zu **GGeoQart**. Im Rahmen der Konferenz ergaben sich fachliche Austauschmöglichkeiten mit Fraunhofer IEG, delta-h sowie weiteren Institutionen. Insbesondere wurde das EU-Projekt „Thermos“ vorgestellt, dessen Open-Source-Ansätze zur Validierung und Weiterentwicklung des Wärmenetzalgorithmus genutzt werden können. Darüber hinaus wurden mit der LMBV mögliche Anschlussprojekte im Bereich Wärmenutzung von Tagebauseen diskutiert.



Abbildung 103: Präsentation der Projektergebnisse von GGeoQart im Rahmen des WVTF–IMWA-Kongress 2024 in Morgantown (USA) in der Geothermie-Session

Ergänzend hierzu wurde das Projekt in den Jahren 2024 und 2025 auf dem Kraftwerkstechnischen Kolloquium (KWTK) in Dresden mit jeweils einem wissenschaftlichen Posterbeitrag präsentiert. Das Poster stellte Motivation, Zielsetzung, methodisches Vorgehen sowie zentrale Ergebnisse des Projektes kompakt dar. Im Fokus standen die Kombination aus untertägiger Potenzialanalyse und übertägiger Wärmebedarfsmodellierung, die GIS-gestützte Grobtrassenplanung sowie die Einbettung der Ergebnisse in ein benutzerfreundliches Berechnungstool. Durch die wiederholte Präsentation auf einer etablierten energietechnischen Fachveranstaltung konnte **GGeoQart** gezielt in den Diskurs der kraftwerkstechnischen und energiewirtschaftlichen Fachcommunity eingebracht werden. Die Diskussionen vor Ort lieferten zusätzliche Impulse zur algorithmischen Weiterentwicklung, zur Wirtschaftlichkeitsbewertung sowie zur praktischen Anwendbarkeit des Tools.



Abbildung 104: Präsentation des Projekts GGeoQart auf dem Kraftwerkstechnischen Kolloquium (KWTK)

**Wissenschaftliche Dokumentation und Verwertungsperspektiven**

Die wissenschaftliche Dokumentation erfolgte kontinuierlich über Zwischenberichte, Fachvorträge, Konferenzbeiträge sowie die Veröffentlichung eines begutachteten Papers im Rahmen der IMWA-Proceedings. Zusätzlich wurden im Rahmen der Beiratstreffen und Fachveranstaltungen Rückmeldungen systematisch in die Tool-Entwicklung integriert.

Insgesamt leistete Arbeitspaket 7 einen wesentlichen Beitrag zur strukturierten Kommunikation mit kommunalen Akteuren, zur nationalen und internationalen Sichtbarkeit des Projektes sowie zur wissenschaftlichen Dokumentation der entwickelten Methodiken und Werkzeuge.

### 3 Notwendigkeit und Angemessenheit der geleisteten Arbeiten

Grubenwassergeothermie stellt eine innovative Form der Nutzung geothermischer Energie dar, bei der die in gefluteten oder wasserführenden Bergwerken gespeicherte Wärme energetisch nutzbar gemacht wird. Diese Energiequelle bietet insbesondere für ehemalige Bergbauregionen eine nachhaltige Perspektive, da sie auf vorhandener Infrastruktur aufbaut und in vielen Fällen ohnehin dauerhaft Wasserhaltung betrieben werden muss. Gleichzeitig handelt es sich um eine Technologie, die in Regionen mit ungünstigen geologischen Bedingungen für konventionelle Tiefengeothermie eine realistische Alternative darstellt.

Die Bearbeitung dieser komplexen Thematik erfordert die integrative Zusammenführung untertägiger geologischer Potenziale mit obertägigen Energiebedarfsanalysen, Netzsimulationen, Wirtschaftlichkeitsberechnungen sowie Aspekten der Sektorenkopplung. Der hierfür notwendige methodische und rechnerische Aufwand – einschließlich der Entwicklung von GIS-basierten Modellen, gebäudescharfer Bedarfsberechnungen und der Erstellung eines frei verfügbaren Potenzial-Tools – ist erheblich und rechtfertigt die eingesetzten Fördermittel. Die Projektergebnisse zeigen deutlich, dass ein substantieller Innovationsbeitrag in einer gesellschaftlich hochrelevanten Zukunftsbranche geleistet wurde.

Darüber hinaus adressiert **GEoQart** einen großen potenziellen Markt – sowohl national als auch international. Weltweit existieren zahlreiche stillgelegte Bergwerke, deren energetisches Potenzial bislang kaum systematisch erschlossen wurde. Die entwickelten Methoden und Werkzeuge sind branchenübergreifend anwendbar und insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen (KMU) relevant, die in vielen Bergbauregionen die maßgeblichen Akteure im Bereich Planung, Energieversorgung und kommunale Infrastruktur darstellen. Die gute Übertragbarkeit der Ergebnisse ermöglicht eine Nutzung über verschiedene Verwertungspfade, etwa in Form von Beratungsleistungen, vertiefenden Machbarkeitsstudien, Softwarelösungen oder weiterführenden Forschungsprojekten.

Das Projekt trägt zudem zur Sicherung und Weiterentwicklung des technologischen Vorsprungs Deutschlands im Bereich der geothermischen Energienutzung bei. Durch die enge Zusammenarbeit der Verbundpartner wurde ein hohes technisch-wissenschaftliches Niveau erreicht, das die Kompetenz im Bereich der Grubenwassergeothermie nachhaltig stärkt. Die gewonnenen Erkenntnisse können gezielt in politische Entscheidungsprozesse sowie an Kommunen, Energieversorger und weitere Schlüsselakteure kommuniziert werden. Damit wird ein wichtiger Beitrag zur Energiewende und zur Dekarbonisierung des Gebäudesektors geleistet.

Ohne eine angemessene öffentliche Förderung wäre die Bearbeitung dieser interdisziplinären und risikobehafteten Forschungsthematik in der vorliegenden Form und in dem vorgesehenen Zeitrahmen nicht möglich gewesen. Die Fördermittel haben es ermöglicht, innovative Methoden zu entwickeln, reale Daten einzubeziehen und ein praxistaugliches Instrument zur Potenzialabschätzung zu schaffen. Vor diesem Hintergrund sind die geleisteten Arbeiten sowohl fachlich erforderlich als auch in Umfang und Zielsetzung angemessen im Verhältnis zu den bereitgestellten Fördermitteln.

## 4 Voraussichtlicher Nutzen und Verwertbarkeit der Ergebnisse

### 4.1 Nutzen für die Antragsteller

#### 4.1.1 TU Bergakademie Freiberg

Das Forschungsprojekt **GEoQart** hat wesentliche Lösungsansätze entwickelt, um die Nutzung von Geothermie aus Grubenwasser als erneuerbare Energiequelle voranzubringen. Im Zuge dessen wurden wissenschaftliche Erkenntnisse gewonnen und das Fachwissen am Lehrstuhl erweitert.

Die zentralen Forschungsschwerpunkte umfassten:

- Die numerische Simulation des Wärmeentzugs aus gefluteten unterirdischen Grubenbauen.
- Die Kopplung von Angebot und Nachfrage thermischer Energie durch Wärmenetze.
- Die Sektorenkopplung von thermischer und elektrischer Energie mittels Wärmepumpen, Photovoltaikanlagen und Batteriespeichern.
- Die wirtschaftliche und ökologische Bilanzierung von Energiekonzepten für Stadtquartiere.
- Das Zusammenführen der Punkte in einem Vergleichstool

Der Erkenntnisgewinn wurde im Rahmen des Projekts durch praxisnahe studentische Arbeiten weitergegeben. Dies führte zu drei erfolgreichen Abschlussarbeiten, die sich vertiefend mit der wirtschaftlichen und ökologischen Bilanzierung, der numerischen Simulation von Grubenbauen und der Simulation von Quartierslösungen befassten. Ergänzend wurden mehrere Studienarbeiten zur wirtschaftlichen Datenbasis und zur numerischen Simulation angefertigt.

Die Ergebnisse wurden auf unterschiedlichen Wegen der Öffentlichkeit zugänglich gemacht. Dazu zählte unter anderem die Teilnahme an fünf Fachkonferenzen, die Ausrichtung einer eigenen Fachkonferenz und eines Abschlussworkshops. Auch wurden die Ergebnisse in der Form von Konferenzbeiträgen oder Postern veröffentlicht, sowie in der IEA-Task 66, dem Heat-Pump-Annex 61 und der IEA Geothermal Expert Group eingebracht.

Der im Projekt **GEoQart** entwickelte C-Code zur Berechnung des untertägigen Wärmeentzugs wird kontinuierlich weiterentwickelt und in anderen Projekten eingesetzt. Bei der Entwicklung aufgetretene Fragestellungen hinsichtlich des Wärmeentzugs unter realen Bedingungen, des Fließwegs des Grubenwassers und des Einflusses der Beschaffenheit des Grubengewölbes werden im Forschungsprojekt GeoVaDis bearbeitet.

Das entwickelte Excel-Tool kann in Auftragsprojekten für die Vorauslegung von Quartieren und Grubenwasseranlagen eingesetzt werden, um technische und wirtschaftliche Kennwerte zu erhalten. Im Rahmen von einem geplanten Folgeprojekt sollen Erweiterungen hinsichtlich anderer Wärmeerzeuger wie z.B. Solarthermie, oder Analysen bezüglich im Projekt nicht betrachteter Zusammenhänge zwischen unterschiedlichen Eingabeparametern durchgeführt werden.

Die Ergebnisse zu Potenzialen und Nutzungskonzepten wurden gesondert veröffentlicht:

- Veröffentlichung der Steckbriefe für die Modellquartiere auf der Projektwebseite
- Veröffentlichung des Excel-Nutzertools auf der Projektwebseite

#### 4.1.2 DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH

Für die DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH (DBI GUT) bietet das Projekt **GEoQart** einen erheblichen fachlichen, strategischen und wirtschaftlichen Mehrwert. Durch die systematische Verknüpfung von untertägigen Grubenwasserpotenzialen mit obertägigen, gebäudescharfen Energiebedarfs- und Netzanalysen erweitert DBI GUT ihre bestehenden Kompetenzen im Bereich erneuerbarer Energieversorgung, Wärmenetzplanung und Geodatenmodellierung um einen innovativen, stark nachgefragten Anwendungsbereich.

Ein zentraler Nutzen liegt in der Weiterentwicklung und Standardisierung von Methoden zur standortspezifischen Wärme- und Kältebedarfsberechnung sowie zur Simulation von Verteil- und Anschlussnetzen auf Quartiersebene. Die im Projekt entwickelten Algorithmen, GIS-Workflows und Bewertungskennzahlen ermöglichen eine skalierbare Analyse ganzer Regionen. Dadurch entsteht ein leistungsfähiges Instrumentarium, das DBI GUT zukünftig in Beratungs- und Planungsprojekten einsetzen kann – insbesondere im Kontext kommunaler Wärmeplanung, Transformationsstrategien und Machbarkeitsstudien für erneuerbare Wärmenetze.

Darüber hinaus eröffnet die im Projekt entwickelte Methodik zur Kopplung von Grubenwassergeothermie mit Photovoltaik und Wärmepumpensystemen neue Marktsegmente. Viele ehemalige Bergbauregionen in Deutschland und Europa stehen vor ähnlichen Herausforderungen im Zuge des Strukturwandels. Die in **GEoQart** entwickelten Quartierskonzepte und das Potenzial-Tool können daher als Grundlage für zukünftige Aufträge in Bergbauregionen wie dem Ruhrgebiet, dem Saarland, der Lausitz oder auch international vergleichbaren Standorten dienen. DBI GUT positioniert sich damit als kompetenter Ansprechpartner für integrierte Energieversorgungskonzepte in Transformationsregionen.

Ein weiterer Verwertungsaspekt liegt in der Nutzung des frei verfügbaren Tools als Türöffner für weiterführende Projekte. Kommunen, Energieversorger oder Bergwerkseigentümer können mithilfe des Tools eine erste Potenzialabschätzung vornehmen. Fällt diese positiv aus, ergibt sich regelmäßig Bedarf an vertiefenden Detailanalysen, Wirtschaftlichkeitsbewertungen, Netztrassierungen oder technischen Auslegungen – Leistungen, die durch DBI GUT angeboten werden können. Das Tool fungiert somit als niederschwelliger Einstieg in weitergehende Beratungs- und Planungsaufträge.

Zusätzlich stärkt **GEoQart** die interne Kompetenzentwicklung von DBI GUT in den Bereichen Sektorenkopplung, GIS-gestützte Energiemodellierung und quartiersbezogene Netzsimulation. Die gewonnenen Erfahrungen und Daten können in zukünftigen Forschungs- und Entwicklungsprojekten weiterverwendet werden. Ebenso eröffnen sich Möglichkeiten zur Integration der entwickelten Methoden in bestehende Softwarelösungen oder zur Entwicklung eigenständiger digitaler Produkte.

Insgesamt trägt das Projekt dazu bei, das Leistungsportfolio der DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH strategisch in Richtung integrierter, erneuerbarer Energieversorgungskonzepte weiterzuentwickeln. **GEoQart** schafft damit nicht nur wissenschaftlichen Mehrwert, sondern legt zugleich die Grundlage für eine nachhaltige wirtschaftliche Verwertung der Projektergebnisse in nationalen und internationalen Märkten.

---

## 5 Fortschritt auf dem Gebiet des Vorhabens bei anderen Stellen

---

Siehe Erfolgskontrollbericht der Partner → wird nicht veröffentlicht.

## 6 Erfolgte und geplante Veröffentlichungen der Ergebnisse

- Ebel, T., Oppelt, L., Wunderlich, T., Fieback, T., Grab, T., Wenzel, T., Heinrich, P., & Manig, R. (2023). Verbundvorhaben GGeoQart: Klimaneutrale und sektorenübergreifende Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden mit Grubenwassergeothermie als innovative Energiequelle ortskonkret für Quartiere in der Montanregion Erzgebirge als Modellregion. 13. Projektleitungstreffen – ENERGIEWENDEBAUEN, 26.-27.04.2023, Dresden (Poster)
- Grab, T., Ebel, T., Oppelt, L., Wunderlich, T., Fieback, T., Wenzel, T., Heinrich, P., & Manig, R. (2023). Klimaneutrale und sektorenübergreifende Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden mit Grubenwassergeothermie. Workshopreihe: Nachhaltige Wärmeversorgung mittels Wärmepumpe: Anwendung – Qualitätssicherung – Quartiersversorgung, 24.05.2023, Online-Veranstaltung (Vortrag)
- Heinrich, P., Wenzel, T., Manig, R., Ebel, T., Wunderlich, T. & Fieback, T. (2023, 24. Mai). GGeoQart– Klimaneutrale und sektorenübergreifende Wärme- und Kälteversorgung von Gebäuden mit Grubenwassergeothermie: Workshop „Nachhaltige Wärmeversorgung mittels Wärmepumpe: Anwendung – Qualitätssicherung – Quartiersversorgung“. Vortrag. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH. [https://siz-energieplus.de/documents/Abschlussberichte-Projektarchiv/230524\\_GGeoQart\\_DBI\\_Workshop.pdf](https://siz-energieplus.de/documents/Abschlussberichte-Projektarchiv/230524_GGeoQart_DBI_Workshop.pdf)
- Ebel, T., Oppelt, L., Wunderlich, T., Grab, T., & Fieback, T. (2023). Development of an Improved Model to Investigate Heating Potentials in Abandoned Mines Utilising Mine Water. In: P. Stanley, C. Wolkersdorfer, K. Wolkersdorfer: Proceedings of the International Mine Water Association Conference, ISBN: 978-3-9825293-1-8 (Konferenzbeitrag)
- Ebel, T., Oppelt, L., Wunderlich, T., Grab, T., & Fieback, T. (2023). Development of an Improved Model to Investigate Heating Potentials in Abandoned Mines Utilising Mine Water. International Mine Water Association Conference 2023, 18.07.2023, Newport (Wales, UK) (Vortrag)
- Ebel, T., Oppelt, L., Wunderlich, T., Grab, T., & Fieback, T. (2023). Entwicklung eines optimierten Modells zur Untersuchung von Heizpotenzialen in stillgelegten Bergwerken unter Verwendung von Grubenwasser. Geothermiekongress 2023, 17.-19.10.2023, Essen (Vortrag)
- Ebel, T., Wunderlich, T., Oppelt, L., Grab, T., & Fieback, T. (2024). GGeoQart – Wärme- und Kälteversorgung mit Grubenwassergeothermie für Quartiere. Fachkonferenz GGeoKonf, 19.03.2024, Freiberg (Vortrag)
- Wenzel, T., Heinrich, P., Manig, R., Ebel, T., Wunderlich, T. & Oppelt, L. (2024). GIS-based development of energy networks using mine water geothermal energy for cross-sectoral heating and cooling supply of municipal quarters. In Proceedings of the 15th International Mine Water Association Congress (IMWA) / West Virginia Mine Drainage Task Force Symposium. DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH & TU Bergakademie Freiberg. [https://www.imwa.info/docs/imwa\\_2024/IMWA2024\\_Wenzel\\_634.pdf](https://www.imwa.info/docs/imwa_2024/IMWA2024_Wenzel_634.pdf)
- Ebel, T., Krause, W., Wunderlich, T., Oppelt, L., Raithel, F., Grab, T., & Fieback, T. (2024). Vergleich von optimierten Modellen zur Untersuchung von Heizpotenzialen in stillgelegten Bergwerken unter Verwendung von Grubenwasser. Geothermiekongress 2024, 22.-24.10.2024, Potsdam (Poster)
- Korn, A. F., Ebel, T., & Oppelt, L. (2024). Entwicklung eines Berechnungswerkzeuges zur ökonomischen Vorauslegung von Grubenwassergeothermieanlagen. Geothermiekongress 2024, Science Bar, 22.-24.10.2024, Potsdam (Studentenposter)
- T. Wunderlich, L. Oppelt, T. Ebel, F. Raithel, W. Krause, T. Grab, T. Fieback: Status quo, Potentiale und Herausforderungen beim energetischen Einsatz von Grubenwasser Mining Report Glückauf, Nr. 161, Februar 2025 (Artikel)
- Krause, W., Ebel, T., Oppelt, L., Wunderlich, T., Raithel, F., Grab, T., & Fieback, T. (2025). A reduced numerical model for predicting temperature dynamics in flooded mine galleries under

seasonal heat loads and storage conditions. EGU General Assembly 2025, 27.04.-02.05.2025, Wien (Vortrag)

- Ebel, T., Krause, W., Jünger, A., Oppelt, L., Wunderlich, T., Raithel, F., Grab, T., & Fieback, T. (2025). Comparison of Optimised Models for the Investigation of Heating Potential in Abandoned Mines Using Mine Water. In: T. Valente, R. Mühlbauer, A. Ordóñez, C. Wolkersdorfer: Proceedings of the International Mine Water Association Conference, ISBN: 978-3-9825293-3-2 (Konferenzbeitrag)
- Ebel, T., Krause, W., Jünger, A., Oppelt, L., Wunderlich, T., Raithel, F., Grab, T., & Fieback, T. (2025). Comparison of Optimised Models for the Investigation of Heating Potential in Abandoned Mines Using Mine Water. International Mine Water Association Conference 2025, 08.08.2025, Braga (Portugal) (Vortrag)
- Ebel, T., Krause, W., Klein, A.J., Grab, T., & Fieback, T. (2025). GEoQart – Projektvorstellung zum Abschlussworkshop. Abschlussworkshop GEoQart, 13.08.2025, Freiberg

## 7 Literaturverzeichnis

- [1] OpenStreetMap, „Daten zur Landnutzung“.
- [2] Bundesamt für Kartographie und Geodäsie (BKG), „Verwaltungsgebiete“.
- [3] Landesamt für Geobasisinformation Sachsen [GeoSN], „Hauskoordinaten“.
- [4] Landesamt für Geobasisinformation Sachsen [GeoSN], „Digitale 3D-Stadtmodelle“.
- [5] Landesamt für Geobasisinformation Sachsen [GeoSN], „Basis-DLM“.
- [6] Landesamt für Geobasisinformation Sachsen [GeoSN], „Flurstücke“.
- [7] die Statistischen Ämter des Bundes und der Länder, 2024.
- [8] Deutsche Wetterdienst (DWD), „Rasterdaten mit Temperaturzeitreihen und solare Einstrahlung“.
- [9] Staatsbetrieb Geobasisinformation und Vermessung Sachsen, „Digitales 3D-Stadtmodell.“ [Online]. Available: <http://www.landesvermessung.sachsen.de/3d-stadtmodell-4090.html>. [Zugriff am 2024].
- [10] G. S. B. u. P.-A. J. Agugiaro, „Das 3D-Stadtmodell Wiens als Datenquelle für die Ermittlung des Primärenergiebedarfs von Wohngebäuden,“ *AGIT – Journal für Angewandte Geoinformatik*, p. 354–363, 2017.
- [11] R. Bill, Grundlagen der Geo-Informationssysteme, Berlin, Offenbach, 2023.
- [12] G. Mertz, „Gebäudekühlsysteme auf dem Prüfstand,“ 2011.
- [13] VDI e.V., *VDI-Richtlinie 3807, Verbrauchskennwerte für Gebäude*, 2014.
- [14] L. Oppelt, T. Grab, T. Ebel, T. Wunderlich, F. Raithel, W. Krause, T. Fieback, K. Hofmann, S. Görne und I. Weber, *Mine water as an energy source: Overview of technical basics, existing plants, and monitoring results*, 2025.
- [15] igem, *Thermische Grubenwassernutzung zur Gebäudebeheizung am Neuhoffnungstollen in Bad Ems*, Bingen am Rhein, 2008.

- [16] igem, „*Thermische Grubenwassernutzung Grube Georg / Willroth*“. *Nachnutzung eines gefluteten Grubengebäudes als saisonaler Wärmespeicher*, Bingen am Rhein, 2010.
- [17] E. Peralta Ramos, K. Breede und G. Falcone, *Geothermal heat recovery from abandoned mines: a systematic review of projects implemented worldwide and a methodology for screening new projects*, 2015.
- [18] T. Grab, T. Storch und U. Groß, *Energetische Nutzung von Grubenwasser aus gefluteten Bergwerken.*, 2018.
- [19] M. Heitfeld und P. Rosner, *Machbarkeitsstudie zur Erdwärmegewinnung aus Grubenwasser für das Museum Weltkulturerbe Rammelsberg in Goslar*, Aachen, 2018.
- [20] N. Hickel, *Bad Ems beheizt sein Rathaus klimafreundlich - mit Grubenwasser*, Bad Ems, 2018.
- [21] M. Bock, S. Pohl und A. Benthin, *Praxisbeispiele Grubenwasser - Wärmegewinnungsanlagen in Bergwerken*, Freiberg: Plejades GmbH, 2025.
- [22] L. Oppelt, T. Grab, S. Eichinger, K. Kaplin, B. Wenzke, M. Grimmer, J. Abeywickrama, V. Mezovska, N. Hoth und T. M. Fieback, *Abschlussbericht Vodamin II-Grubenwasser als Energiequelle*, 2021.
- [23] K. Apenburg, *Himmelfahrt Fundgrube belüftet Kreiskrankenhaus Freiberg*, Informationsdienst Wissenschaft e.V., 2002.
- [24] A. Athresh, D. Banks und A. Al-Habaibeh, „Water from abandoned mines as a heat source: practical experiences of open- and closed-loop strategies,“ United Kingdom, 2019.
- [25] D. Banks, J. Steven und J. Berry, *A combined pumping test and heat extraction/recirculation trial in an abandoned haematite ore mine shaft*, Egremont, Cumbria, UK, 2019.
- [26] D. Banks, J. Steven, A. Black und J. Naismith, *Conceptual Modelling of Two Large-Scale Mine Water Geothermal Energy Schemes: Felling, Gateshead, UK*, 2022.
- [27] D. B. Walls, D. Banks, A. J. Boyce und N. M. Burnside, *A Review of the Performance of Minewater Heating and Cooling Systems*, 2021.
- [28] R. Verhoeven, E. Willems, V. Harcouët-Menou, E. D. Boever, L. Hiddes, P. O. Veld und E. Demollin, *Minewater 2.0 Project in Heerlen the Netherlands: Transformation of a Geothermal Mine Water Pilot Project into a Full Scale Hybrid Sustainable Energy Infrastructure for Heating and Cooling*, 2014.
- [29] D. Banks, *Integration of Cooling into Mine Water Heat Pump Systems (v.F1.1)*, 2017.
- [30] GDECA, *The Mijnwater 5GDHC grid in Heerlen (Award case study)*, 2018.
- [31] N. Brummer und J. Bongers, *Mijnwater Heerlen: Roadmap to 2040. District heating and cooling grid Parkstad Limburg*, 2019.
- [32] EU Commission, *The use of mine water in district heating systems - An example from Heerlen, Netherlands*, 2023.
- [33] D. Banks, *Integration of Cooling into Mine Water Heat Pump Systems (v.F1.1)*, 2017.
- [34] C. Loredó, *Hydrochemical characterization of a mine water geothermal energy resource in NW Spain*, 2017.
- [35] S. Norniella-Llaneza, *Pozo Barredo geothermal exploitation experience in Mieres, Asturias*, 2024.
- [36] V. E.-N. Energieagentur Rheinland-Pfalz, *Grubenwasserwärmenutzung zur Beheizung des Rathauses*

der Verbandsgemeinde Bad Ems-Nassau, 2021.

- [37] U. Röder, *Geothermische Nutzung von Flutungswässern aus den Abbauhohlräumen des Zwickauer Steinkohlenreviers im Energieforschungsprogramm des Bundes*, Zwickau.
- [38] U. Röder, Interviewee, *Interview zur Grubenwasseranlage Zwickau, SIB Zwickau*. [Interview]. 04 Mai 2023.
- [39] R. Grimm und H. Jordan, *Bewertung des Grubenwasserpotenzials Sachsens und Verifizierung umsetzbarer Standorte unter Einbeziehung des Eintrags solarer Wärmegewinne*, Dresden, 2001.
- [40] T. Ebel, T. Grab, L. Oppelt, T. Wunderlich, F. Raithel, W. Krause, T. Fieback, K. Hofmann, S. Görne und I. Weber, *Grubenwasserpotenzialstudie Sachsen. Kategorisierung und Analyse von Grubenwässern in stillgelegten Bergwerken Sachsens hinsichtlich ihres geothermischen Potenzials*, 2025.
- [41] G. Huber, *Energetische Nutzung von Grubenwässern*, TU Bergakademie Freiberg, 1990.
- [42] T. Grab, T. Wunderlich, T. Ebel, L. Oppelt, T. M. Fieback, T. Wenzel, P. Heinrich und R. Manig, *Standortgenaue Machbarkeitsstudie zur regenerativen Energieversorgung von Gebäuden mittels Grubenwassergeothermie in den durch die Folgen des Steinkohlebergbaus geprägten sächsischen Gemeinden Oelsnitz i.E. Lugau, Gersdorf und Hohndorf*, TU Bergakademie Freiberg, 2024.
- [43] W. Krause, T. Ebel, A. Jünger und T. F. T. M. Grab, *Entwicklung und Vergleich von Modellen zur Berechnung des Wärmeentzugs in Strecken mit Grubenwasser*, TU Bergakademie Freiberg, 2025.
- [44] K. Pruess und G. Bodvarsson, *Thermal effects of reinjection in geothermal reservoirs with major vertical fractures*, 1984.
- [45] R. Rodríguez und M. B. Díaz, *Analysis of the utilization of mine galleries as geothermal heat exchangers by means of a semi-empirical prediction method*, 2009.
- [46] R. Adams und G. Parkin, *Development of a coupled surface-groundwater-pipe network*, 2002.
- [47] S. A. Ghoreishi-Madiseh, M. Ghomshei, F. P. Hassani und F. Abbasy, *Sustainable heat extraction from abandoned mine tunnels: A numerical model*, 2012.
- [48] C. Pretzschner und V. Köckritz, *Erstellung eines Berechnungsmodells zur Wärmeversorgungskonzeption im NW-Feld der Zinngrube Ehrenfriedersdorf*, Freiberg, 1993.
- [49] M. Nehler, F. Hahn, S. Klein, T. Heinze, E. Nettmann, T. Licha, L. Oppelt, T. Wunderlich und T. Grab, *Projekt: Wärmespeicherung in Zechen des Ruhrgebiets (WINZER)*, 2022.
- [50] F. Haubrich, M. Martin und T. Aubel, *Entwicklung einer kostengünstigen Maßnahmenkombination für die Minimierung von Schwermetalleinträgen aus Stollenwassereinleitungen des Tiefen Sauberger Stolln: Abschlussbericht zum Werkvertrag (28.08.2015–30.11.2016)*, 2016.
- [51] LfULG, *Stolln-Steckbriefe, Emissionen aus sächsischen Wasserlösestolln*, Dresden, 2016.
- [52] A. Korn, *Prüfung und Erweiterung eines Berechnungswerkezeuges zur ökonomischen Vorauslegung von Grubenwasseranlagen*, TU Bergakademie Freiberg, 2024.
- [53] Fraunhofer IEG, *Roll-out von Großwärmepumpen in Deutschland. Strategien für den Markthochlauf in Wärmenetzen und Industrie*, 2023.
- [54] S. Buffa, M. Cozzini, M. D'Antoni, M. Baratieri und R. Fedrizzi, *5th generation district heating and cooling systems: A review of existing cases in Europe*, 2019.

- [55] P. Konstantin und M. Konstantin, *Praxisbuch der Fernwärme- und Fernkälteversorgung: Systeme, Netzaufbauvarianten, Kraft-Wärme- und Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, Kostenstrukturen und Preisbildung*, 2024.
- [56] AGFW, *Hauptbericht 2023. AGFW – der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.*, 2024.
- [57] V. Madan und I. Weidlich, *Investigation on Relative Heat Losses and Gains of Heating and Cooling Networks*, 2021.
- [58] Deutscher Wetterdienst, *Climate Data Center (CDC) – Bodentemperatur, Station 222 Aue-Bad Schlema*, 2025.
- [59] T. Nussbaumer, S. Thalmann, A. Jenni und J. Ködel, *Planungshandbuch Fernwärme (Version 1.3, leicht überarb.)*, 2021.
- [60] DENA, *Klimaneutrale Quartiere und Areale*, 2021.
- [61] K. Scharte, H. Seefeldt und M. K. Koch, *Ökobilanzen von Wärmeerzeugern mit Leistungen von 50 kW bis 500 kW*, Ruhr-Universität Bochum, Lehrstuhl Energiesysteme und Energiewirtschaft., 2016.
- [62] P. Icha und T. Lauf, *Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990–2024*, 2025.
- [63] BDEW e.V., *Zahlen und Fakten: Erdgas 2023*, 2023.
- [64] J. Hengstler, M. Russ, A. Stoffregen, A. Hendrich, M. Held und A.-K. & Briem, *Ökobilanzen von Photovoltaik- und Windenergieanlagen*, Umweltbundesamt, 2021.
- [65] M. Gutsch und J. Leker, *Global warming potential of lithium-ion battery energy storage systems: A review*, 2022.
- [66] O. Ruhnau, L. Hirth und A. Praktinjo, *Time series of heat demand and heat pump efficiency for energy system modeling*, 2019.
- [67] J. Knöfel und B. Herrmann, *Technisch-ökonomische Bewertung von Quartierspeichern: Eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit und der regionalökonomischen Effekte von Quartierspeichern (Arbeitsbericht/Forschungsbericht)*, IÖW – Institut für ökologische Wirtschaftsforschung, 2021.
- [68] Fraunhofer ISE, *Photovoltaik mit Batteriespeicher günstiger als konventionelle Kraftwerke [Presseinformation]*, 2024.
- [69] PV Magazine Deutschland, *Marktübersicht große Batteriespeicher – Marktübersicht für Groß- und Gewerbespeicher zeigt 390 Produkte und Preisindikation*, 2025.
- [70] E. Altmeier und H. te Heesen, *Photovoltaikanlage mit Batteriespeicher*, Hochschule Trier, 2024.
- [71] EnergieSchweiz, *Stationäre Batteriespeicher in Gebäuden [Broschüre]*, Bern, 2019.
- [72] HTW Berlin, *Stromspeicher-Inspektion 2025 [Studie]*, Berlin, 2025.
- [73] N. Orth, J. Weniger und L. Meissner, *Empfehlungen zur Auslegung von Solarstromspeichern: Welche Faustformeln helfen bei der Wahl der passenden Batteriekapazität in Einfamilienhäusern mit Photovoltaikanlagen?*, Hochschule für Technik und Wirtschaft Berlin, 2022.
- [74] J. Weniger, N. Böhme, N. Orth und V. Quaschnig, *Sind Solarstromspeicher Klimaschützer?*, 2019.
- [75] J. Balski, L. Oppelt, T. Grab und T. M. Fieback, *Ökologische und ökonomische Bilanzierung einer*

- Grubenwassergeothermieanlage, TU Bergakademie Freiberg, 2021.
- [76] H. Kluge, *Elektroinstallation und Gebäudeautomation*, Staatsbetrieb Sächsisches Immobilien- und Baumanagement/ Niederlassung Chemnitz- Sachgebiet Betriebstechnik 1/ BT1, 2021.
- [77] T. Schmidt, *Persönliche Mitteilung, TS BAU GmbH*, Niederlassung Jena, 2021.
- [78] A. Korn, T. Ebel, L. Oppelt, T. Grab und T. M. Fieback, *Prüfung und Erweiterung eines Berechnungswerkzeuges zur ökonomischen Vorauslegung von Grubenwasseranlagen*, TU Bergakademie Freiberg, 2024.
- [79] H. Albrecht, *Differenzierung Bohrkosten bei Bohrungen in Sachsen*, Freiberg, 2024.
- [80] Grundfos GmbH, *Produktübersicht: Grundfos Produkt-Auswahl*, 2025.
- [81] SPECK Pumpen Verkaufsgesellschaft GmbH, *Produktübersicht: Webseite Profluid*, 2025.
- [82] G. Wossog, *Handbuch Rohrleitungsbau: Berechnung (Bd. 2)*, Vulkan-Verlag GmbH, 2016.
- [83] H.-B. Horlacher und U. Helbig, *Rohrleitungen 2: Einsatz, Verlegung, Berechnung, Rehabilitation (2. Aufl.)*, Springer Vieweg, 2018.
- [84] P. Führling und A. Korn, *Preisliste PE-100 Rohre [Interne Unternehmensunterlage]*, Freiberg: Knaack & Jahn Anlagenbau GmbH, 2024.
- [85] Maschinenbau Feld GmbH, *Rundrohr verzinkter Stahl*, 2024.
- [86] Taubmann & Co Stahlhandel & Service GmbH, *Gewinderohre DIN 2440 (Wasserrohre) – Online-Shop-Tabelle*, 2024.
- [87] T. Böcking, *Persönliche Mitteilung*, ZILMET Deutschland GmbH, 2021.
- [88] Danfoss GmbH, *Servicepreisliste 2024 [Werkskundendienst, PDF-Dokument]*, 2024.
- [89] Tranter GmbH, *Preisübersicht – Wärmeübertrager im Bereich von 500 kW bis 10.000 kW mit logarithmischer Temperaturdifferenz von 1 K bis 3 K*, TU Bergakademie Freiberg, 2025.
- [90] FRANK GmbH, *Geothermiepreisliste 2020*, Mörfelden-Walldorf, 2020.
- [91] L. Zhengrong, Z. Dongkai und L. Cui, *Experimental Study on Thermal Response Characteristics of Indoor Environment with Modular Radiant Cooling System*, School of Mechanical Engineering, Tongji University, Shanghai 201804, China, 2020.
- [92] H. Haverfalk, T. Benakopoulos, I. Best, F. Dammel, C. Engel, R. Geyer und O. Gudmundsson, *Low-Temperature District Heating Implementation Guidebook*, 2021.
- [93] Grundfos GmbH, *Produktauslegung Umwälzpumpen*, 2025a.
- [94] R. Besier, M. Klöpsch und A. Wagner, *Reicht für Kunststoffmantelrohre die Standarddämmung heute noch aus?*, AGFW, 2009.
- [95] Rehau Industries SE & Co. KG, *Mittlere Angaben für kalte Nahwärmerohrsysteme*, 2022.
- [96] P. Konstantin und M. Konstantin, *Praxisbuch Energiewirtschaft: Energieumwandlung, -transport und -beschaffung, Übertragungsnetzausbau und Kernenergieausstieg (5. Aufl.)*, Springer Vieweg, 2023.
- [97] P. Swamee und A. Jain, *Explicit Equations for Pipe-Flow Problems*, 1976.
- [98] W. Winter, F. Promitzer, R. Klasinc, I. Obernberger und I. Obernberger, *Hydraulische Rohrrauigkeit von Stahlmediumrohren für Fernwärmenetze*, 2000.

- [99] nPro Energy GmbH, *Fallstudie: Kalte Nahwärme (Anergienetz)*, 2024.
- [100] Konstantin, P. & Konstantin, M., *Praxisbuch der Fernwärme- und Fernkälteversorgung*, Springer Vieweg Berlin, Heidelberg, 2024.
- [101] Eco Energy Gebäudetechnik GmbH, *Wärmepumpen-Shop*, 2024.
- [102] Heizungsdiscount 24 GmbH, *Wärmepumpen Sole/Wasser*, 2024.
- [103] Fraunhofer ISE, *Levelized Cost of Electricity*, Freiburg, 2024.
- [104] A. J. Klein, T. Ebel, L. Oppelt, T. Grab und T. M. Fieback, *Ausbau einer Simulationstoolbox für die Modellierung von Grubenwasserquartieren und Analyse verschiedener Quartierskonzepte hinsichtlich ökonomischer und öko-logischer Parameter*, TU Bergakademie Freiberg, 2025.
- [105] SD Solarpark GmbH, *Solaranlagen Portal Kosten*, 2025.
- [106] C.A.R.M.E.N. e.V., *Marktübersicht Batteriespeicher 2022 - Auswertung*, 2022.
- [107] EU Publications Office, *Long term (2050) projections of techno-economic performance of large-scale heating and cooling in the EU*, 2017.
- [108] Prognos AG, *Evaluierung der Kraft-Wärme-Kopplung*, Berlin, 2019.
- [109] Umweltbundesamt, *Analyse des wirtschaftlichen Potenzials für eine effiziente Wärme und Kälteversorgung*, Berlin, 2021.
- [110] BDEW e.V., *Erdgas: Zahlen, Daten, Fakten*, 2023.
- [111] FNR e.V., *Holzpellets*, Gülzow-Prüzen, 2021.
- [112] ASEW GbR, *Erdgas-Brennwert-Heizkessel*, 2022.
- [113] DEPV e.V., *Energiebedarf von Pelletheizungen korrekt berechnen*, Deutscher Energieholz- und Pelletverband, 2018.
- [114] VDI e.V., *VDI 2067 Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen – Grundlagen und Kostenberechnung*, VDI-Verlag, 2012.
- [115] VDI e.V., *VDI 6025 - Betriebswirtschaftliche Berechnungen für Investitionsgüter und Anlagen*, Düsseldorf: Verein deutscher Ingenieure e.V., 2012a.
- [116] IDW e.V., *IDW S 1: Grundsätze zur Durchführung von Unternehmensbewertungen*, 2008.
- [117] Rödl & Partner, *Kursbuch Stadtwerke*, Rödl GmbH Rechtsanwaltsgesellschaft Steuerberatungsgesellschaft, 2022.
- [118] D. R. O. Harthan, J. Repenning, R. Blanck, L. Emele, W. K. Görz, P. Kasten, J. Deurer, D. J. Steinbach, D. T. Fleiter und D. M. Rehfeldt, *Klimaschutzbeitrag verschiedener CO<sub>2</sub>-Preispfade in den BEHG-Sektoren Verkehr, Gebäude und Industrie*, 2022.
- [119] DESTATIS, *Verbraucherpreisindex für Deutschland, 1991 - 2024*, 2025.
- [120] U. R. Fritsche und H.-W. Greß, *Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2022 sowie Ausblicke auf 2030 und 2050*, 2023.
- [121] BDEW-25, *BDEW-Strompreisanalyse Oktober 2025*, 2025.
- [122] G. Luderer, F. Bartels, T. Brown und F. Clara Aulich, *Die Energiewende kosteneffizient gestalten:*

Szenarien zur Klimaneutralität 2045, 2025.

- [123] Prognos AG, Fraunhofer ISI, GWS, IINAS, *Energiewirtschaftliche Projektionen und Folgeansätzungen 2030/2050*, 2021.
- [124] S. Kreidelmeyer und A. Kemmler, *Endverbrauchspreise der Energieträger für die Treibhausgas-Projektionen 2025*, 2025.
- [125] addLeader GmbH, *Strompreisentwicklung - Analyse & Prognose*, 2025.
- [126] BDEW-22, *BDEW-Strompreisanalyse Juli 2022*, 2022.
- [127] DESTATIS, *Erdgaspreise für Nicht-Haushalte, 2. Halbjahr 2024*, 2025a.
- [128] BAFA, *Informationsblatt CO<sub>2</sub>-Faktoren*, 2024.
- [129] DEPI, *DEPI Brennstoffkosten in Deutschland September 2025*, 2025.
- [130] Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, *Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW)*, 2025.
- [131] T. Degner, *Prognose von geochemischen Auswirkungen der Nachnutzung stillgelegter Bergbau-Stollen-Systeme am Beispiel des Freiburger Grubenreviers*, Freiberg, 2003.
- [132] Statistisches Bundesamt, *Inflationsrate im Juni 2024 bei +2,2 %*, Wiesbaden.
- [133] VDI e.V., *VDI-Wärmeatlas: Berechnungsgrundlagen und Beispiele zur Wärmeübertragung*, Springer Vieweg, 2019.
- [134] J. N. Mayer, *Zukünftige Kosten der Photovoltaik bis 2050*, Freiburg im Breisgau: Fraunhofer ISE, 2015.
- [135] BMF, *AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter (AfA-Tabelle "AV")*, 2000.
- [136] SENEK GmbH, *Was kosten Stromspeicher und für wen lohnt sich die Investition*, 2023.
- [137] Testquelle, „Testquelle fürs Literaturverzeichnis,“ DBI, Freiberg, 2024.
- [138] E. Peralta Ramos, K. Breede und G. Falcone, *Geothermal heat recovery from abandoned mines: a systematic review of projects implemented worldwide and a methodology for screening new projects*, 2015.
- [139] Umweltbundesamt, *Energieverbrauch für fossile und erneuerbare Wärme*, 2025.
- [140] Destatis, *Mehr als zwei Drittel der im Jahr 2024 errichteten Wohngebäude heizen mit Wärmepumpen*, 2025b.
- [141] M. Macklin, C. J. Thomas, A. Mudbhatkal, K. P.A. Brewer, Hudson-Edwards, J. Lewin, P. Scussolini, D. Eilander, A. Lechner, J. Owen, G. Bird, D. Kemp und K. Mangalaa, *Impacts of metal mining on river systems: a global assessment*, Science 381:1345-1350, 2023.
- [142] L. u. G. Landesamt für Umwelt, „Regionales Klimainformationssystem Klimadaten für Mitteldeutschland,“ 2024.
- [143] S. S. f. U. u. Landwirtschaft, „Klimawandel in Sachsen - wir passen uns an!“, 2024.
- [144] C. T. e. al., „HEAT.AT: Die Auswirkungen des Klimawandels auf den Heiz- und Kühlenergiebedarf in Österreich II: Climate Change impacts on energy use for space heating and cooling in Austria II,“ Wien, Okt. 2009.

[145] M. B. e. al., „Wärmeatlas Baden-Württemberg: Erstellung eines Leitfadens und Umsetzung für die Modellregionen,“ Stuttgart, Feb. 2008.

[146] DBI Gas- und Umwelttechnik GmbH, „DBI GIS-Datenbank,“ 2024.

# Anhang

---

Anlage 1:	Wärmepumpendatenbank (Kleinwärmepumpen)	B
Anlage 2:	Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast in den Quartieren	D
Anlage 3:	Wirtschaftliche Bilanzierung – Quellen der Randbedingungen	O

## Anlage 1: Wärmepumpendatenbank (Kleinwärmepumpen)

Tabelle 61: Übersicht der recherchierten Wärmepumpenmodelle bis 100 kW

Hersteller	Modell	Kältemittel	Heizleistung bei 35°C in kW	COP 0/35°C	COP 0/45°C	COP 0/55°C	Preis	Preis pro kW
Wolf	BWS-1-16	R407C	16,8	4,6		2,8	9.123,45 €	543,06 €
Wolf	BWS-1-12	R407C	12,0	4,7		2,8	7.992,75 €	666,06 €
Wolf	BWS-1-08	R407C	8,4	4,7		2,8	6.796,05 €	809,05 €
Wolf	BWS-1-06	R407C	5,9	4,7		2,8	6.612,15 €	1.120,70 €
Buderus	WPS 6K-1	R410A	5,8	4,4			10.082,95 €	1.738,44 €
Buderus	WPS 8K-1	R410A	7,6	4,7			10.508,15 €	1.382,65 €
Buderus	WPS 10K-1	R410A	10,4	4,7			10.914,35 €	1.049,46 €
Buderus	WPS 6-1	R410A	5,8	4,4			8.443,05 €	1.455,70 €
Buderus	WPS 8-1	R410A	7,6	4,7			8.511,35 €	1.119,91 €
Buderus	WPS 10-1	R410A	10,4	4,8			8.655,65 €	832,27 €
Buderus	WPS 13-1	R410A	13,3	4,8			9.824,85 €	738,71 €
Buderus	WPS 17-1	R410A	17,0	4,7			11.760,85 €	691,81 €
Viessmann	Vitocal 350-G BW + BWS 351.B20	R410A	41,0	4,8			33.399,25 €	814,62 €
Viessmann	Vitocal 350-G BW + BWS 351.B27	R410A	57,4	4,8			39.196,55 €	682,87 €
Viessmann	Vitocal 350-G BW + BWS 351.B33	R410A	65,4	5,0			42.810,35 €	654,59 €
Viessmann	Vitocal 350-G BW + BWS 351.B42	R410A	84,6	4,8			48.333,45 €	571,32 €
Viessmann	BWC 301.C06	R410A	6,0				11.046,25 €	1.841,04 €
Viessmann	BWC 301.C12	R410A	12,0				12.545,85 €	1.045,49 €
Viessmann	BWC 301.C16	R410A	15,0				14.605,25 €	973,68 €
Viessmann	BWT 221.B08	R410A	7,5	4,8			11.281,65 €	1.504,22 €
Viessmann	BWT 221.B06	R410A	5,8	4,6			10.689,85 €	1.843,08 €
Viessmann	BWT 221.B10	R410A	10,4	4,8			11.875,65 €	1.141,89 €
Viessmann	BWT 331.C06	R410A	4,3	4,7			11.350,15 €	2.639,57 €
Viessmann	BWT 331.C12	R410A	5,3	4,8			13.306,75 €	2.510,71 €
Dimplex	SI11TU	-	10,9	4,9			8.958,45 €	821,88 €
Dimplex	SI14TU	-	13,9	5,0			9.758,35 €	702,04 €
Dimplex	SI18TU	-	17,5	4,7			11.579,45 €	661,68 €
Dimplex	SI26TU	-	26,2	4,9			19.744,95 €	753,62 €
Dimplex	SI35TU	-	35,2	4,8			24.008,15 €	682,05 €
Dimplex	SI50TU	-	49,8	4,8			33.169,65 €	666,06 €
Buderus	WSW186i-6	-	5,9	4,6	3,5		8.469,00 €	1.447,69 €
Buderus	WSW186i-8	-	7,6	4,6	3,5		9.219,00 €	1.211,43 €
Buderus	WSW186i-12	-	12,5	4,8	3,6		10.299,00 €	821,95 €
Buderus	WSW186i-16	-	15,5	4,8	3,7		12.039,00 €	775,21 €
Daikin	Altherma 3 GEO 10kW	R-32	9,6	4,5			8.939,00 €	931,15 €
Daikin	Altherma 3 GEO 6kW	R-32	8,0	4,5			7.999,00 €	999,88 €
Bosch	Supraeco T 220-2	R410A	22,9	4,6	3,6		17.819,00 €	778,12 €
Bosch	Supraeco T 280-2	R410A	28,9	4,6	3,7		20.099,00 €	695,47 €

Bosch	Supraeco T 380-2	R410A	38,7	4,5	3,6		22.409,00 €	578,60 €
Bosch	Supraeco T 480-2	R410A	47,5	4,4	3,6		24.709,00 €	520,52 €
Bosch	Supraeco T 540-2	R410A	54,2	4,5	3,7		27.769,00 €	512,63 €
Bosch	Supraeco T 640-2	R410A	63,9	4,4	3,6		30.639,00 €	479,26 €
Bosch	Supraeco T 720-2	R410A	72,8	4,4	3,6		33.499,00 €	459,96 €
Bosch	Supraeco T 800-2	R410A	78,5	4,3	3,6		36.359,00 €	462,94 €
Stiebel Eltron	WPC 04	R410A	4,8	4,5		3,0	9.209,00 €	1.930,61 €
Stiebel Eltron	WPC 05	R410A	5,8	4,8		3,0	9.519,00 €	1.635,57 €
Stiebel Eltron	WPC 07	R410A	7,5	4,8		3,2	10.269,00 €	1.369,20 €
Stiebel Eltron	WPC 10	R410A	10,3	5,0		3,1	11.009,00 €	1.067,80 €
Stiebel Eltron	WPC 13	R410A	13,2	4,8		3,2	11.949,00 €	904,54 €
Stiebel Eltron	WPF 10 M	R410A	10,0	4,5			8.359,00 €	834,23 €
Stiebel Eltron	WPF 13 M	R410A	13,0	4,6			8.879,00 €	684,05 €
Stiebel Eltron	WPF 16 M	R410A	17,0	4,4			9.999,00 €	588,52 €
Stiebel Eltron	WPF 04	R410A	4,8	4,5		3,0	8.659,00 €	1.815,30 €
Stiebel Eltron	WPF 05	R410A	5,8	4,8		3,1	8.919,00 €	1.532,47 €
Stiebel Eltron	WPF 07	R410A	7,5	4,8		3,2	9.579,00 €	1.277,20 €
Stiebel Eltron	WPF 10	R410A	10,3	5,0		3,1	10.189,00 €	988,26 €
Stiebel Eltron	WPF 13	R410A	13,2	4,8		3,2	10.999,00 €	832,63 €
Stiebel Eltron	WPF 16	R410A	17,0	4,5		3,1	11.879,00 €	698,35 €
Stiebel Eltron	WPF 20	R410A	21,5	4,7		2,8	12.999,00 €	604,60 €
Stiebel Eltron	WPF 27	R410A	29,7	4,9		2,8	14.909,00 €	502,16 €
Vaillant	VWF 58/4	R410A	5,3	4,4			7.879,00 €	1.492,23 €
Vaillant	VWF 88/4	R410A	8,8	4,8			8.499,00 €	963,61 €
Vaillant	VWF 118/4	R410A	11,2	4,8			9.099,00 €	813,86 €
Vaillant	VWS 260/3 S1	R410A	24,5	4,4		2,8	16.399,00 €	669,35 €
Vaillant	VWS 400/3 S1	R410A	40,4	4,7		3,0	21.079,00 €	521,76 €
Vaillant	VWS 780/3 S1	R410A	77,5	4,4		2,8	31.139,00 €	401,79 €

## Anlage 2: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast in den Quartieren

Tabelle 62: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „ABBH – M“

Wärmenetzart	WPDG in %	Quartier ABBH – M
	40%	
Zentrales Netz	70%	
	100%	
Kaltes Nahwärmenetz	70%	

Tabelle 63: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „BED - BdS“

Wärmenetzart	WPDG in %	Wärmepumpenauslegung: Quartier BED – BdS
Zentrales Netz	40%	
	70%	
	100%	
Kaltes Nahwärmenetz	70%	

Tabelle 64: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „BED - GBT“

Wärmenetzart	WPDG in %	Wärmepumpenauslegung: Quartier BED - GBT
	40%	
Zentrales Netz	70%	
	100%	
Kaltes Nahwärmenetz	70%	

Tabelle 65: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „EFD - FB“

Wärmenetzart	WPDG in %	Wärmepumpenauslegung: Quartier EFD - FB
	40%	
Zentrales Netz	70%	
	100%	
Kaltes Nahwärmenetz	70%	

Tabelle 66: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „EFD - SK“

Wärmenetzart	WPDG in %	Wärmepumpenauslegung: Quartier EFD - SK
Zentrales Netz	40%	
	70%	
	100%	
Kaltes Nahwärmenetz	70%	

Tabelle 67: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „FG - AS“

Wärmenetzart	WPDG in %	Wärmepumpenauslegung: Quartier FG - AS
	40%	
Zentrales Netz	70%	
	100%	
Kaltes Nahwärmenetz	70%	

Tabelle 68: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „FG - FB“

Wärmenetzart	WPDG in %	Wärmepumpenauslegung: Quartier FG – FB
Zentrales Netz	40%	
	70%	
	100%	
Kaltes Nahwärmenetz	70%	

Tabelle 69: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „JGS - PT“

Wärmenetzart	WPDG in %	Wärmepumpenauslegung: Quartier JGS – PT
	40%	
Zentrales Netz	70%	
	100%	
Kaltes Nahwärmenetz	70%	

Tabelle 70: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „SB - AS“

Wärmenetzart	WPDG in %	Wärmepumpenauslegung: Quartier SB – AS
	40%	
Zentrales Netz	70%	
	100%	
Kaltes Nahwärmenetz	70%	

Tabelle 71: Abbildungen der Wärmeleistungsprofile von Wärmepumpe und Spitzenlast im Quartier „SZB - H“

Wärmenetzart	WPDG in %	Wärmepumpenauslegung: Quartier SZB – H
	40%	
Zentrales Netz	70%	
	100%	
Kaltes Nahwärmenetz	70%	

## Anlage 3: Wirtschaftliche Bilanzierung – Quellen der Randbedingungen

Tabelle 72: Quellen der wirtschaftlichen Randbedingungen der Module und Untermodule für die wirtschaftliche Bilanzierung

Modul	Untermodul	Nutzungsdauer	Variable Kosten	Preisänderungs-faktor
<b>GW-Anlage</b>	<b>Bergmännische Arbeiten</b>	Annahme	Annahme	Inflationsrate 2024, [132]
	<b>Schachtelektrik und Gebäudeautomation</b>	Annahme	Annahme	Inflationsrate 2024, [132]
	<b>Unterwasserpumpe</b>	nach VDI2067 Punkt 2.2.2 [114]	nach VDI2067 Punkt 2.2.2, Betriebsgebundene Kosten, [114]	Inflationsrate 2024, [132]
	<b>Rohrleitungen</b>	nach VDI2067 Punkt 1.2, [114]	nach VDI2067 Punkt 1.2, Betriebsgebundene+Sonstige Kosten, [114]	Inflationsrate 2024, [132]
	<b>Wärmeübertrager</b>	nach VDI2067 Punkt 1.3.2, [114]	Fouling einbezogen, Mittlere Kosten bei wartungsintensiveren Wärmeübertragern [133]	Inflationsrate 2024, [132]
<b>Wärmenetz</b>	<b>Umwälzpumpe</b>	nach Lebenszyklusdauerangabe Grundfos Produktauslegung, [93]	nach VDI2067 Punkt 1.2.2, Betriebsgebundene Kosten [114]	Inflationsrate 2024, [132]
	<b>Rohrleitung</b>	nach VDI2067 Punkt 1.2, [114]	nach VDI2067 Punkt 1.2, Betriebsgebundene+ Sonstige Kosten, [114]	Inflationsrate 2024, [132]
<b>Energiesystem</b>	<b>Wärmepumpe</b>	nach VDI2067 Punkt 1.3.1.8, [114]	nach VDI2067 Punkt 1.3.1.8, [114]	[103]
	<b>Photovoltaik-Anlage</b>	nach VDI2067 Punkt 1.3.1.10., [114]	nach VDI2067 Punkt 1.3.1.10., [114]	[134]
	<b>Batterie-speicher</b>	nach AfA Tabellen Punkt 1.2.1 [135]	[136]	[103]
	<b>Spitzenlast-deckung</b>	nach VDI2067 Punkt 1.3.1.1., [114]	nach VDI2067 Punkt 1.3.1.1., [114]	Inflationsrate 2024, [132]