

Adressat
Stadtwerke Essen AG

Dokumententyp
Bericht

Datum
Oktober 2025



Finanziert von der
Europäischen Union
NextGenerationEU

Gefördert durch:



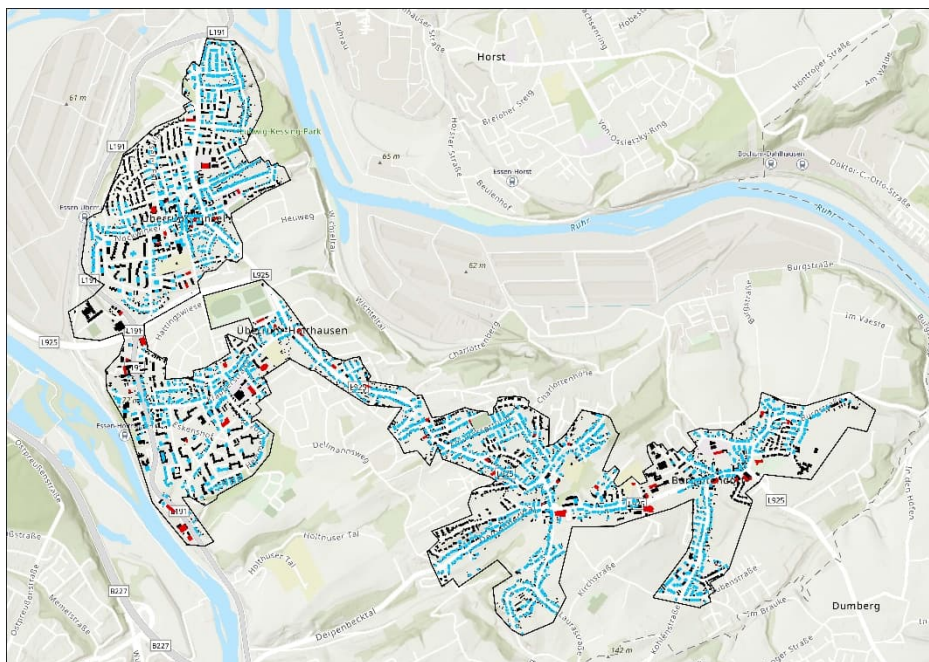
Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Finanziert durch die Europäische Union – NextGenerationEU. Die geäußerten Ansichten und Meinungen sind ausschließlich die des Autors/der Autoren und spiegeln nicht unbedingt die Ansichten der Europäischen Union oder der Europäischen Kommission wieder. Weder die Europäische Union noch die Europäische Kommission können für sie verantwortlich gemacht werden.

Machbarkeitsstudie Überruhr-Burgaltendorf

Gemäß der BEW-Förderrichtlinie



Machbarkeitsstudie Überraehr-Burgaltendorf

Gemäß der BEW-Förderrichtlinie

Projektname SW Essen Machbarkeitsstudie BEW Überraehr

Projekt Nr. 352009707

Empfänger Stadtwerke Essen AG

Dokumententyp Bericht

Version 1.0

Datum 2025/10/14

Durchgeführt von JNRA, FLTE, YUGR

Überprüft von RNBG, JNWR

Genehmigt von DOFR

Beschreibung Abschlussbericht der Machbarkeitsstudie zur Errichtung eines
Niedertemperatur-Fernwärmenetzes in Essen Überraehr und Burgaltendorf

Ramboll
Jürgen-Töpfer-Straße 48
22763 Hamburg

T +49 40 302020-0
F +49 40 302020-199
www.ramboll.com/de-de

Ramboll Deutschland GmbH
Jürgen-Töpfer-Straße 48
22763 Hamburg

Amtsgericht Hamburg, HRB 168273
Geschäftsführer:
Stefan Wallmann, Hannes Reuter

BNP Paribas S.A. Niederlassung
Deutschland
IBAN: DE40512106004223034010
BIC: BNPADEFFXXX

Inhalt

1.	Einleitung	6
2.	IST-Analyse	6
2.1	Untersuchungsgebiet	6
2.2	Datengrundlage und Methodik	7
2.3	Charakterisierung der Gebäudestruktur	8
2.4	Derzeitige Versorgungsart der Endkunden	9
2.5	Bestandsnetz	10
3.	Potenzialermittlung erneuerbare Energien und Abwärme	11
3.1	Freiflächenanalyse	11
3.2	Geothermie	14
3.3	Solarthermische Anlagen	22
3.4	Biomasse	24
3.5	Umweltwärme	29
3.6	Thermische Abfallbehandlung	37
3.7	Abwärme	37
3.8	Wärmespeicher	44
3.9	Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien	45
3.10	Sektorkopplung	47
3.11	Zusammenfassung Potenziale	47
4.	SOLL-Analyse	51
4.1	Fortschreibung Wärmebedarf	51
4.2	Zielnetz 2045 & Netzhochlauf	51
4.3	Erzeugerportfolio 2045 & Hochlauf	53
4.4	Primärenergie- und CO ₂ -Einsparung	69
4.5	Maßnahmenpakete bis 2045	71
5.	Kostenrahmen	73
5.1	Investitionskosten	73
5.2	Betriebsbedingte Kosten	75
5.3	Verbrauchsbedingte Kosten	76
5.4	Jährliche Kosten	76
5.5	Wärmevollkosten	77
5.6	Wärmepreise	78
5.7	Finanzierung der Investitionen	78
6.	Pfad zur Treibhausgasneutralität	78
6.1	Wärmeerzeugung	78
6.2	Wärmeverbrauch/Wärmenetz	79
7.	Bürgereinbindung und Kommunikation	79
7.1	Geplante Einzelmaßnahmen	80
7.2	Durchgeführte Einzelmaßnahmen	81
8.	Zusammenfassung	82

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Untersuchungsgebiet	7
Abbildung 1-2: Schaubild zur Vorgehensweise der Verschneidung und Auswahl von Verbrauchs- oder Bedarfsdaten	8
Abbildung 1-3: Untersuchungsgebiet und Aufteilung der Gebäude in Gebäudetypen	9
Abbildung 1-4: Aufteilung der Versorgungsarten auf Flurstücksebene	10
Abbildung 1-5: Bestandsnetz im Norden des Untersuchungsgebiets	11
Abbildung 2-1: Vorgehensweise der Freiflächenanalyse	13
Abbildung 2-2: Oberflächennahe Geothermie - Wärmeleitfähigkeit Erdwärmesonden	14
Abbildung 2-3: Oberflächennahe Geothermie - Erdwärmesonden - Methodik zur Ermittlung der Anzahl an Sonden	15
Abbildung 2-4: Oberflächennahe Geothermie – Freiflächen für Erdwärmesonden	17
Abbildung 2-5: Oberflächennahe Geothermie – Entzugsleistung bei Erdwärmekollektoren	18
Abbildung 2-6: Oberflächennahe Geothermie - Erdwärmekollektoren – Freiflächen	19
Abbildung 2-7: Tiefengeothermie - Geothermisches Potenzial nach GeotIS	20
Abbildung 2-8: Tiefengeothermie - Temperatur des Untergrunds nach GeotIS	21
Abbildung 2-9: Tiefengeothermie - Hydrothermales Potenzial nach Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik	21
Abbildung 2-10: Solarthermie - Spezifische Einstrahlung für Überehr-Burgaltendorf	22
Abbildung 2-11: Solarthermie - monatliche Wärmeerzeugung	23
Abbildung 2-12: Solarthermie - Freiflächen	24
Abbildung 2-13: Biomasse - Übersicht der Potenziale	29
Abbildung 2-14: LW-Wärmepumpe - Jahresverlauf Lufttemperatur	30
Abbildung 2-15: LW-Wärmepumpe - Verlauf der thermischen Leistung und des COPs	31
Abbildung 2-16: Flusswasser-WP - Wassertemperatur	32
Abbildung 2-17: Flusswasser-WP – Volumenstrom Flusswasser	33
Abbildung 2-18: Flusswasser-WP - Leistung und COP im Jahresverlauf	34
Abbildung 2-19: Grundwasser - Einschätzung nach GEOportal.NRW	35
Abbildung 2-20: Grundwasser - Geoportal BGR	36
Abbildung 2-21: Grubenwasser – Volumenstrom	38
Abbildung 2-22: Grubenwasser – Temperatur	38
Abbildung 2-23: Abwasser-WP - Mögliche Standorte	40
Abbildung 2-24: Klarwasser-WP - Volumenstrom Klarwasser	42
Abbildung 2-25: Klarwasser-WP - Temperatur Klarwasser	43
Abbildung 2-26: Klarwasser-WP - Leistung und COP im Jahresverlauf	44
Abbildung 2-27: Klarwasser-WP - Jahresdauerlinie Thermische Leistung	44
Abbildung 2-28: Thermische Speicher - Möglicher Standort für ein Saisonalspeicher	45
Abbildung 2-29: Photovoltaik - monatliche Stromerzeugung	46
Abbildung 2-30: Wasserstoff - Darstellung eines möglichen zukünftigen Anschlusspunktes zur Wasserstofftrasse	47

Abbildung 3-1: Wärmebedarfsentwicklung in den Stützjahren	51
Abbildung 3-2: Netzhochlauf nach Nennweite	52
Abbildung 3-3: Übersicht des definieren Netzhochlaufs	54
Abbildung 3-4: Entwicklung des Wärmeabsatzes	55
Abbildung 3-5: Wärmelastgang im Zieljahr 2045	56
Abbildung 3-6: Wärmelastgang im Zieljahr 2045 (geordnet)	57
Abbildung 3-7: Erzeugerlastgang im Zieljahr 2045	61
Abbildung 3-8: Erzeugerlastgang im Zieljahr 2045 (geordnet)	62
Abbildung 3-9: Erzeugerlastgang im Jahr 2028	63
Abbildung 3-10: Erzeugerlastgang im Jahr 2028 (geordnet)	64
Abbildung 3-11: Erzeugerlastgang im Jahr 2030	65
Abbildung 3-12: Erzeugerlastgang im Jahr 2030 (geordnet)	65
Abbildung 3-13: Erzeugerlastgang im Jahr 2035	66
Abbildung 3-14: Erzeugerlastgang im Jahr 2035 (geordnet)	67
Abbildung 3-15: Erzeugerlastgang im Jahr 2040	68
Abbildung 3-16: Erzeugerlastgang im Jahr 2040 (geordnet)	68
Abbildung 4-1: Wärmeevollkosten im Zieljahr und in den Stützjahren (graphisch)	78

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Zusammenfassung der Anzahl von Gebäuden, Wohneinheiten und Endkunden	8
Tabelle 1-2: Aufteilung der Gebäude in Wohnen, und GHD	9
Tabelle 1-3: Versorgungsart der Endkunden im Bestand	10
Tabelle 2-1: Angenommene Fallunterscheidung bei der Ermittlung der Sondenanzahl	15
Tabelle 2-2: Oberflächennahe Geothermie - Randbedingungen für Erdwärmesonden	16
Tabelle 2-3: Oberflächennahe Geothermie - Ergebnisse des Potenzials Erdwärmesonden (spezifisch)	16
Tabelle 2-4: Oberflächennahe Geothermie – Randbedingungen für Erdwärmekollektoren	18
Tabelle 2-5: Oberflächennahe Geothermie - Ergebnisse des Potenzials für Erdwärmekollektoren (spezifisch)	18
Tabelle 2-6: Solarthermie - Randbedingungen	23
Tabelle 2-7: Solarthermie - Ergebnisse (spezifisch)	23
Tabelle 2-8: Biomasse - Waldholz & Altholz	25
Tabelle 2-9: Biomasse - Klärschlamm	26
Tabelle 2-10: Biomasse - Bioabfall & Grüngut	26
Tabelle 2-11: Biomasse - Energiepflanzen	27
Tabelle 2-12: Biomasse - Gülle	28
Tabelle 2-13: LW-Wärmepumpe - Technische Randbedingungen	30
Tabelle 2-14: LW-Wärmepumpe - Ergebnisse	31
Tabelle 2-15: Flusswasser-WP - Abfluss der Ruhr	33
Tabelle 2-16: Flusswasser-WP - Randbedingungen	33
Tabelle 2-17: Flusswasser-WP - Auslegungsdaten	34
Tabelle 2-18: Grundwasser - Randbedingungen	36
Tabelle 2-19: Grundwasser - Potenzialabschätzung	36
Tabelle 2-20: Grubenwasser - Potenzialabschätzung	38
Tabelle 2-21: Abwasser-WP - Randbedingungen	40
Tabelle 2-22: Abwasser-WP - Ergebnisse	41
Tabelle 2-23: Klarwasser-WP - Randbedingungen	43
Tabelle 2-24: Klarwasser-WP - Auslegungsdaten	43
Tabelle 2-25: Photovoltaik - Randbedingungen	45
Tabelle 2-26: Photovoltaik - Ergebnisse (spezifisch)	46
Tabelle 2-27: Potenzialanalyse - Übersicht aller identifizierten Potenziale	49
Tabelle 3-1: Fortschreibung des Wärmebedarfs	51
Tabelle 3-2: Leitungslänge - Zuwachs nach Nennweite und Stützjahr	52
Tabelle 3-3: Entwicklung des Wärmeabsatzes - tabellarisch	55
Tabelle 3-4: Entwicklung der Wärmeerzeugung & der Spitzenlast	56
Tabelle 3-5: Investitionskostenansätze	57
Tabelle 3-6: Investitionskostenansätze - Verteilleitungen	58
Tabelle 3-7: Betriebskostenansätze	58
Tabelle 3-8: Verbrauchskostenansätze - Strom	59
Tabelle 3-9: Verbrauchskostenansätze - Gas	59
Tabelle 3-10: Verbrauchskostenansätze - Sonstiges	60
Tabelle 3-11: Erzeugerportfolio 2045	61
Tabelle 3-12: Erzeugerportfolio 2028	62
Tabelle 3-13: Erzeugerportfolio 2030	64

Tabelle 3-14: Erzeugerportfolio 2035	66
Tabelle 3-15: Erzeugerportfolio 2040	67
Tabelle 3-16: Primärenergiefaktoren gemäß GEG	69
Tabelle 3-17: CO ₂ -Emissionsfaktoren gemäß AGFW FW 309-6 bzw. BMWK	69
Tabelle 3-18: Primärenergiebedarf und CO ₂ -Ausstoß im IST-Zustand	70
Tabelle 3-19: Primärenergiebedarf und CO ₂ -Ausstoß im Jahr 2045	70
Tabelle 3-20: Maßnahmenpaket 1 (2027-2030)	71
Tabelle 3-21: Maßnahmenpaket 2 (2031-2034)	71
Tabelle 3-22: Maßnahmenpaket 3 (2035-2037)	72
Tabelle 3-23: Maßnahmenpaket 4 (2038-2040)	72
Tabelle 3-24: Maßnahmenpaket 5 (2041-2044)	73
Tabelle 4-1: Übersicht der resultierenden Investitionskosten	73
Tabelle 4-2: Annuitäten der Erzeugungsanlagen und des Wärmenetzes	74
Tabelle 4-3: Betriebsbedingte Kosten der Erzeugungsanlagen und des Wärmenetzes	75
Tabelle 4-4: Verbrauchsbedingte Kosten der Erzeugungsanlagen und des Wärmenetzes	76
Tabelle 4-5: Jährliche Kosten der Erzeugungsanlagen und des Wärmenetzes	76
Tabelle 4-6: Wärmevervollkosten im Zieljahr und in den Stützjahren (tabellarisch)	77
Tabelle 5-1: Prozentualer Anteil der Wärmeerzeugung bis 2045	78
Tabelle 5-2: Kenndaten zum Wärmeverbrauch und Wärmenetz bis 2045	79

1. Einleitung

Die Stadtwerke Essen AG untersuchen im Rahmen des Projekts Stadtwärme 4.0 die Machbarkeit zur Errichtung von Niedertemperatur-Wärmenetzen im Stadtgebiet Essen. Für die Stadtteile Übrerruhr und Burgaltendorf wurde in Zusammenarbeit mit der Ramboll Deutschland GmbH eine umfassende Machbarkeitsstudie gemäß den Anforderungen der Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW-Modul 1) durchgeführt. Die Vorgehensweise und die Ergebnisse dieser Machbarkeitsstudie sind in dem vorliegenden Abschlussbericht dokumentiert.

Zuerst wird eine detaillierte Bestandsanalyse des Untersuchungsgebiets durchgeführt. Dabei werden die charakteristische Gebäudestruktur, die derzeitige Versorgungsart der Endkunden sowie das bestehende GEWOBAU-Wärmenetz berücksichtigt. Anschließend wird das Potenzial zur Nutzung erneuerbarer Energien und Abwärme durch die Untersuchung verschiedener Wärmequellen wie Geothermie, Solarthermie und industrielle Abwärme evaluiert. Auf Basis eines fortgeschriebenen Gebäudemodells wird das Zielszenario 2040 für eine klimaneutrale Wärmeversorgung definiert und eine SOLL-Analyse für den Hochlauf von Wärmeerzeugung, -verteilung und -verbrauch durchgeführt. Es erfolgt eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse und eine Aufschlüsselung der wesentlichen Kostenbestandteile über den gesamten Betrachtungszeitraum.

Als Ergebnis wird der Pfad zur Treibhausgasneutralität bis 2045 und die hierfür notwendigen Maßnahmenpakete beschrieben. Außerdem werden diverse Konzepte zur Bürger- und Stakeholdereinbindung entwickelt.

2. IST-Analyse

2.1 Untersuchungsgebiet

Das Untersuchungsgebiet befindet sich in Essen und umfasst die Stadtteile Übrerruhr und Burgaltendorf südlich der Ruhr, wie in Abbildung 2-1 dargestellt. Das dargestellte Netzgebiet ergibt sich aus einer Voranalyse, wo u. a. eine Wärmevollkostenanalyse durchgeführt wurde. Die Hauptachse des Netzes erstreckt sich von Nordwest nach Südost und beträgt ca. 7 km.

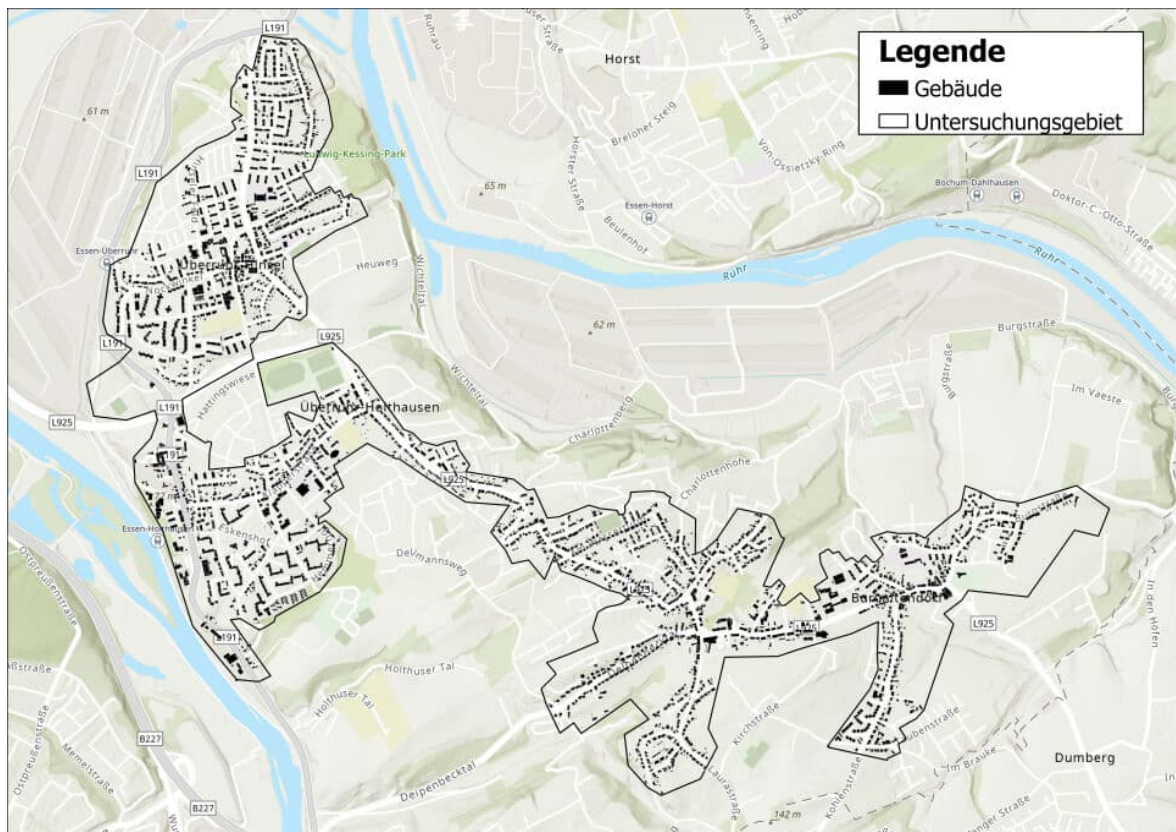


Abbildung 2-1: Untersuchungsgebiet

2.2 Datengrundlage und Methodik

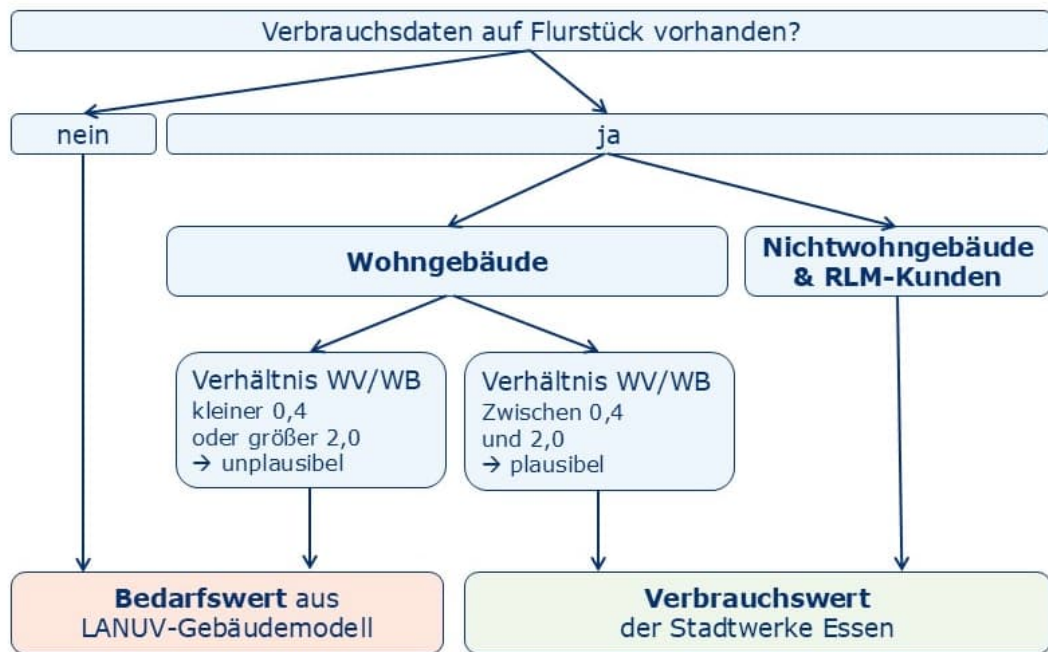
Die Grundlage der Untersuchung besteht aus den LANUK (ehemals LANUV) Gebäudemodelldaten¹ sowie den Verbrauchsdaten von Strom, Gas und Fernwärme (FW). Gas- und Stromdaten für Wärmezwecke wurden über entsprechende Tarife von SWE (Stadtwerke Essen AG) bereitgestellt. Die Fernwärmedaten stammen von der GEWOBAU, dem zuständigen Betreiber des Bestandsnetzes in Übrerruhr. Die Verbrauchsdaten wurden in den folgenden Schritten aufbereitet, um daraus den Nutzenergieverbrauch zu ermitteln:

1. Ableiten des Gas- und Stromanteils des Gesamtverbrauchs für Wärmezwecke
2. Klimabereinigung der FW-, Gas- und Heizstromverbrauchsdaten
3. Ermittlung des Nutzenergieverbrauchs über den Wirkungsgrad bzw. Jahresarbeitszahl (JAZ). Dabei wurden folgende Parameter eingesetzt:
 - Wirkungsgrad Gasheizung: 0,85
 - Wirkungsgrad Nachtspeicherheizung: 0,99
 - JAZ von Wärmepumpen: 3,0

Anschließend wurde der Bedarf aus den LANUK-Gebäudemodelldaten vom Moderaten Szenario² mit den aufbereiteten Verbrauchsdaten auf Flurstücksebene verschnitten. Ob der Wärmeverbrauch oder der Wärmebedarf für die Simulation verwendet wurden, wurde gemäß dem Schaubild in Abbildung 2-2 bestimmt.

1. ¹ Öffentlich zugängliches Raumwärmebedarfsmodell der vierten Version (2024) des gebäudescharfen GIS-Datensatzes vom LANUK ([Landesamt für Natur, Umwelt und Klima Nordrhein-Westfalen](#))

² Gemäß der von LANUK definierten Szenarien



WV = Wärmeverbrauch; WB = Wärmebedarf

Abbildung 2-2: Schaubild zur Vorgehensweise der Verschneidung und Auswahl von Verbrauchs- oder Bedarfsdaten

2.3 Charakterisierung der Gebäudestruktur

Abbildung 2-3 stellt ebenfalls eine Übersicht der potenziell anzuschließenden Gebäude dar. Der Netzverlauf im Untersuchungsgebiet wurde in einer Voranalyse festgelegt. Die Gebäude, die innerhalb oder am Rand eines 50m-Puffers um diesen Netzverlauf liegen, wurden als Zielgebäude für den Netzanschluss ausgewählt. Im Untersuchungsgebiet liegen 4.137 beheizte Gebäude, wovon 2.034 Gebäude als „Hauptgebäude“ gelten, wo Übergabestationen vorgesehen sind. Tabelle 2-1 zeigt eine Zusammenfassung der hierzu relevanten Anzahlen im Untersuchungsgebiet. Für die Ermittlung der Anzahl der Wohneinheiten und Endkunden wurden folgende Annahmen berücksichtigt, die auf Angaben aus TABULA³ basieren:

- Für Wohngebäude: 3 Wohneinheiten pro Mehrfamilienhaus, 13 Wohneinheiten pro Großmehrfamilienhaus. Eine Wohneinheit entspricht einem Endkunden.
- Für Nichtwohngebäude mit Wärmebedarf: 1 Endkunde pro Gebäude.

Tabelle 2-1: Zusammenfassung der Anzahl von Gebäuden, Wohneinheiten und Endkunden

	Anzahl
Gebäude insgesamt	6.283
Gebäude mit Wärmebedarf	4.137
Endkunden	13.615
Wohneinheiten	13.558

³ Typology Approach for Building Stock Energy Assessment; Entwicklung von Gebäudetypologien zur energetischen Bewertung des Wohngebäudebestands in 13 europäischen Ländern, IWU Institut

Im Folgenden wird der aus den LANUK-Werten und den Wärmeverbrauchsdaten der SWE hergeleitete Wert gemäß der Methodik aus Abbildung 2-2 als Wärmebedarf bezeichnet. Der gesamte Wärmebedarf im Untersuchungsgebiet beträgt 98,6 GWh/a. Tabelle 2-2 stellt die Aufteilung des Wärmebedarfs und der Endkunden nach Gebäudetyp (Wohnen oder GHD⁴) dar.

Tabelle 2-2: Aufteilung der Gebäude in Wohnen, und GHD

Gebäudetyp	Anzahl Endkunden	Wärmebedarf GWh / a
Wohnen	13.558	92,0
GHD	57	6,6
Summe	13.615	98,6

Die prozentuale Aufteilung des Wärmebedarfs ist Abbildung 2-3 zu entnehmen.

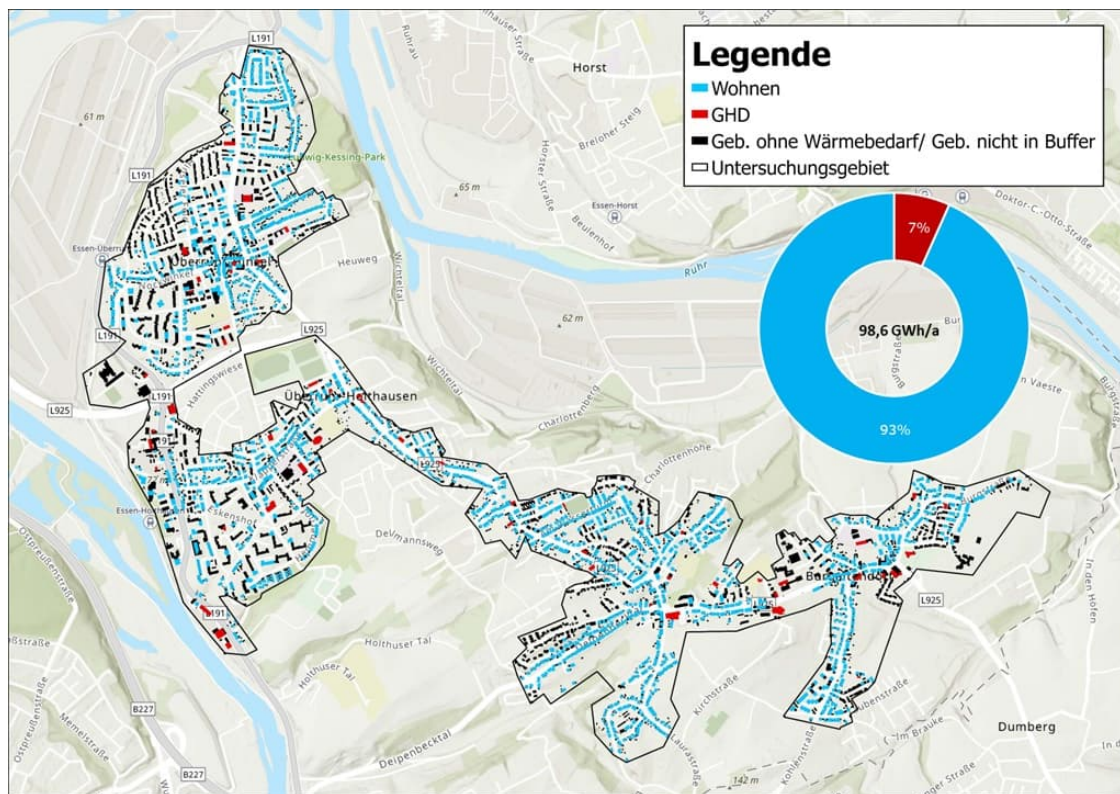


Abbildung 2-3: Untersuchungsgebiet und Aufteilung der Gebäude in Gebäudetypen

2.4 Derzeitige Versorgungsart der Endkunden

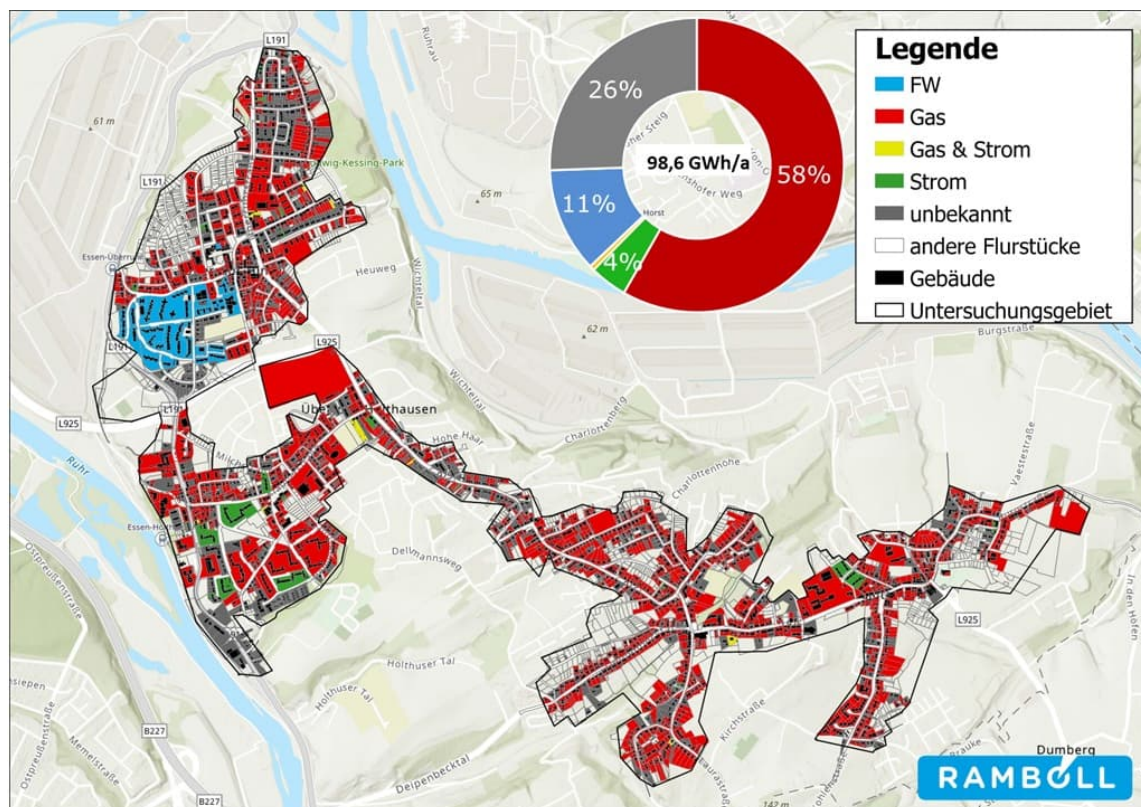
Tabelle 2-3 und Abbildung 2-4 geben einen Überblick über die verschiedenen Versorgungsarten, die im Bestand zur Wärmeversorgung der Gebäude im Untersuchungsgebiet beitragen. Abbildung 2-4 zeigt die Versorgungsart auf Flurstücksebene, wobei mitversorgte Gebäude mitberücksichtigt

⁴ Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

wurden. Es ist daraus ersichtlich, dass Gas mit ca. 58 % Anteil am Wärmebedarf die dominierende Versorgungsart ist, während 26 % des Wärmebedarfs zu keinem Energieträger zugeordnet werden kann und unter nicht-Leitungsgebundene Energieträger fallen kann. Diese unbekannte Gruppe umfasst 2.586 Endkunden und weist einen beträchtlichen Wärmebedarf von 25,2 GWh/a auf. Andere Versorgungsarten wie Strom mit 4 % und FW mit 11 % Anteil am Gesamtwärmebedarf sind weniger verbreitet.

Tabelle 2-3: Versorgungsart der Endkunden im Bestand

Art der Wärmeversorgung	Anzahl Endkunden	Wärmebedarf [GWh/a]
Gas	8.746	57,5
Strom	715	4,1
Gas & Strom	53	0,5
FW	1.515	11,4
unbekannt	2.586	25,2
Summe	13.615	98,6



1

Abbildung 2-4: Aufteilung der Versorgungsarten auf Flurstücksebene

2.5 Bestandsnetz

Das bestehende Fernwärmenetz besteht aus zwei Hauptsträngen: An einem Strang sind ausschließlich Fremdadnehmer und am Anderen überwiegend Wohnhäuser der GEWOBAU, wobei

beide Stränge unterschiedliche Wärmelasten aufweisen und jeweils über einen Vor- und Rücklauf verfügen. Dieses Bestandsnetz ist in Abbildung 2-5 dargestellt. Die Heizzentrale besteht aus einem Biogas-BHKW und Gasheizkesseln.

Die Leitungen des Altbestands bestehen überwiegend aus Stahlrohren in verschiedenen Dimensionen, die in Eternitrohren verlegt sind. Diese Rohre wurden bei Einbau mit Dämmung umgeben, die im Bestand jedoch überwiegend nicht mehr vorhanden oder zerfallen ist. Diese Leitungen stammen aus dem Baujahr Ende der 1960er-Jahre und eine weitere Nutzung ist aufgrund der Leitungsverluste und des Alters der Leitungen vom Netzbetreiber GEWOBAU nicht empfohlen. Erneuerte Leitungen bestehen aus Isoplus-Stahlrohren mit angeschäumter Dämmung und Kunststoffmantel. Hinsichtlich des Leitungsnetzes liegen seitens GEWOBAU leider keine weiteren Unterlagen bezüglich der Dimensionen vor. In der Vergangenheit wurden freigelegte und reparierte Leitungen gefunden, die Durchmesser zwischen DN80 und DN125 aufwiesen.

Die Vorlauftemperaturen betragen 80,7 °C für Fremdadnehmer und 82,3 °C für GEWOBAU, während die Rücklauftemperaturen 61,1 °C für Fremdadnehmer und 66,6 °C für GEWOBAU betragen. Die Differenzdrücke sind 900 mbar für Fremdadnehmer und 750 mbar für GEWOBAU. Der Druck an den Pumpen beträgt jeweils 2,4 bar für beide Stränge, und die Volumenstromregler im Heizhaus sind auf 0,75 bar für GEWOBAU und auf 0,92 bar für Fremdadnehmer eingestellt.

Neben der Heizwärmeversorgung wird auch die Warmwasserbereitung in den Unterstationen über die Leitungen zur Verfügung gestellt. Der Gesamtvolumenstrom im Spitzenlastfall liegt bei ca. 300 m³/h⁵.

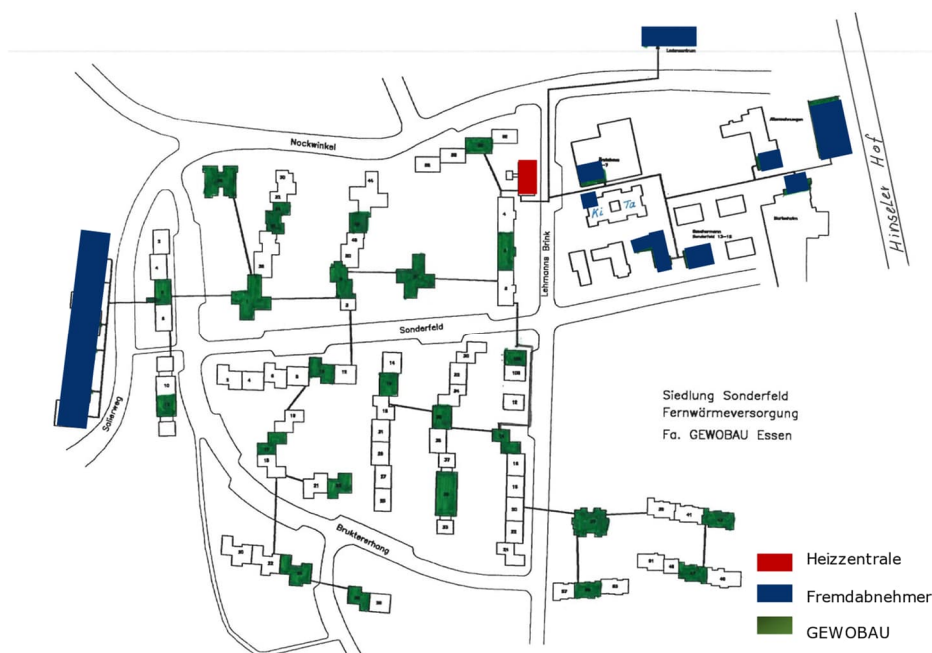


Abbildung 2-5: Bestandsnetz im Norden des Untersuchungsgebiets

3. Potenzialermittlung erneuerbare Energien und Abwärme

3.1 Freiflächenanalyse

⁵ Aus vorhandenen GEWOBAU Daten kalkuliert

Einige der Potenziale, die in dieser Machbarkeitsstudie untersucht werden, benötigen größere Freiflächen, um einen signifikanten Beitrag zur Deckung des Wärmebedarfs zu leisten. Zu diesen flächenintensiven Potenzialen gehören die Wärme- bzw. Stromerzeugung durch Solarthermie bzw. Photovoltaik sowie die Wärmeerzeugung aus oberflächennaher Geothermie. Bevor die einzelnen Potenziale bestimmt werden, wird daher eine Freiflächenanalyse durchgeführt. Dabei wird untersucht, wo mögliche Freiflächen vorliegen und ob genehmigungsrechtliche Einwände bei der Nutzung dieser Freiflächen bestehen.

Die Methodik der Freiflächenanalyse ist als Fließbild in Abbildung 3-1 dargestellt.

Zunächst erfolgen die Suche und Sichtung aller relevanter Flächennutzungsdaten. Diese werden sowohl von städtischer Seite als auch in öffentlichen Geoportalen des Landes NRW (Geoportal NRW, LANUK (ehemals LANUV), Energieatlas NRW, und weiteren open source Quellen wie OpenStreetMap) zur Verfügung gestellt. Des Weiteren werden die einzelnen Flächen auf ihre regulatorischen Gegebenheiten für die jeweiligen Potenziale erfasst und in Abstimmung mit SWE individuell gewichtet. Daraus ergibt sich eine Restriktionsmatrix, welche für jede Restriktionsfläche (Wald, Friedhof, Landschaftsschutzgebiet, Natur-, Umwelt- und Bodenschutzrecht sowie Schutzgebiete, Wasser- und Heilquellen Schutzgebiete, Unland und vegetationslose Flächen, Überschwemmungsgebiete, Industrielle und gewerbliche Flächen, Flächen für Sport, Freizeit und Erholung) und für das jeweilige technische Potenzial eine Eignungsmatrix darstellt. In dieser Eignungsmatrix werden die Restriktionsflächen als ungeeignet, bedingt geeignet oder geeignet klassifiziert.

Mithilfe einer GIS-basierten Software werden die Restriktionsflächen und ihre Attribute räumlich zu einem aggregierten Datensatz verschnitten. Das LANUK (ehemals LANUV) stellt auf Ihrem Geoportal bereits für die Untersuchung geeignete vordefinierte Freiflächen (teilweise auf Flurstücksebene) mit Ihrer Flächennutzung zur Verfügung. Die Flächennutzung wird, sofern vorhanden, ebenfalls nach den jeweiligen Potenzialen klassifiziert. Die räumliche Überlagerung zwischen vorhandenen Freiflächen und den aggregierten Restriktionsflächen ergibt eine präzise Aufteilung der Freiflächen gemäß ihrer Eignung für die jeweiligen technischen Potenziale.

In dieser Untersuchung lagen keine räumlichen Daten zu Mooren/Feuchtgebieten, Gefahrenpotenziale des Untergrundes, Grundwasserstände, Deponieflächen, Güteklassen der Agrarflächen, Geländetopographie und Exposition, infrastrukturellen Einzugsgebieten (Eisenbahn, Autobahn), Neubaugebieten sowie Renaturierungsgebieten vor.

Nach der Gewichtung der Freiflächen gemäß Restriktionsparametern werden die verfügbaren Freiflächen für jede untersuchte Technologie (Solare ST/PV-, Erdwärmekollektor-, Erdwärmesonde und Erdbeckenspeicher) eingegrenzt.

Das Ergebnis der Freiflächenanalyse ist eine GIS-basierte Darstellung der verfügbaren Flächen je Potenzial, die anschließend für die energetische Auswertung dieses Potenzials genutzt werden.

Geodaten

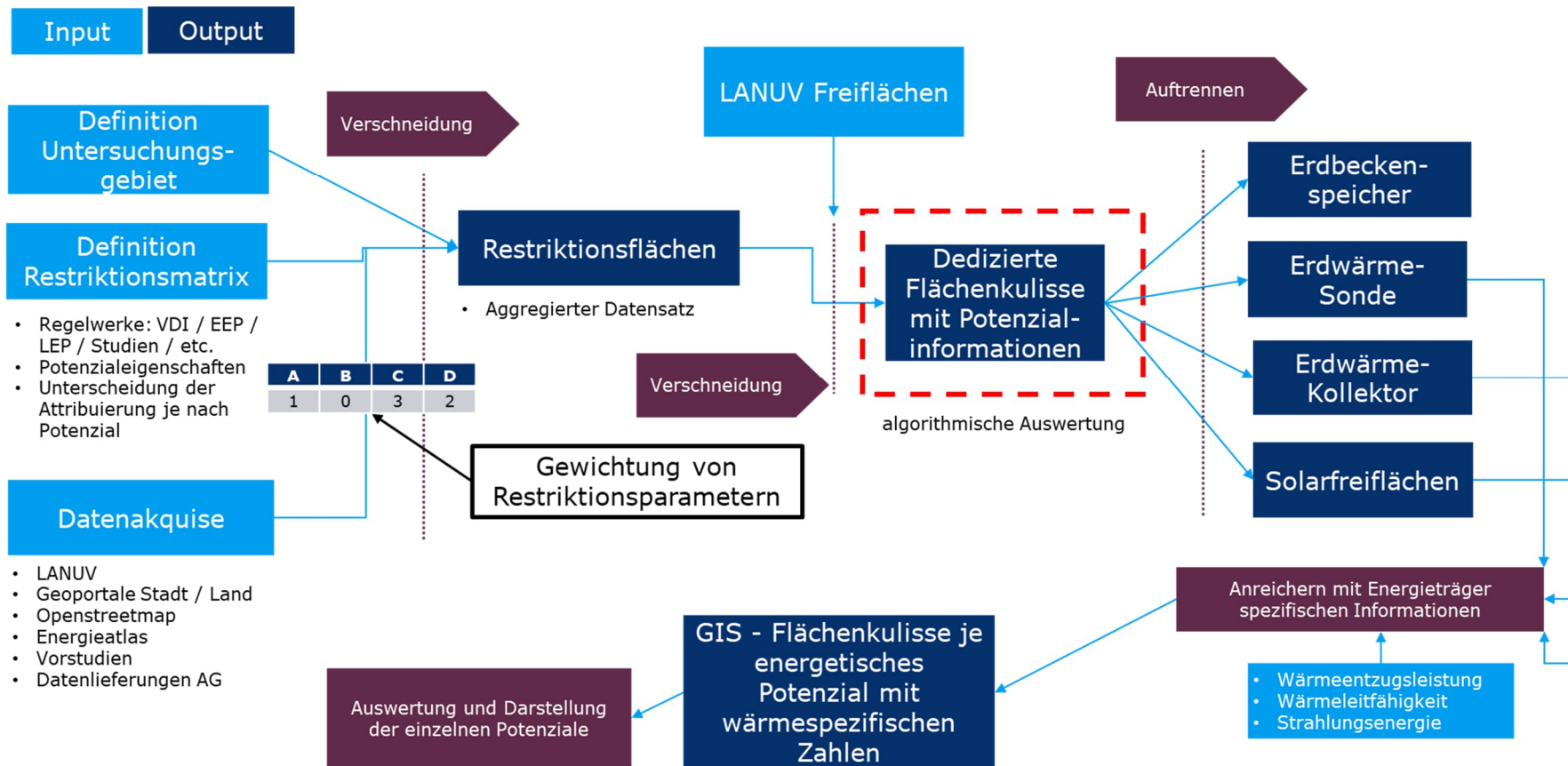


Abbildung 3-1: Vorgehensweise der Freiflächenanalyse

Weiterhin muss die Anzahl Erdwärmesonden bestimmt, die auf einer bestimmten Freifläche installiert werden können. Die Methodik zur Ermittlung der Anzahl möglicher Sonden basiert auf der

VDI 4640. Da die gemäß VDI 4640 festgelegten Entzugsleistungen nur für bis zu 5 Sonden gelten, wurde der LANUK Ansatz⁶ (siehe Abbildung 3-3) zur Ermittlung der Anzahl der Sonden für größere Flächen erweitert. Um die Entzugsleistungen für Flächen mit mehr als 5 Sonden weiterhin nutzen zu können, werden Gruppen von 5 Sonden berücksichtigt, wobei ein Abstand von 15 Metern zwischen diesen Gruppen angenommen wird. Dieser konservative Abstand dient dazu, sicherzustellen, dass sich die Sonden nicht gegenseitig beeinflussen.

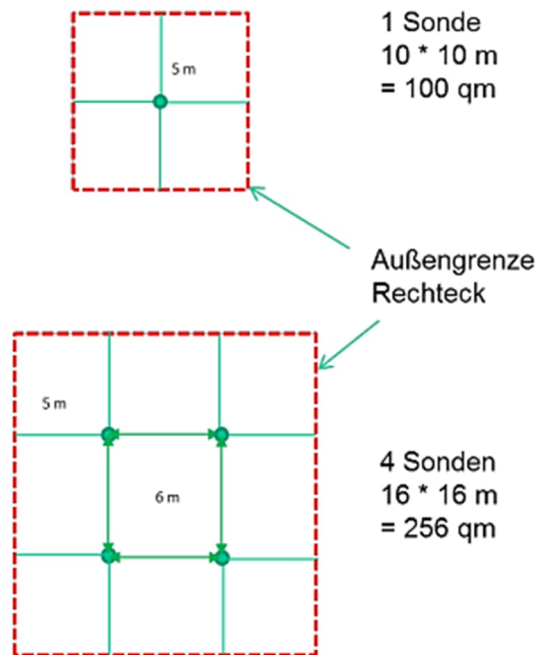


Abbildung 3-3: Oberflächennahe Geothermie - Erdwärmesonden - Methodik zur Ermittlung der Anzahl an Sonden

Daraus ergibt sich die folgende Fallunterscheidung:

Tabelle 3-1: Angenommene Fallunterscheidung bei der Ermittlung der Sondenanzahl

Potenzielle Fläche	Anzahl Sonden	Methodik
unter 100 m ²	0	5 m Abstand zu der Flurstückgrenze; 6 m Abstand zwischen den Sonden.
100 m ² bis 320 m ²	1 bis 5	Berechnungsformel aus dem LANUK Ansatz hergeleitet.
Über 320 m ² bis 350 m ²	= 5	Mindestfläche für eine 5-Sonden Gruppe inklusive Sicherheitsabstand
Über 350 m ²	>5	Bestimmung der Anzahl möglicher 5-Sonden-Gruppen unter Berücksichtigung des Gruppenabstands von 15 m

Aus Wärmeleitfähigkeit, Entzugsleistung und Anzahl an Sonden kann das spezifische Potenzial ermittelt werden. Alle Randbedingungen sind in Tabelle 3-2 aufgelistet. Der COP wird über die voraussichtlichen Netztemperaturen und üblichen Temperaturen des Erdbodens abgeschätzt.

⁶ LANUV Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 4 - Geothermie, [Link](#), 2015

Tabelle 3-2: Oberflächennahe Geothermie - Randbedingungen für Erdwärmesonden

Randbedingungen	Wert	Einheit
Freifläche (exemplarisch)	10.000	m ² _{Freifläche}
Wärmeleitfähigkeit	2,5	W/(mK)
Entzugsleistung	27,2	W/m
Sondentiefe	100	m
Anzahl Sonden	89	-
COP (JAZ)	2,94	-
Volllaststunden	2400	h/a

Als Sondentiefe wurden 100 m gewählt. Bis zu 100 m Tiefe gelten Erdwärmesonden in Deutschland als wasserrechtlich relevante Bohrungen, die von der unteren Wasserbehörde genehmigt werden. Bohrungen über 100 m fallen in den Bereich des Bergrechts, d.h. die Bergbaubehörde ist für die Genehmigung zuständig. Die Anforderungen für eine Genehmigung sind hier in der Regel deutlich höher. In der Praxis werden Sonden daher fast immer nur bis 100 m Tiefe geplant. Die spezifischen Ergebnisse des Potenzials sind Tabelle 3-3 zu entnehmen.

Tabelle 3-3: Oberflächennahe Geothermie - Ergebnisse des Potenzials Erdwärmesonden (spezifisch)

Ergebnis	Wert	Einheit
Thermische Leistung	0,37	MW/ha
Wärmemenge	0,88	GWh/a/ha

Mit den identifizierten Flächen aus der Freiflächenanalyse wird das absolute Potenzial berechnet. Die Flächen, die potenziell für die Wärmeerzeugung über Erdwärmesonden zur Verfügung stehen, sind in Abbildung 3-4 dargestellt.

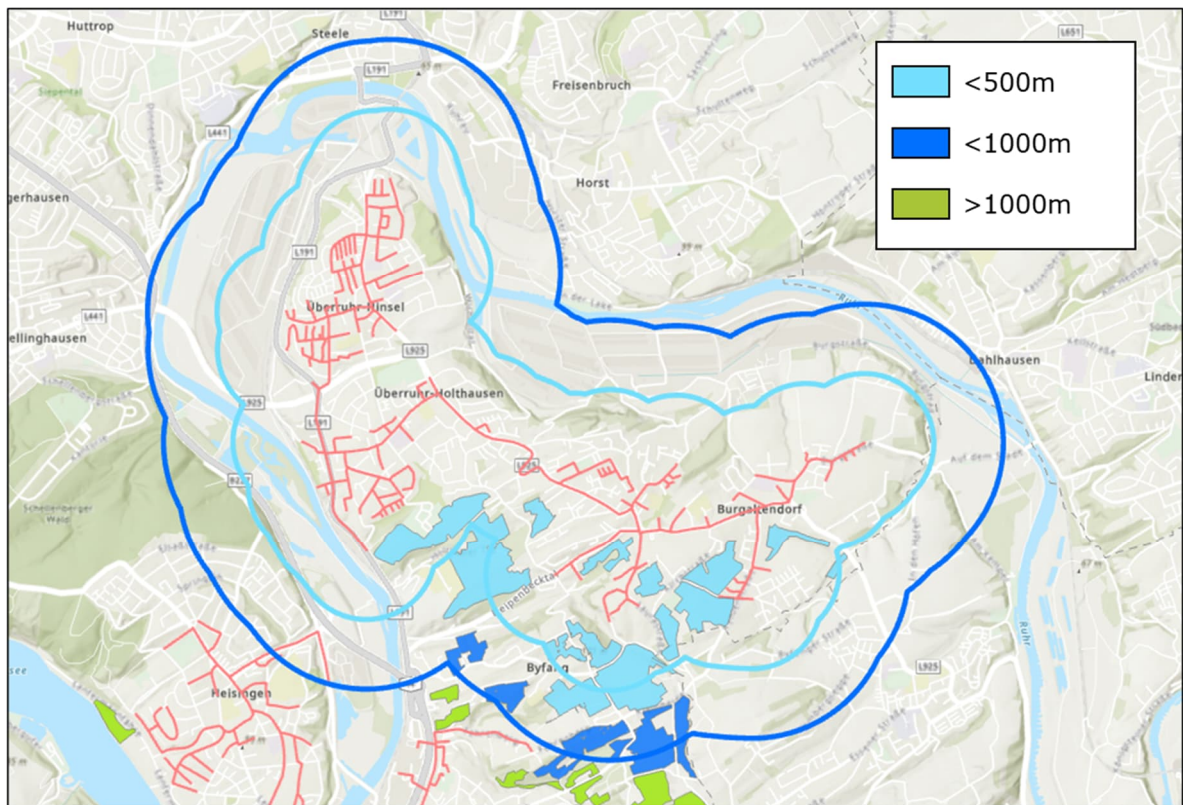


Abbildung 3-4: Oberflächennahe Geothermie – Freiflächen für Erdwärmesonden

Für die Potenzialabschätzung wurden Flächen ausgeschlossen, die in Industriegebieten liegen oder als Sportplätze genutzt werden. Dagegen werden Flächen berücksichtigt, die lediglich unter Landschaftsschutz stehen und größer als 1 Hektar sind.

Die Wärmeleitfähigkeit der betrachteten Flächen liegt im Bereich von 2,5 bis 2,9 W/mK. Für die Berechnungen wird konservativ erneut ein Wert von 2,5 W/mK angesetzt. Die Kennwerte aus der ersten Potenzialabschätzung können somit übernommen werden.

In Blau und Hellblau in Abbildung 3-4 sind Pufferzonen von 500 m und 1000 m zum Wärmenetz dargestellt. Innerhalb einer Entfernung von bis zu 1000 m zum Wärmenetz ergibt sich ein Potenzial von rund 118,7 GWh/a (134,4 ha & 49,5 MW). Bei einer maximalen Entfernung von 500 m reduziert sich das Potenzial auf 89,9 GWh/a (101,8 ha & 37,5 MW). Aufgrund der Größe der möglichen Anlagen kann das konkrete Potenzial jedoch erst in späteren Leistungsphasen, beispielsweise durch Thermal Response Tests, verlässlich bestimmt werden.

Für die Potenzialermittlung der Wärme aus Erdwärmekollektoren wird erneut auf den geologischen Dienst NRW zurückgegriffen. Im dortigen Geoportal liegen Daten zu der Entzugsleistung des Bodens für die Nutzung von Erdwärmekollektoren vor (s. Abbildung 3-5).

Die berechnete spezifische thermische Leistung, die durch Erdwärmekollektoren erreicht werden kann, liegt damit höher als bei den Erdwärmesonden. Das ist üblicherweise nicht der Fall. Eine Erklärung ist, dass bei den Erdwärmekollektoren geringere Volllaststunden angesetzt worden sind. Dadurch kann eine höhere Leistung erreicht werden. Eine weitere Erklärung ist, dass die VDI 4640 für die Bewertung von kleineren Flächen bzw. kleineren Anlagengrößen vorgesehen ist. Außerdem ist es möglich, dass die Abstände zwischen den Erdwärmesonden zu konservativ angesetzt worden sind.

Mit den identifizierten Flächen aus der Freiflächenanalyse wird das absolute Potenzial berechnet. Die Flächen, die potenziell für die Wärmeerzeugung über Erdwärmekollektoren zur Verfügung stehen, sind in Abbildung 3-6 dargestellt.

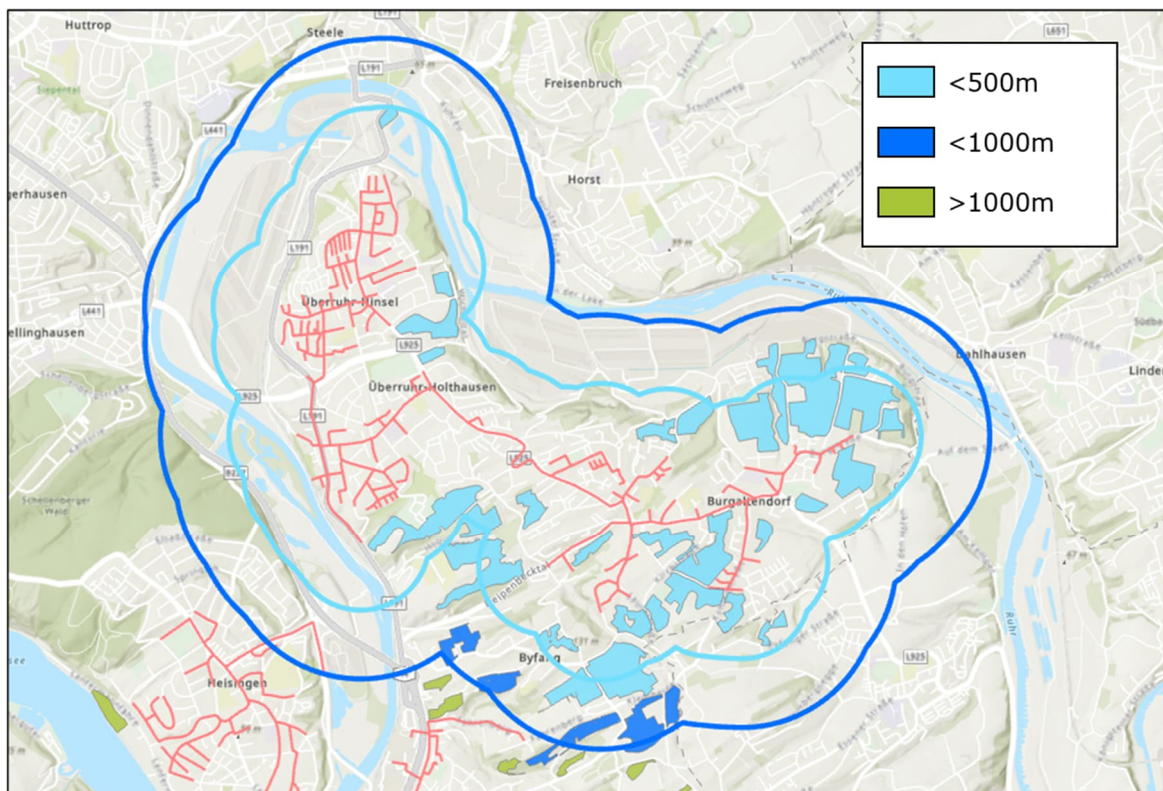


Abbildung 3-6: Oberflächennahe Geothermie - Erdwärmekollektoren – Freiflächen

In allen Flächen, die im Rahmen der Flächenanalyse identifiziert wurden, liegt die Entzugsleistung im Bereich von 20 bis 30 W/m² (bei 1.800 Volllaststunden). Für die Potenzialabschätzung wird ein Ansatzwert von 25 W/m² verwendet. Die Kennwerte aus der ersten Potenzialabschätzung können daher übernommen werden. Berücksichtigt werden ausschließlich Flächen, die größer als 1 Hektar sind.

In Blau und Hellblau in Abbildung 3-6 sind Pufferzonen von 500 m bzw. 1000 m zum Wärmenetz dargestellt. Bei einer Entfernung von bis zu 1000 m zum Wärmenetz ergibt sich ein Potenzial von rund 129,1 GWh/a (189,3 ha & 71,7 MW). Bei einer maximalen Entfernung von 500 m reduziert sich das Potenzial auf 113,3 GWh/a (166,2 ha & 63,0 MW).

3.2.2 Tiefengeothermie

Bei der Wärmeerzeugung aus Tiefengeothermie werden tiefe Bohrungen (400 m bis 5.000 m) genutzt, um Wärme auf hohem Temperaturniveau aus dem Erdreich zu entziehen. Bei der Tiefengeothermie wird zwischen der petrothermalen und der hydrothermalen Geothermie

unterschieden. Während bei der petrothermalen Geothermie Wärme aus heißen Gesteinsschichten gewonnen wird, basiert die hydrothermale Geothermie auf der Nutzung von Thermalwasser.

Eine Quantifizierung des Potenzials ist schwierig, da die Nutzung von Tiefengeothermie überall möglich wäre. Es stellt sich allerdings nur bei guten Gegebenheiten eine wirtschaftliche Nutzung ein. Auskunft über die Eignung des Untersuchungsgebiets geben Geoportale wie GeotIS.

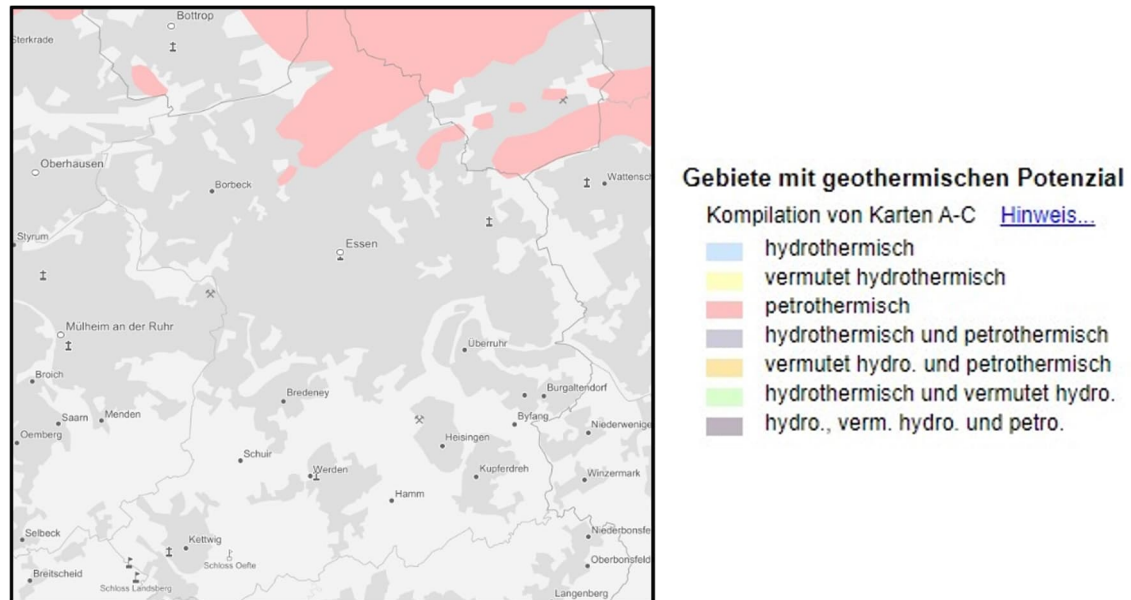


Abbildung 3-7: Tiefengeothermie - Geothermisches Potenzial nach GeotIS

In Abbildung 3-7 sind Gebiete mit geothermischem Potenzial dargestellt, das entweder gesichert vorliegt oder vermutet wird. Für das Essener Stadtgebiet liegen keine Informationen bezüglich eines geothermischen Potenzials vor. Im Norden von Essen sind vereinzelt petrothermische Potenziale, die auf ein etwaiges Potenzial in Essen hinweisen könnten.

In GeotIS kann außerdem die Untergrundtemperatur in verschiedenen Tiefen gefunden werden. Für Essen kann in ca. 2.600 m Tiefe eine Temperatur von 96°C erreicht werden, eine Temperatur, die vermutlich hoch genug wäre, um eine direkte Einspeisung in ein Fernwärmenetz zu ermöglichen.

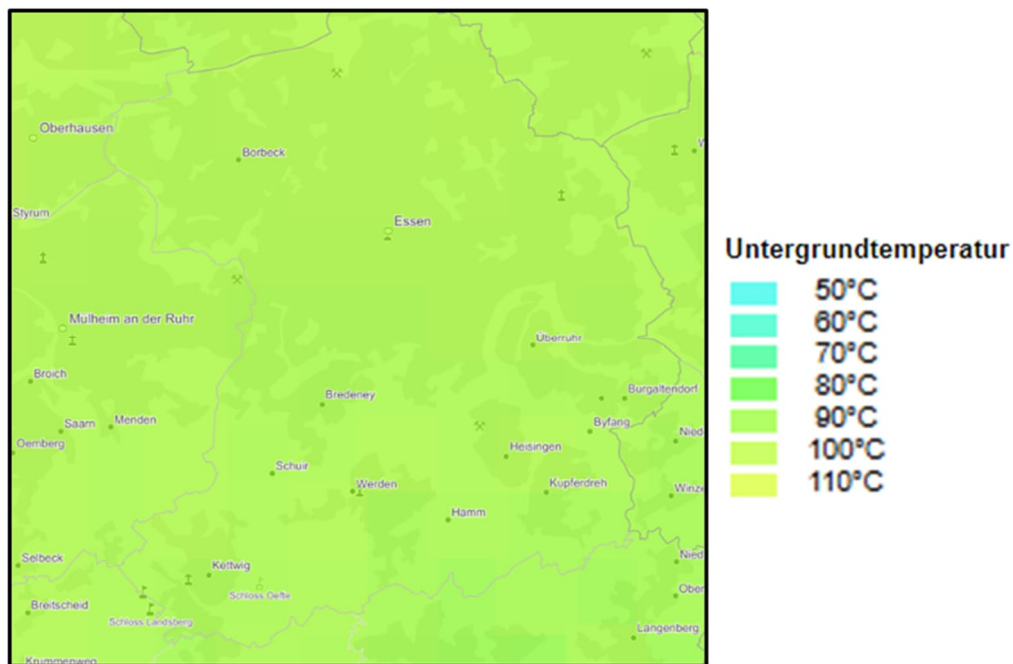


Abbildung 3-8: Tiefengeothermie - Temperatur des Untergrunds nach GeotIS

In GeotIS liegen keine Indizien bezüglich eines hydrothermalen Potenzials vor. Im Positionspapier „Die Rolle der tiefen Geothermie bei der Wärmewende“ des Leibniz-Instituts für Angewandte Geophysik wird das Essener Stadtgebiet als untersuchungswürdig markiert (s. Abbildung 3-9).

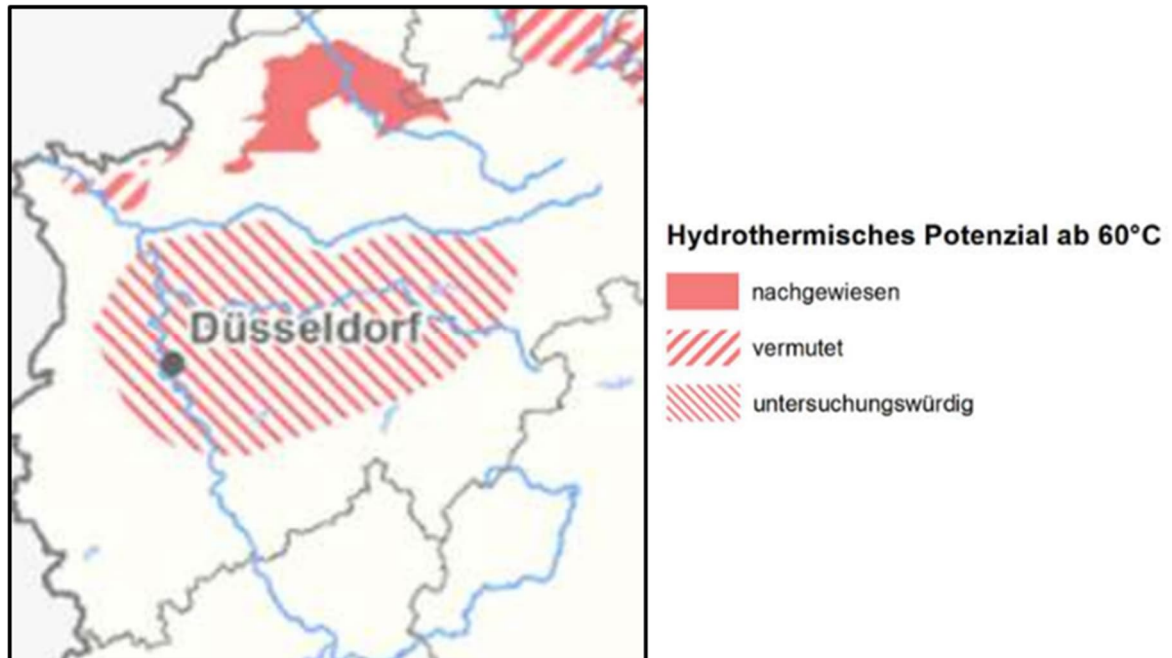


Abbildung 3-9: Tiefengeothermie - Hydrothermales Potenzial nach Leibniz-Institut für Angewandte Geophysik

Um das Potenzial der Tiefengeothermie zu konkretisieren, wären folgende weitere Schritte nötig:

1. Antrag auf Erteilung der Erlaubnis zur Aufsuchung von Erdwärme zu gewerblichen Zwecken für die Stadt Essen

2. Erstellung eines konzeptionellen geologischen 3-D Modells (geologische und geophysikalische Datenbasis)(optional: Gravimetrie- und Magnetikbefliegung)
3. Festlegung von Bohrstandorten für Erkundungsbohrungen und anschließende Durchführung seismischer Messungen
4. Durchführung von Erkundungsbohrungen und Tests
5. Auswertung der Ergebnisse aus der Erkundungsbohrung mit anschließender Detailmodellierung des Explorationsgebiets und Entscheidung über eine Projektrealisierung.

3.3 Solarthermische Anlagen

Solarthermieranlagen nutzen die Wärmestrahlung der Sonne zur Wärmeerzeugung. Eine mögliche Technologie sind Vakuumröhrenkollektoren, bei der ein Wärmeträgermedium innerhalb einer Glasröhre fließt und durch die Wärmeeinstrahlung eine Temperaturerhöhung erfährt. Über eine außen liegende zweite Glasröhre und ein dazwischenliegendes Vakuum werden die Wärmeverluste reduziert. Eine weitere Technologie stellen Flachkollektoren dar, welche im Vergleich etwas niedrigere Wirkungsgrade sowie niedrige Vorlauftemperaturen aufweisen, aber durch ihren weniger komplexen Aufbau auch kostengünstiger sind.

Um die mögliche jährliche Wärmeerzeugung zu bestimmen, werden stündlich aufgelöste Strahlungsdaten der Jahre 2005 bis 2020 aus dem Portal PVGIS⁷ verwendet. Berücksichtigt wird zudem ein optimaler Anstellwinkel für das Gebiet Übrerruhr (0° Azimut und 38° Höhenwinkel).

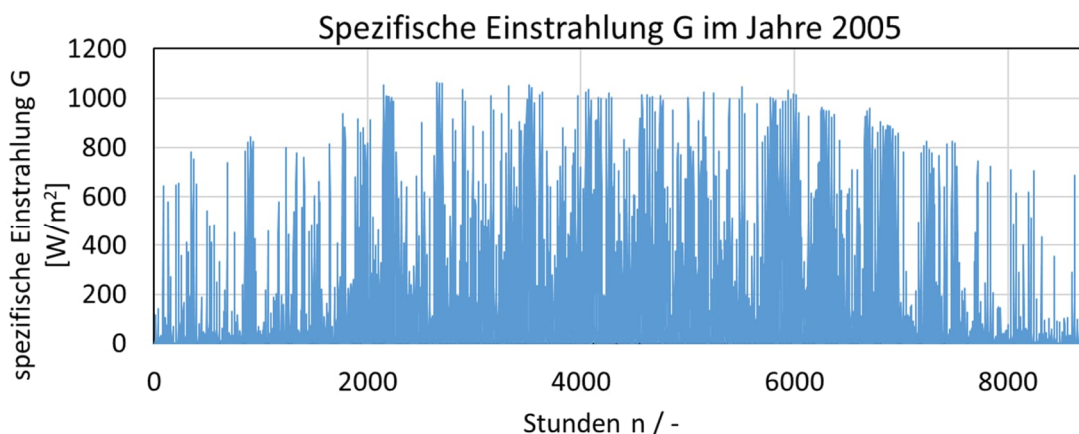


Abbildung 3-10: Solarthermie - Spezifische Einstrahlung für Übrerruhr-Burgaltendorf

Für die technischen Randbedingungen der Solarthermiekollektoren (Kollektorwirkungsgrade etc.) wurde ein Datenblatt eines marktüblichen Vakuumröhrenkollektors verwendet. In diesem Datenblatt sind Kennzahlen hinterlegt, mit denen der thermische Wirkungsgrad der Kollektoren in Abhängigkeit von Einstrahlung, Außentemperatur und Netztemperaturen bestimmt werden kann.

Das Potenzial wird zunächst spezifisch für eine exemplarische Fläche von 10.000 m² oder einem 1 Hektar bestimmt. Im Anschluss wird die Flächenanalyse hinzugezogen, um das absolute Potenzial für das Untersuchungsgebiet zu bestimmen.

In Tabelle 3-6 sind der angenommene Flächenbedarfsfaktor und Korrekturfaktor aufgelistet. Der Flächenbedarfsfaktor ist das Verhältnis zwischen Freifläche und Kollektorfläche und liegt üblicherweise im Bereich von ca. 2,5.

⁷ Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)

Der Korrekturfaktor wird hinzugenommen, da die rein physikalische Berechnung des Ertrags die potenzielle Wärmemenge überschätzt. Durch die Berücksichtigung eines Korrekturfaktors in Höhe von 85 % werden vergleichbare Werte zu Literaturdaten erreicht.

Tabelle 3-6: Solarthermie - Randbedingungen

Randbedingungen	Wert	Einheit
Freifläche (exemplarisch)	10.000	$\text{m}^2_{\text{Freifläche}}$
Flächenbedarfsfaktor	2,5	$\text{m}^2_{\text{Freifläche}}/\text{m}^2_{\text{Kollektorfläche}}$
Korrekturfaktor	0,85	-

Die Größe der Freifläche, die Strahlungsdaten, die technischen Randbedingungen der Vakuumröhrenkollektoren und der Verlauf der Außentemperatur werden genutzt, um die jährlich zu erwartende Wärmeerzeugung abzuschätzen. Die Ergebnisse sind in Tabelle 3-7 aufgelistet.

Tabelle 3-7: Solarthermie - Ergebnisse (spezifisch)

Ergebnis	Wert	Einheit
Mittelwert	532	$\text{kWh}/\text{m}^2_{\text{Kollektorfläche}}$
Spezifischer Wärmeertrag	475	
Minimum (2008)	633	
Maximum (2018)	633	GWh/ha
Wärmemenge (Mittelwert)	2,13	
Vollbenutzungsstunden	832	h/a

Es ist zu bedenken, dass die Wärmeerzeugung durch Solarthermie nicht konstant über das Jahr anfällt, sondern sich auf die Sommermonate konzentriert, das heißt auf Zeiten, in denen nur ein geringer Wärmebedarf vorliegt. Die monatliche Wärmeerzeugung (gemittelt zwischen 2005 und 2020) ist in Abbildung 3-11 dargestellt.

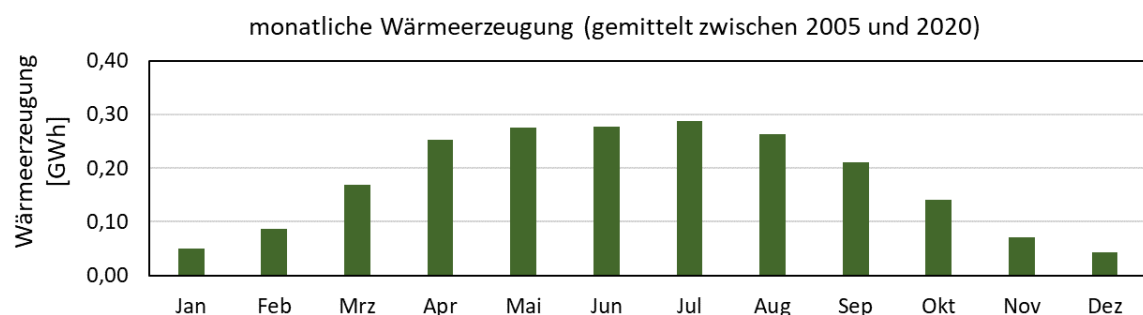


Abbildung 3-11: Solarthermie - monatliche Wärmeerzeugung

Auf Grundlage der Freiflächenanalyse in Kapitel 3.1 wird das absolute Potenzial bestimmt. In Abbildung 3-12 sind die möglichen Freiflächen für Solarthermie farblich dargestellt.

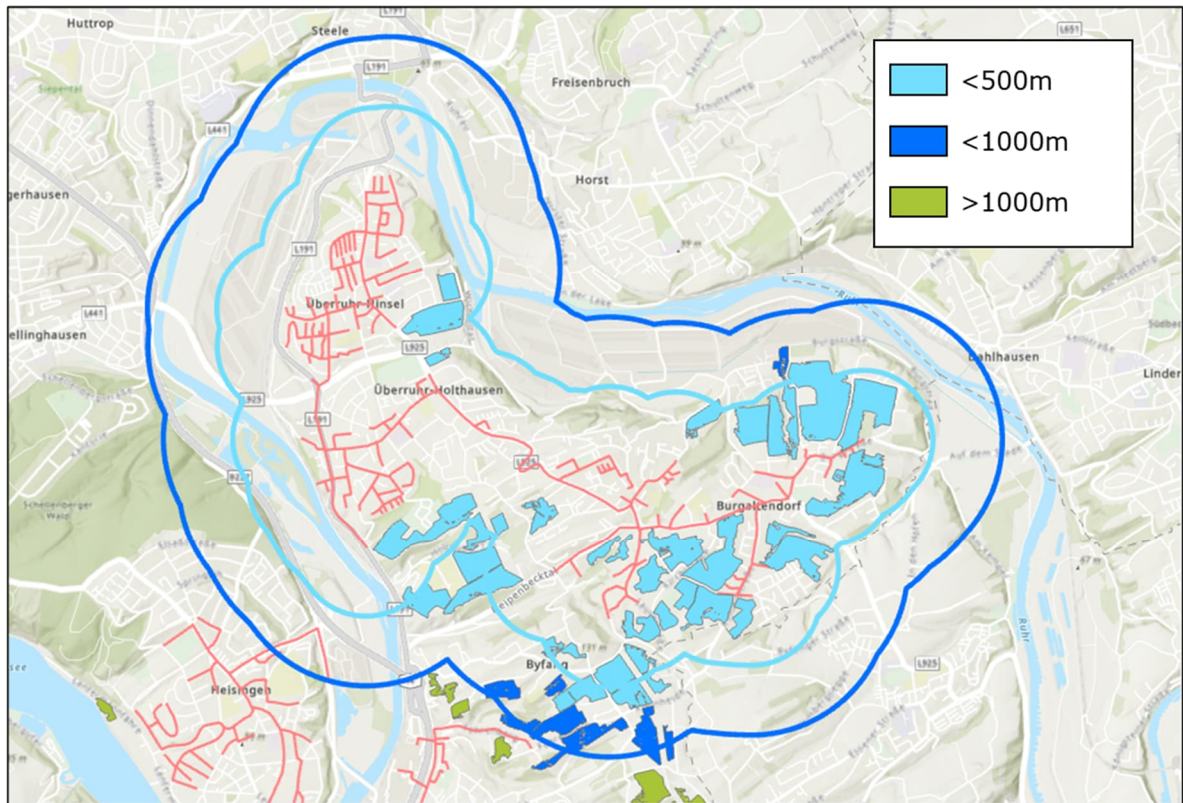


Abbildung 3-12: Solarthermie - Freiflächen

Für die Abschätzung der möglichen Flächen wurden alle grundsätzlich geeigneten Flächen berücksichtigt, die größer als 1 Hektar sind. Die Ausweisung von Agri-PV-Flächen wurde in der ersten Abschätzung nicht einbezogen, da diese Einschränkung nur bei raumbedeutsamen Flächen relevant ist (größer als 10 ha bzw. mit Einzelfallprüfung ab 2 ha). Eine Einzelfallprüfung der Flächen hinsichtlich ihrer Eignung für Solarthermie ist in jedem Fall erforderlich. Für alle Flächen wurde ein identisches spezifisches Wärmeenergiepotenzial angesetzt.

In Blau und Hellblau sind die Pufferzonen von 500 m bzw. 1000 m zum Wärmenetz dargestellt.

Kürzere Distanzen zum Wärmenetz sind zu bevorzugen, da dann die Kosten der Anbindung geringer ausfallen.

In einer Entfernung von 1000 m zum Wärmenetz befinden sich Freiflächen mit einem Potenzial von ca. 402,5 GWh. Bei einer maximalen Entfernung von 500 m reduziert sich dieses Potenzial auf 353,8 GWh.

Insgesamt ist damit ein höheres Potenzial vorhanden als für die Deckung des Wärmebedarfs in Übrunn-Burgaltendorf benötigt werden würde, allerdings wäre dafür die Nutzung eines Saisonspeichers nötig.

3.4 Biomasse

Bei der Potenzialabschätzung der Wärme aus Biomasse wurden folgende Arten von Biomasse untersucht:

- Waldholz & Altholz
- Klärschlamm

- Bioabfall & Grüngut
- Energiepflanzen
- Gülle

Die verwendete Methodik, die angesetzten Randbedingungen und die erarbeiteten Ergebnisse werden im Folgenden vorgestellt.

3.4.1 Waldholz & Altholz

Waldholz und Altholz können je nach Zustand in Holzhackschnitzel oder Pellets weiterverarbeitet werden oder direkt thermisch genutzt werden.

Das Potenzial an Waldholz wurde über die Waldfläche von Essen sowie über einen üblichen spezifischen Holzzuwachs bestimmt. Dieses Potenzial wurde also nicht konkret für das Untersuchungsgebiet abgeschätzt, sondern für das gesamte Stadtgebiet von Essen. Beim Altholz wurden die anfallenden Mengen an Altholz aus dem Abfallwirtschaftskonzept der Essener Entsorgungsbetrieben übernommen.

Die Randbedingungen, Annahmen und Ergebnisse sind in Tabelle 3-8 aufgelistet. Es wurde ein Minderungsfaktor von 20 % für das Potenzial von Waldholz angesetzt, da ca. 20 % des Gesamtholzeinschlags für Energieholz verwendet wird.

Tabelle 3-8: Biomasse - Waldholz & Altholz

Randbedingungen und Annahmen	Waldholz	Altholz	Einheit
Waldfläche	3.500		ha
Spezifischer Holzzuwachs	9,8		Vfm/(ha*a)
Minderungsfaktor	0,2		-
Spezifischer Energieinhalt (Verbrennung)	2.000		kWh/rm
Menge		8.799	t/a
Spezifischer Energieinhalt (Verbrennung)		3.614	kWh/t
Ergebnisse			
Potenzial	50,0	31,8	GWh/a
Gesamtpotenzial Holz		81,8	GWh/a

Es ist zu berücksichtigen, dass das anfallende Altholz bisher, wenn möglich, stofflich in einer Sortieranlage in Oberhausen verwertet wird. Der Rest wird thermisch in der GMVA⁸ Oberhausen genutzt.

⁸ Gemeinschafts-Müllverbrennungsanlage

3.4.2 Klärschlamm

Klärschlamm fällt in Kläranlagen an und kann anschließend entweder direkt thermisch verwertet werden oder zur Gewinnung von Faulgas genutzt werden, das anschließend weiterverwendet werden kann.

Bezüglich des anfallenden Klärschlammes liegen Daten zu den Kläranlagen Süd (in Heisingen), Kupferdreh, Kettwig und Burgaltendorf vor, wobei sich nur die Kläranlage Burgaltendorf im Untersuchungsgebiet befindet. Die anfallenden Mengen an Klärschlamm, der angenommene spezifische Energieinhalt sowie das Gesamtpotenzial sind in Tabelle 3-9 aufgelistet:

Tabelle 3-9: Biomasse - Klärschlamm

Randbedingungen und Annahmen	Wert	Einheit
Trockensubstanz (Süd, Kettwig, Kupferdreh, Burgaltendorf)	10.000	tTS/a
Trockensubstanz (nur Burgaltendorf)	900	tTS/a
Spezifischer Energieinhalt (Verbrennung)	3.055	kWh/tTS
Ergebnisse		
Potenzial Klärschlamm (alle Klärwerke)	30,56	GWh/a
Potenzial Klärschlamm (nur Burgaltendorf)	2,75	GWh/a

Der anfallende Klärschlamm in Burgaltendorf wird bereits verwertet und steht daher nicht für das Untersuchungsgebiet zur Verfügung.

3.4.3 Bioabfall & Grüngut

Bioabfall und Grüngut kann z.B. in Bioabfallvergärungsanlagen zu Biogas bzw. Biomethan weiterverarbeitet werden. Derzeit werden anfallende Bioabfall- und Grüngutmengen entweder durch die Franz Josef Kipp GmbH & Co. KG (Hünxe) einer mechanischen Behandlung unterzogen oder durch die RETERRA West (Altenberge) durch biologische Prozesse weiterverwertet (u.a. Kompostierung).

Im Abfallwirtschaftskonzept der Essener Entsorgungsbetriebe 2022 - 2026 (EBE) wurden die anfallenden Mengen für die Stadt Essen bilanziert. Über die Mengen, der relativen Trockensubstanz sowie dem spezifischen Energieinhalts von Bioabfall und Grüngut (Biomethan durch Vergärung) wird das Potenzial abgeschätzt (s. Tabelle 3-10).

Tabelle 3-10: Biomasse - Bioabfall & Grüngut

Randbedingungen und Annahmen	und	Bioabfall	Grüngut	Einheit
Menge		9.972	17.598	t/a

Relative Trockensubstanz	38	50	%
Trockensubstanz	3.567	8.799	tTM/a
Spezifischer Energieinhalt (Biomethan durch Vergärung)	1.839	2.998	kWh/tTM
Ergebnisse			
Potenzial	6,97	26,38	GWh/a
Gesamtpotenzial Bioabfall und Grüngut	33,35		GWh/a

Für die relative Trockensubstanz sowie für den Energieinhalt wird auf Daten von OpenAgrar zurückgegriffen.

Im Untersuchungsgebiet selbst befindet sich eine Annahmestation für Grünschnitt, die von EBE betrieben wird.

Laut Daten von EBE wird dort eine jährliche Menge von ca. 1.279 t Grünschnitt abgegeben. Werden die gleichen Annahmen bezüglich relativer Trockensubstanz und Energieinhalt angesetzt, ergibt sich ein Potenzial von ca. 1,92 GWh/a, das im Untersuchungsgebiet anfällt.

Bei Berücksichtigung aller Annahmestellen für Grünschnitt der EBE im Stadtgebiet ergibt sich des Weiteren nur ein Gesamtpotenzial von ca. 12,5 GWh/a. Dies liegt damit deutlich unter den zunächst abgeschätzten 26,4 GWh/a. Die Differenz könnte durch Grünabfall auf städtischen Flächen erklärt werden, der nicht an den Annahmestellen der EBE abgegeben wird.

3.4.4 Energiepflanzen

Energiepflanzen können in Biogasanlagen vergärt werden. Das Biogas kann anschließend direkt thermisch verwertet werden oder zu Biomethan aufbereitet und in das Erdgasnetz eingespeist werden.

Für das Untersuchungsgebiet selbst liegen keine Informationen zu Biogasanlagen oder möglichen Potenzialen vor. Eine Abschätzung kann allerdings über die gesamte landwirtschaftliche Fläche in Essen vorgenommen werden. In Deutschland wird ca. 20 % der Ackerfläche für den Anbau von Energiepflanzen genutzt. Damit kann eine grobe Abschätzung vorgenommen werden.

Tabelle 3-11: Biomasse - Energiepflanzen

Randbedingungen und Annahmen	Wert	Einheit
Landwirtschaftliche Fläche	3.300	ha
Anteil Energiepflanzen an Ackerfläche in Deutschland	0,2	-
Betrachtungsfläche	660	ha

Flächenspezifischer Biomethan-Ertrag	5000	m ³ /(ha*a)
Spezifischer Energieinhalt Biomethan	9,97	kWh/m ³
Ergebnisse		
Potenzial Energiepflanzen	32,90	GWh/a

3.4.5 Gülle

Gülle kann, wie Energiepflanzen, in Biogasanlagen zur Erzeugung von Biogas genutzt werden. Eine direkte thermische Verwertung oder eine Aufwertung zu Biomethan sind möglich.

Es liegen keine Informationen über Viehbetriebe im Untersuchungsgebiet vor, die nennenswerte Güllevorkommen haben. Eine Abschätzung wird daher für ganz Essen und auf Basis des Viehbestands an Rindern und Schweinen vorgenommen.

Es ist zu bedenken, dass die Art der Viehhaltung bestimmt, ob die anfallende Gülle genutzt werden kann. Bei Freilandhaltung ist zum Beispiel keine thermische Nutzung möglich.

Die Anzahl an Tieren stammt von der amtlichen Statistik für Nordrhein-Westfalen (Statistik.NRW). Über Güllefaktoren, Raumgewicht und Biomethanertrag wird der Gesamtpotenzial abgeschätzt (s. Tabelle 3-12).

Tabelle 3-12: Biomasse - Gülle

Randbedingungen und Annahmen	Rinder	Schweine	Einheit
Viehbestand	832	972	Tiere
Spezifischer Güllefaktor	10	2	m ³ /(Tier*a)
Güllemenge	8.320	1.944	m ³ /a
Raumgewicht	1	1	tTM/m ³
Spezifischer Energieinhalt (Biomethan durch Vergärung)	1.585	2.022	kWh/tTM
Ergebnisse			
Potenzial	13,18	3,93	GWh/a
Gesamtpotenzial Gülle		17,11	GWh/a

3.4.6 Zusammenfassung

Das Gesamtpotenzial für Biomasse für die Stadt Essen beträgt ca. 196 GWh/a. Dieses Potenzial unterliegt aufgrund der getroffenen Annahmen einer großen Unsicherheit. Bei Nutzung eines dieser Potenziale müssen die Annahmen daher überprüft und konkretisiert werden.

Die Aufteilung der Biomasse-Potenziale in die einzelnen Kategorien ist in Abbildung 3-13 dargestellt:

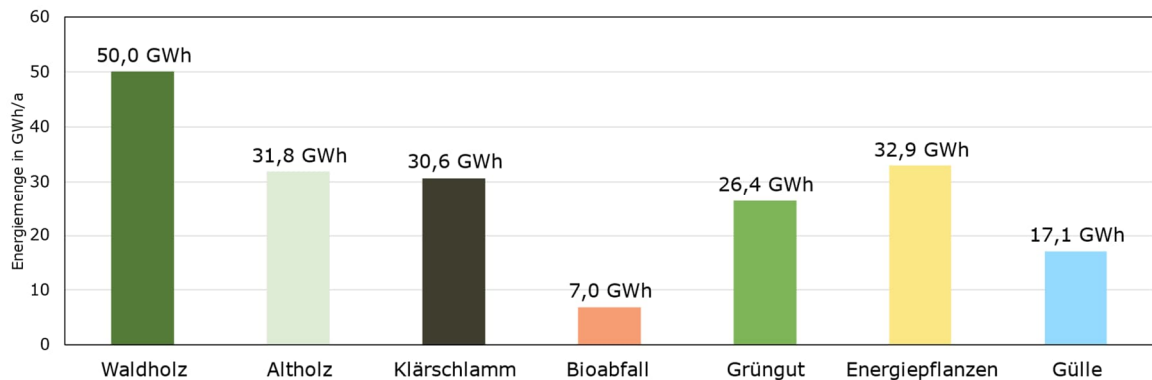


Abbildung 3-13: Biomasse - Übersicht der Potenziale

3.5 Umweltwärme

3.5.1 Umgebungsluft

Bei Luft-Wasser-Wärmepumpen wird Wärme aus der Umgebungsluft aufgenommen. Der Vorteil von Luft-Wasser-Wärmepumpen ist, dass die Wärmequelle Umgebungsluft in der Regel unbegrenzt vorhanden ist und Luft-Wasser-Wärmepumpen (LW-Wärmepumpen) daher flexibel in Größe und Aufstellungsort sind. Der Nachteil einer LW-Wärmepumpe ist die geringe Effizienz während der Heizperiode. Dies liegt an den dort herrschenden geringen Außentemperaturen, sodass ein größerer Temperaturhub nötig ist, um die Wärme auf das benötigte Temperaturniveau zu heben.

Um das Wärmeerzeugungspotenzial einer LW-Wärmepumpe zu bestimmen, wird eine stündliche Auflösung der Außentemperatur für Übertuhr-Burgaltendorf verwendet. Der Deutsche Wetterdienst (DWD) veröffentlicht Testreferenzjahre (TRY), die einen mittleren, typischen Witterungsverlauf eines Jahres repräsentieren. Diese TRY-Datensätze liegen für Deutschland in einer Auflösung von 1 km x 1 km vor und basieren auf dem Zeitraum 1995 bis 2012. Der Jahresverlauf der Lufttemperatur, der für die Potenzialermittlung genutzt wurde, ist in Abbildung 3-14 zu sehen.

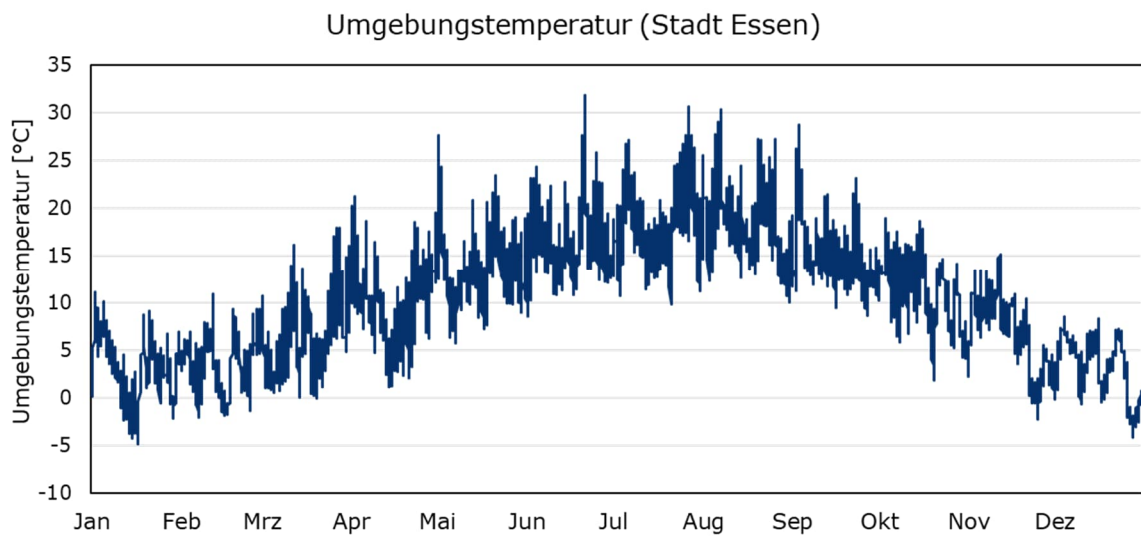


Abbildung 3-14: LW-Wärmepumpe - Jahresverlauf Lufttemperatur

Ausgehend von der Zeitreihe der Außentemperatur wird für jede Stunde der COP und die erreichbare Leistung der Wärmepumpe bestimmt. Die Leistung einer LW-Wärmepumpe kann beliebig skaliert werden. Für diese Potenzialabschätzung wird zunächst eine Nennleistung von 10 MW angenommen. Weitere Randbedingungen, die für die Abschätzung des Potenzials nötig sind, sind in Tabelle 3-13 aufgelistet.

Tabelle 3-13: LW-Wärmepumpe - Technische Randbedingungen

Randbedingungen	Einheit	
Temperatur Umgebungsluft	Testreferenzjahr	°C
Auskühlung Umgebungsluft	5	K
Thermische Leistung WP bei 5°C	10	MW
COP-Korrekturfaktor (Gütegrad)	0,45	-
Leistungsminderung bei -12°C	55	%
Vor-/Rücklauftemperatur Wärmenetz	75/55	°C

Die Nennleistung einer LW-Wärmepumpe kann nur in der Nähe der Auslegungstemperatur erreicht werden. Sinkt die Außentemperatur unter die Auslegungstemperatur, kann die Nennleistung nicht mehr erreicht werden. Es wird die Annahme getroffen, dass bei -12 °C Außentemperatur nur noch 55 % der Nennleistung erreicht werden kann.

Da für jede Stunde im Jahr der Betriebspunkt und damit auch die thermische Leistung und der momentane COP berechnet werden, kann der Verlauf beider Größen stündlich aufgelöst abgebildet werden.

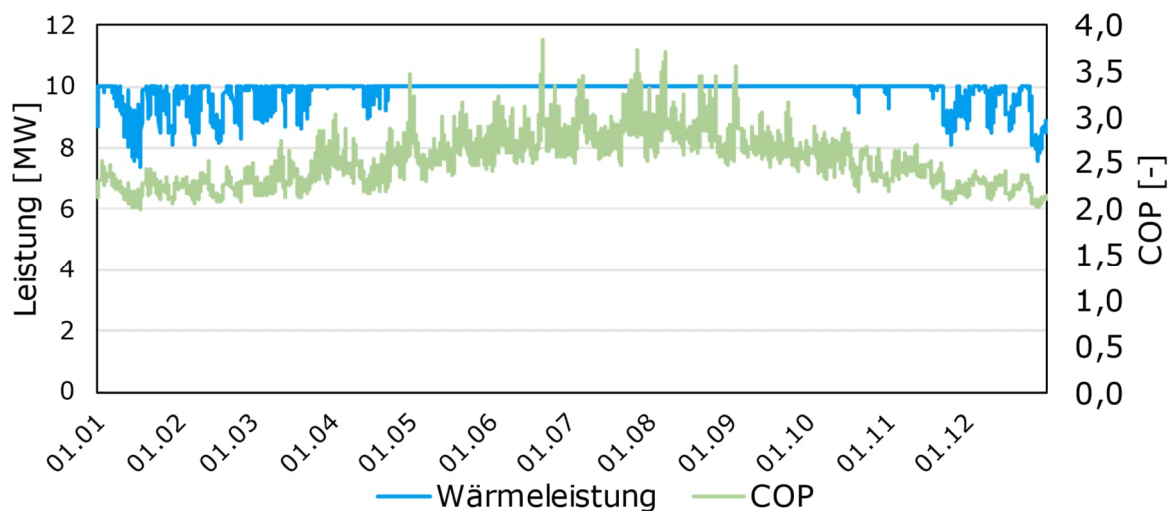


Abbildung 3-15: LW-Wärmepumpe - Verlauf der thermischen Leistung und des COPs

In Abhängigkeit der Außentemperatur schwankt der COP im Jahresverlauf zwischen 1,99 und 3,84. Im Mittel wird ein COP (Jahresarbeitszahl - JAZ) von 2,52 erreicht.

Mit zunehmender Unterschreitung der gewählten Auslegungstemperatur von 5 °C sinkt die maximale thermische Leistung der Wärmepumpe technisch bedingt ab. In der Heizperiode kann die Nennleistung daher nicht immer erreicht werden. Das Ergebnis der Potenzialanalyse ist in Tabelle 3-14 zu sehen. Bei der Bestimmung der jährlichen Wärmeerzeugung und der Volllaststunden werden Ausfälle aufgrund von Wartung in Höhe von 3 % oder 260 Stunden angenommen.

Tabelle 3-14: LW-Wärmepumpe - Ergebnisse

Ergebnis	Wert	Einheit
JAZ	2,52	-
Thermische Leistung	10	MW
Vollbenutzungsstunden	8.331	h/a
Jährliche Energiemenge	83,3	GWh/a

Da die thermische Leistung und die jährliche Energiemenge skalierbar sind, können auch höhere oder geringere Deckungsgrade realisiert werden.

3.5.2 Flusswasser

Im Gegensatz zu Luft-Wasser-Wärmepumpen nutzen Flusswasser-Wärmepumpen (Flusswasser-WP) die thermische Energie aus dem Flusswasser statt aus der Umgebungsluft. Das Flusswasser wird durch Wärmeübertrager geleitet und abgekühlt. Der Vorteil einer Flusswasser-WP ist, dass in der Heizperiode und zu Zeiten des größten Wärmebedarfs höhere Quelltemperaturen vorliegen als bei Luft-Wasser-Wärmepumpen. Flusswasser-WP (und allgemein Wasser-Wasser-Wärmepumpen) können außerdem hohe Nennleistungen bei (vergleichsweise) niedrigem Platzbedarf liefern, was auf die hohe Wärmekapazität des Mediums Wasser zurückzuführen ist.

Datengrundlage für die Abschätzung des Potenzials für Flusswasser sind Volumenstrom und Temperatur der Wärmequelle. Der Volumenstrom der Wärmequelle begrenzt die Wärmeleistung, die aus der Wärmequelle entnommen werden kann. Die Temperatur beeinflusst den COP, der beim Betrieb der Flusswasser-WP erreicht wird. Außerdem beeinflusst die Temperatur die möglichen Betriebszeiten einer Wärmepumpe. Ist die Temperatur zu niedrig, würde eine weitere Auskühlung eventuell zu einer lokalen Vereisung führen, was vermieden werden muss. Als minimale Temperatur nach Auskühlung wird 2 °C angesetzt. Flusswasser-WP werden in der Regel auf Auskühlungen von ca. 3 K ausgelegt, für die Mindestauskühlung werden 1,5 K angesetzt.

Liegt die Temperatur der Quelle unter 5 °C, ist eine Absenkung um 3 K nicht mehr möglich. Bei Temperaturen zwischen 3,5 °C und 5 °C wird die Auskühlung so begrenzt, dass am Austritt der Wärmepumpe eine Mindesttemperatur von 2 °C gewährleistet ist. Fällt die Temperatur unter 3,5 °C, wird die Wärmepumpe nicht betrieben, um die Quelle vor einer zu starken Abkühlung zu schützen und den sicheren Betrieb zu gewährleisten.

Da das Untersuchungsgebiet direkt an der Ruhr liegt, liegt ein großes Potenzial vor, das über Temperatur und Durchfluss quantifiziert wird. Für den Temperaturverlauf der Ruhr liegen einige Quellen vor. In der Datenbank der LANUK (ehemals LANUV) könnten drei Messstationen genutzt werden. Die Messstation Hattingen liegt nur wenige Kilometer flussaufwärts des Untersuchungsgebiets. Es liegen allerdings nur Messdaten seit Juli 2024 vor. Die Messstation Bachum liegt 60 km flussaufwärts, dort liegen allerdings auch länger zurückliegende Messdaten vor. Die Messstation Wengern ist 20 km flussaufwärts, allerdings an einem Nebenfluss.

Die beste Datenquelle ist die Wassergewinnung Essen, die direkt am Untersuchungsgebiet liegt. Diese Flusswassertemperaturen werden für die Potenzialabschätzung genutzt. Alle Messdaten sind in Abbildung 3-16 dargestellt.

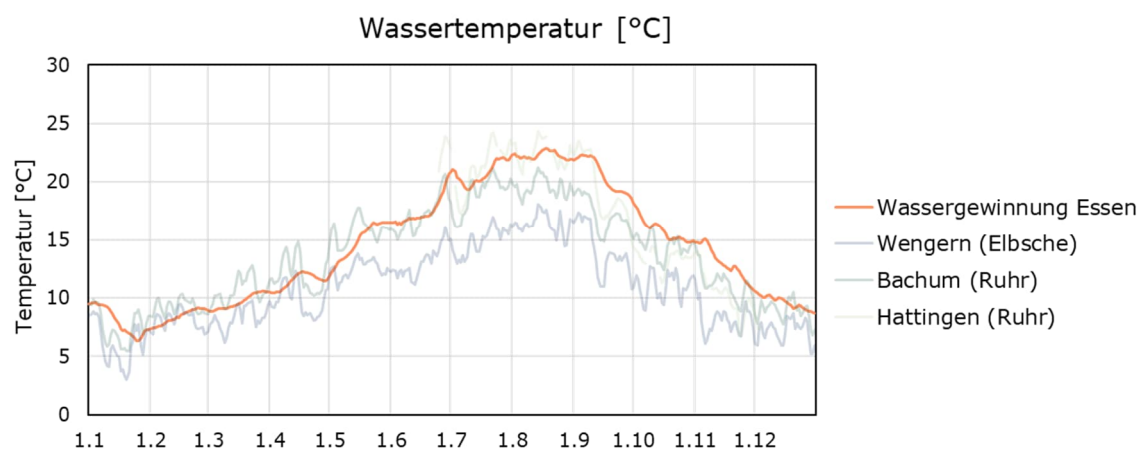


Abbildung 3-16: Flusswasser-WP - Wassertemperatur

Die gemessenen Flusswassertemperaturen bei der Wassergewinnung in Essen sind im Vergleich zu den Daten anderer Messstationen tendenziell etwas höher. Im Winter 2024 wurde dabei eine minimale Temperatur von 6,3 °C registriert.

Für den Volumenstrom wurde auf Messdaten des Deutschen Gewässerkundlichen Jahrbuch (DGJ) aus dem Jahr 2023 zurückgegriffen (s. Abbildung 3-17). Die Messstation befindet sich nicht im oder am Untersuchungsgebiet, sondern in Mülheim.

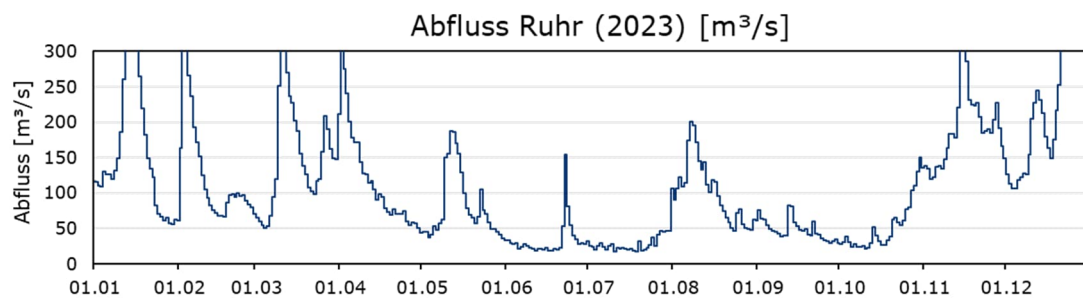


Abbildung 3-17: Flusswasser-WP – Volumenstrom Flusswasser

Zum Vergleich können auch die Abflüsse der Ruhr in den Rhein hinzugezogen werden (s. Tabelle 3-15).

Tabelle 3-15: Flusswasser-WP - Abfluss der Ruhr

Abfluss der Ruhr	Wert	Einheit
NNQ (Niedrigster bekannter Abfluss)	7,05	m ³ /s
MNQ (Mittlere Niedrigwasserabfluss 1991-2018)	17,2	m ³ /s
MQ (Mittlerer Abfluss 1991-2018)	73,2	m ³ /s
MHQ (Mittlerer Hochwasserabfluss 1991-2018)	645	m ³ /s
HHQ (Höchster bekannter Hochwasserabfluss)	960	m ³ /s
<i>Zum Vergleich:</i>		
Durchfluss einer 20 MW – Flusswasser-WP (bei 3 K Auskühlung)	1	m ³ /s

Für eine Flusswasser-WP mit einer thermischen Leistung von 20 MW ist damit nur ca. ein Siebtel des niedrigsten bekannten Abflusses nötig. Zu bedenken ist weiterhin, dass diese Niedrigabflüsse in der Regel im Sommer auftreten, das heißt zu Zeiten, in denen kein großer Wärmebedarf besteht.

Höhere Leistungen als 20 MW sind damit theoretisch möglich, werden aber für das Untersuchungsgebiet nicht benötigt. Die weitere Abschätzung wird daher mit einer Nennleistung von 20 MW durchgeführt. Alle Randbedingungen und die Auslegungsdaten sind in und Tabelle 3-24 zu sehen.

Tabelle 3-16: Flusswasser-WP - Randbedingungen

Randbedingungen		Einheit
Temperatur Flusswasser	Tagesmittelwerte 2024 (WEG)	°C

Volumenstrom Flusswasser	Tagesmittelwerte 2023	m ³ /s
Temperaturänderung Flusswasser	1,5 - 4,5	K
Minimale Temperatur WP-Austritt	2,0	°C
Minimale Temperatur Flusswasser	3,5	°C

Mittels der Flusswasser-WP Auslegungsdaten (s. Tabelle 3-17) sowie der Messdaten von Temperatur und Volumenstrom kann das stündliche Potenzial bestimmt werden. Der Verlauf von Leistung und COP ist in Tabelle 3-18 zu sehen.

Tabelle 3-17: Flusswasser-WP - Auslegungsdaten

Auslegungsdaten Wärmepumpe		Einheit
Max. Volumenstrom Flusswasser	4.000	m ³ /h
Thermische Leistung	20	MW
Temperaturänderung Flusswasser	3,0	K
Vor-/Rücklauftemperatur	75/55	°C
COP-Korrekturfaktor	0,5	

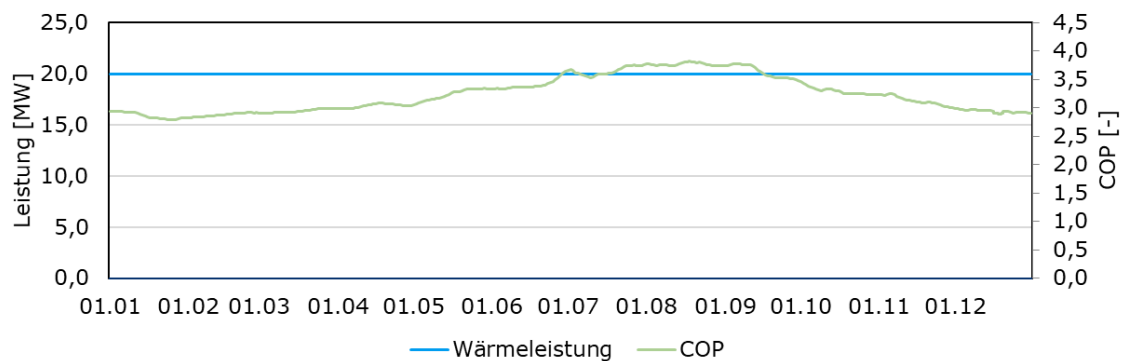


Abbildung 3-18: Flusswasser-WP - Leistung und COP im Jahresverlauf

Aufgrund des hohen Volumenstroms und da die Flusswassertemperatur stets über 5°C liegt, wird die Nennleistung von 20 MW immer erreicht. Der COP schwankt zwischen ca. 2,8 und 3,8. Es werden ca. 8.500 Volllaststunden erreicht (ein Ausfall aufgrund von Wartung in Höhe von 260 h ist berücksichtigt). Jährlich kann somit eine Wärmeenergieerzeugung von ca. 170 GWh bei einer Jahresarbeitszahl (JAZ) von 3,2 erreicht werden.

3.5.3 Grundwasser

Um Umweltwärme aus Grundwasser zu nutzen, wird Grundwasser über einen Förderbrunnen, auch Saugbrunnen genannt, zu einer Wärmepumpe geleitet. Nachdem das Grundwasser eine Temperaturabsenkung erfahren hat, wird das Grundwasser über den sogenannten Schluckbrunnen zurück in die Erde geleitet. Der Vorteil von Grundwasserwärmepumpen sind die relativ hohen Temperaturen des Grundwassers, die je nach Entnahmetiefe nur geringe saisonale Schwankungen erfahren. Da das Wasser direkt zur Wärmepumpe geleitet wird, liegt zudem ein besserer Wärmeübergang als bei oberflächennaher Geothermie vor, bei der die Wärme aus der Erde nur indirekt zur Wärmepumpe geleitet wird. Der Nachteil von Grundwasser-Wärmepumpen sind die höheren Kosten und ein höheres Erschließungsrisiko. Damit eine gewisse Leistung und jährliche Wärmeerzeugung sicherzustellen, muss das Grundwasser ergiebig genug sein. Die Ergiebigkeit des Grundwassers kann über geologische Untersuchungen im Vorfeld abgeschätzt werden, zur Konkretisierung sind allerdings stets Probebohrungen nötig.

Das GEOportal.NRW des geologischen Diensts NRW liefert eine qualitative Einschätzung zu der Nutzung von Grundwasser, indem Informationen zu den Wasserschutzgebieten und zu der Ergiebigkeit des Bodens dargestellt werden. Für das Untersuchungsgebiet ergibt sich folgendes Bild:

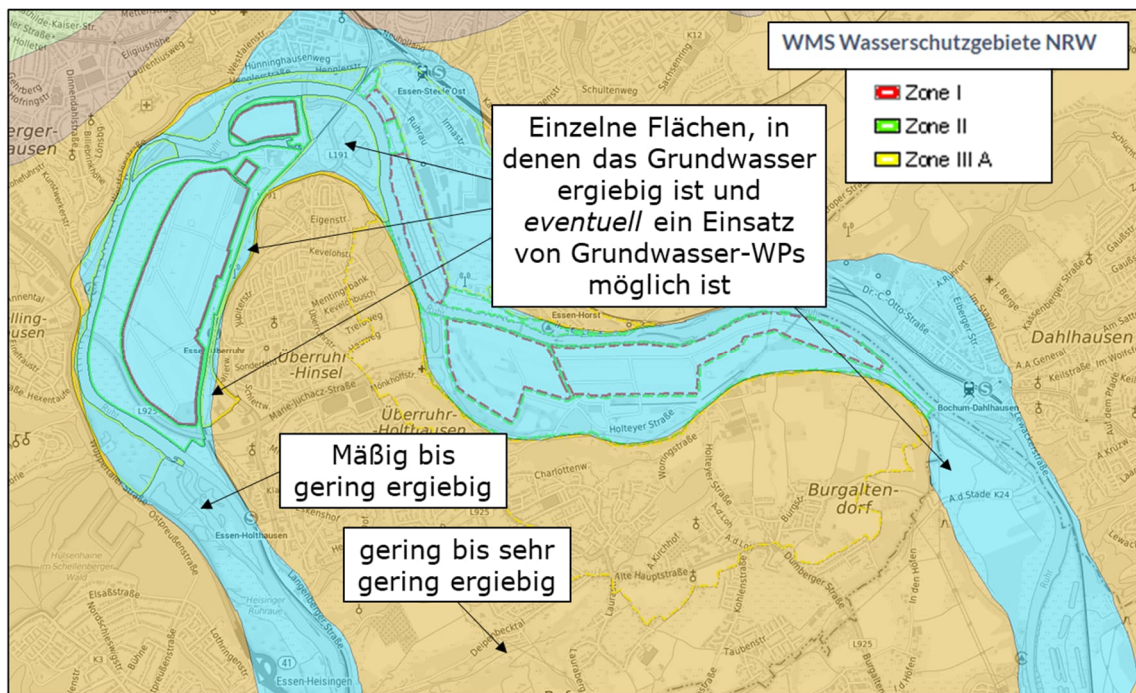


Abbildung 3-19: Grundwasser - Einschätzung nach GEOportal.NRW

In der Nähe der Ruhr wird die Ergiebigkeit mit mäßig bis gering ergiebig angegeben. Gleichzeitig befinden sich in der Nähe der Ruhr Wasserschutzgebiete der Zone I und II, in denen eine Grundwassernutzung nicht genehmigungsfähig ist. Gebiete der Zone III A sind nur unter Umständen genehmigungsfähig. Vereinzelt liegen Flächen vor, in denen eine mäßige Ergiebigkeit besteht und in der die Grundwassernutzung eventuell genehmigungsfähig wäre.

Im restlichen Untersuchungsgebiet ist nur eine geringe bis sehr geringe Ergiebigkeit zu erwarten. Der Einsatz einer Grundwasser-WP wird für das Gebiet Übrerruhr-Burgaltendorf daher als nicht möglich oder nicht sinnvoll eingestuft.

Um eine quantitative Abschätzung zu erreichen, wird auf das Geoportal des BGR, der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe, zurückgegriffen:

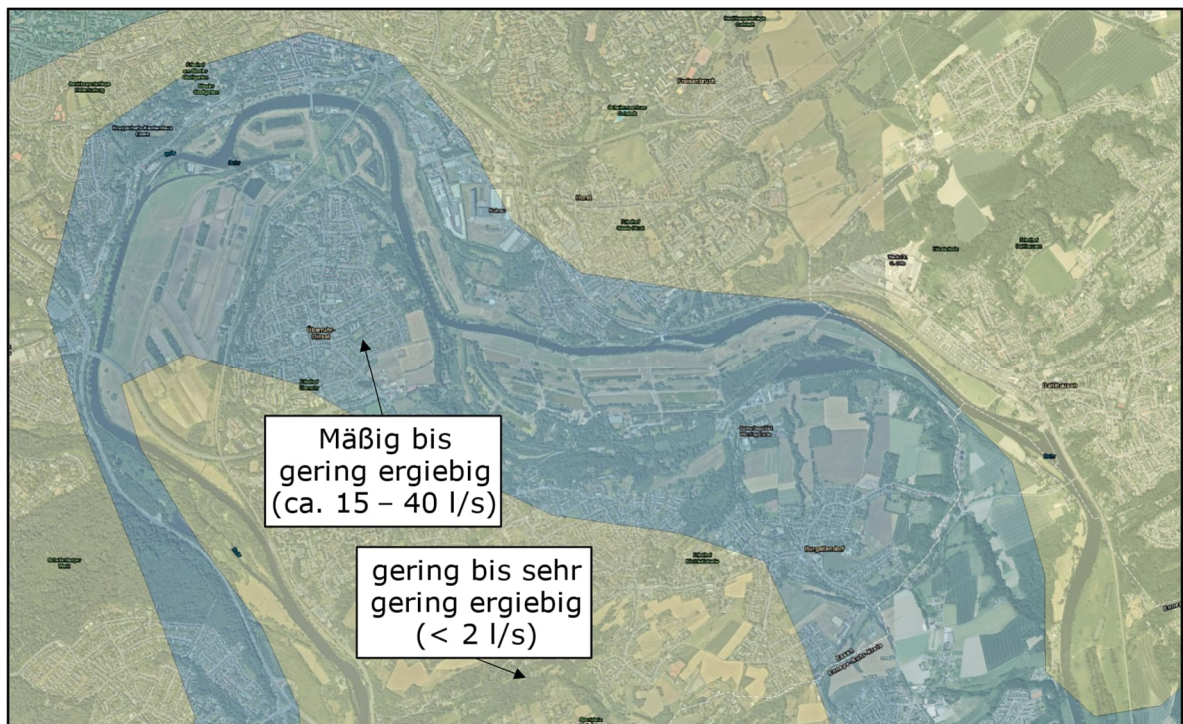


Abbildung 3-20: Grundwasser - Geoportal BGR

Die Einteilung der Gebiete ist nicht deckungsgleich zum GEOportal.NRW, es wird davon ausgegangen, dass die Gebiete im GEOportal.NRW genauer sind.

Tabelle 3-18: Grundwasser - Randbedingungen

Randbedingungen		Einheit
Entnahme Einzelbrunnen	Bis zu 40	l/s
Temp. Grundwasser	10	°C
Temp. Grundwasser Wiedereinleitung	5	°C
Vor-/Rücklauftemperatur	75/55	°C
Vollbenutzungsstunden	8.500	-

Die Temperatur des Grundwassers bei Wiedereinleitung wird aus dem Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Grundwasserwärmepumpen⁹ übernommen.

Die Ergebnisse der Potenzialabschätzung sind in Tabelle 3-19 aufgelistet:

Tabelle 3-19: Grundwasser - Potenzialabschätzung

Ergebnis	Wert	Einheit
----------	------	---------

⁹ Umweltministerium Baden-Württemberg (2009)

COP	2,94	-
Thermische Leistung	1,3	MW
Vollbenutzungsstunden	8500	h/a
Jährliche Energiemenge	10,8	GWh/a

Dieses Potenzial muss im Einzelfall durch Probebohrungen überprüft werden. Das Potenzial ist als uninteressant zu bewerten, da keine gute Ergiebigkeit vorliegt und sich interessantere Potenziale wie Wärme aus Klarwasser, Flusswasser oder Grubenwasser im Untersuchungsgebiet befinden.

3.6 Thermische Abfallbehandlung

Die im Untersuchungsgebiet anfallenden Mengen an Abfall werden im Müllheizkraftwerk Essen-Karnap thermisch verwertet. Für das Untersuchungsgebiet selbst besteht also kein Potenzial der Wärmeerzeugung aus thermischer Abfallbehandlung.

3.7 Abwärme

3.7.1 Industrielle Abwärme

Die Gebäudestruktur im Untersuchungsgebiet besteht hauptsächlich aus Wohnbebauung und nur zu wenigen Teilen aus Industrie, die signifikante Abwärme produzieren könnte.

Das Wärmekataster des LANUK (Landesamt für Natur, Umwelt und Klima) ist eine gute Quelle für mögliche Abwärmepotenziale. Im Wärmekataster liegt für das Untersuchungsgebiet nur ein einziges Abwärmepotenzial vor, die Firma Ariston Formstaub-Werke GmbH & Co. KG. Das Potenzial wird mit unter 1 GWh/a bei einer maximalen Leistung von unter 0,1 MW abgeschätzt. Außerdem liegt das Unternehmen ca. 1 km von den nächsten möglichen Abnehmern der Wärme entfernt. Das Temperaturniveau liegt zwischen 60°C und 90°C.

Aufgrund der Kombination aus nur geringer Wärmemenge und –leistung sowie der Entfernung zum geplanten Wärmenetz wird eine Einbindung der Abwärme als nicht sinnvoll eingeschätzt. Das Potenzial sollte (falls noch nicht geschehen) lokal genutzt werden.

Andere Abwärmelieferanten wurden seitens der Stadtwerke Essen oder in den LANUK-Daten (ehemals LANUV) nicht identifiziert.

3.7.2 Grubenwasser

Grubenwasser ist Wasser, das mit Tief- und Tagebau in Kontakt steht, beispielsweise bei der Grundwasserhaltung. Aufgrund des oftmals höheren Temperaturniveaus eignet sich Grubenwasser sehr gut als Wärmequelle für Wärmepumpen.

Im Untersuchungsgebiet und in der direkten Nähe zu dem konzeptionierten Wärmenetzgebiet befindet sich die Zeche Heinrich, bei der schon in Vorstudien ein sehr großes Potenzial ausgewiesen worden ist.

Wie bei den anderen Wasser-Wasser-Wärmepumpen lässt sich das Potenzial aus der Kombination aus Volumenstrom und Temperatur abschätzen. Die RAG Aktiengesellschaft, die die Wasserhaltung der Zeche Heinrich verantwortet, konnte hierzu Messdaten liefern.

Der Volumenstrom liegt in täglicher Auflösung vor. Die Temperatur wird allerdings nur alle zwei Monate gemessen. Der Volumenstrom der letzten acht Jahre ist in Abbildung 3-21 dargestellt:

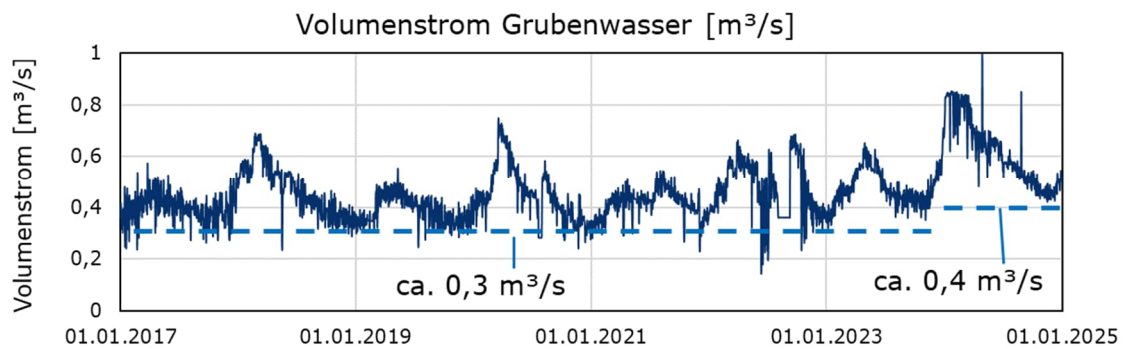


Abbildung 3-21: Grubenwasser – Volumenstrom

Der Volumenstrom betrug zwischen 2017 und 2024 in der Regel stets über 0,3 m³/s, seit 2024 sogar über 0,4 m³/s.

Die Temperaturdaten liegen seit November 2021 vor. Die minimale gemessene Temperatur betrug in den letzten 3 Jahren 16°C, die maximal gemessene Temperatur betrug 25°C. Die Temperatur ist also so gering, dass eine Wärmepumpe zur Temperaturerhöhung nötig ist.

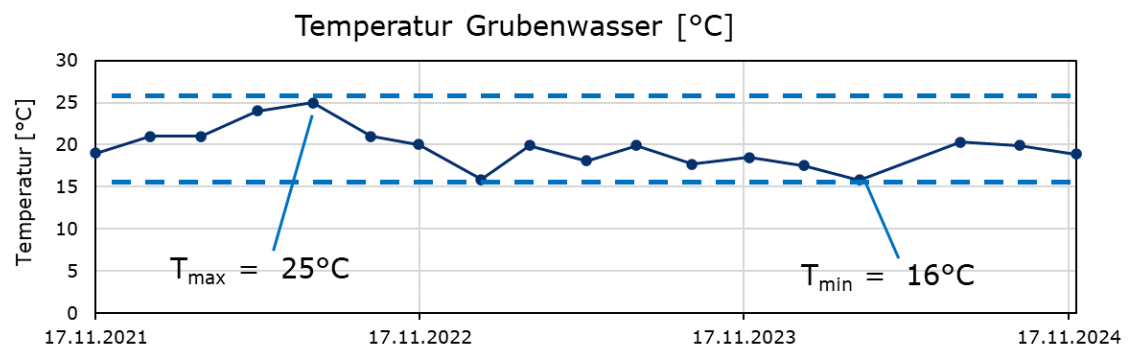


Abbildung 3-22: Grubenwasser – Temperatur

Die Kombination aus dem angesetzten Volumenstrom und der Temperatur sowie der erlaubten Auskühlung bestimmt die thermische Leistung und den COP einer Wärmepumpe, die das Grubenwasser als Wärmequelle nutzt. Laut der Potenzialstudie „Warmes Grundwasser“ des LANUK liegt der untere Grenzwert der Grubenwassertemperatur nach Auskühlung in Mitteleuropa bei 6 °C, diese Temperatur wird daher auch hier als Grenze angesetzt.

Für die Potenzialabschätzung ergeben sich je nach Kombination der Eingangsparameter verschiedene Ergebnisse. Eine Auflistung ist in Tabelle 3-20 dargestellt.

Tabelle 3-20: Grubenwasser - Potenzialabschätzung

Volumenstrom [m ³ /s]	Temperatur Grubenwasser [°C]	Auskühlung [K]	Thermische Leistung [MW]	COP
0,4	25	5	11	3,99
0,4	25	10	23	3,76
0,4	25	15	35	3,56
0,4	25	19 (max.)	45	3,41

0,3	25	5	8	3,99
0,3	25	10	17	3,76
0,3	25	15	26	3,56
0,3	25	19 (max.)	34	3,41
0,4	16	5	12	3,29
0,4	16	10	25	3,13
0,3	16	5	9	3,29
0,3	16	10	18	3,13

Je nach Volumenstrom, Temperatur und Auskühlung bewegt sich die thermische Leistung zwischen 8 und 45 MW und der COP zwischen 3,13 und 3,99. Die genaue Auslegung der Auskühlung muss in späteren Planungsphasen erfolgen, wenn die benötigte thermische Leistung definiert ist.

Dieses Potenzial ist das vielversprechendste Potenzial für ein wirtschaftliches Wärmenetz und sollte daher in weiteren Planungsphasen konkretisiert werden. In einem ersten Schritt wurden bereits Sensoren an die Wasserhaltung angebracht, sodass mehr Informationen zu Volumenstrom und Temperaturen gesammelt werden können.

3.7.3 Abwasser

Als Abwasser-Wärmepumpen werden Wärmepumpen bezeichnet, die als Wärmequelle ungereinigtes Abwasser verwenden. In der Regel werden Wärmeübertrager direkt in die Abwasserrohre gelegt. Eine andere technische Lösung ist die Entnahme und Wiedereinleitung von Abwasser. Prädestinierte Standorte für den Einsatz von Abwasser-Wärmepumpen sind Abwasserleitungen mit einem Rohrdurchmesser größer als DN 800 und einem Trockenwetterabfluss von über 15 l/s. Der Trockenwetterabfluss ist die Menge an Abwasser, die frei von Niederschlagswasser ist, und wird dafür genutzt, den wetterunabhängigen Abfluss abzuschätzen. Den Stadtwerken Essen liegen Informationen zu Profilbreiten der Abwasserkanäle sowie zu simulierten Volumenströmen vor. In Abbildung 3-23 sind mögliche Standorte im Untersuchungsgebiet sowie in den umliegenden Stadtteilen Heisingen und Kupferdreh dargestellt, bei denen die Profilbreite der Kanäle groß genug ist und ein Trockenwetterabfluss von über 15 l/s vorliegt.

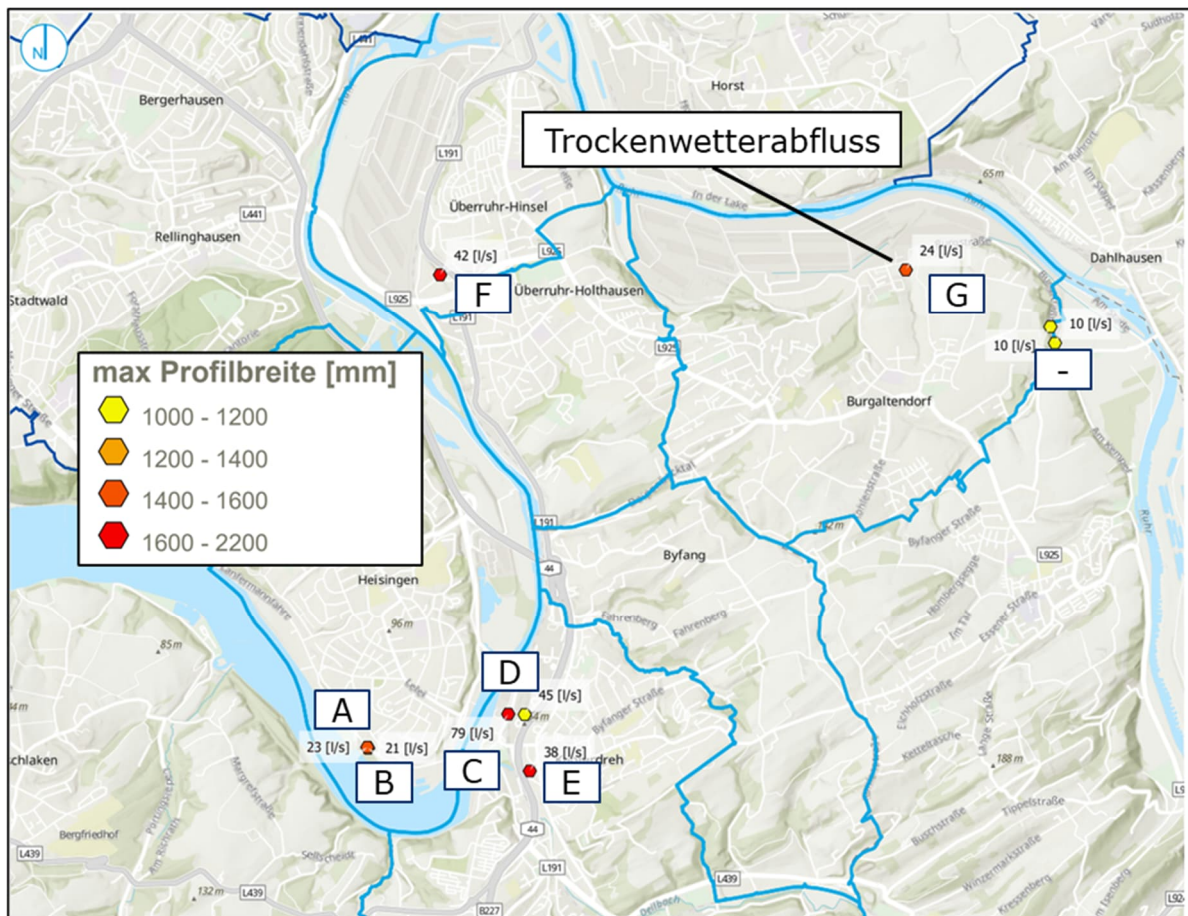


Abbildung 3-23: Abwasser-WP - Mögliche Standorte

Für Übrühr-Burgaltendorf bestehen zwei mögliche Standorte, die untersucht werden können (Standort F und G). In Tabelle 3-21 sind die Randbedingungen und Annahmen aufgelistet, die zur Abschätzung des Potenzials angesetzt worden sind.

Tabelle 3-21: Abwasser-WP - Randbedingungen

Randbedingungen	F	G	Einheit
Trockenwetterabfluss	42	24	l/s
Temperatur Abwasser	15		°C
Auskühlung	1,5		K
Vor-/Rücklauftemperatur	75/55		°C
Gütegrad	0,5		-
COP (JAZ)	3,34		-
Volllaststunden	8.760		h/a

Informationen zur Temperatur des Abwassers liegen nicht vor, die Temperatur wurde daher mit 15°C abgeschätzt. Die Auskühlung des Abwassers ist abhängig von der Entfernung zum Klärwerk, dem restlichen Abwassernetz sowie den Anforderungen des Klärwerkbetreibers und kann höher oder niedriger sein als angenommen. Als erste Abschätzung wird die Auskühlung auf 1,5°C gesetzt. Mit den Informationen aus der obigen Tabelle wird das Potenzial abgeschätzt.

Tabelle 3-22: Abwasser-WP - Ergebnisse

Ergebnis	F	G	Einheit
Thermische Leistung	0,38	0,22	MW
Wärmemenge	3,31	1,89	GWh/a

Die beiden identifizierten Potenziale sind nur sehr gering und es ist nicht zu erwarten, dass die Erschließung eines dieser Potenziale sinnvoll für das geplante Energiesystem ist.

3.7.4 Klarwasser

Anstatt das Abwasser vor dem Eintritt in die Kläranlage auszukühlen, kann das gereinigte Wasser (Klarwasser) hinter dem Klärwerk vor der Wiedereinleitung in die Ruhr ausgekühlt werden. Im Vergleich zu Abwasserkanälen liegen in Kläranlagen größere nutzbare Volumenströme vor, da hier das Abwasser des gesamten Kanalnetzes zusammenfließt. Außerdem ist bereits Infrastruktur zur Einleitung des Wassers in ein Fließgewässer vorhanden und eine Auskühlung vor Wiedereinleitung ist üblicherweise ohne (prozessbedingte) Beschränkung möglich. Lediglich das Einfrieren der Leitungen muss hierbei vermieden werden.

Im Untersuchungsgebiet befindet sich das Klärwerk Burgaltendorf. Standort und relative Lage des Klärwerks zum geplanten Wärmenetz sind in Abbildung 3-24 dargestellt:

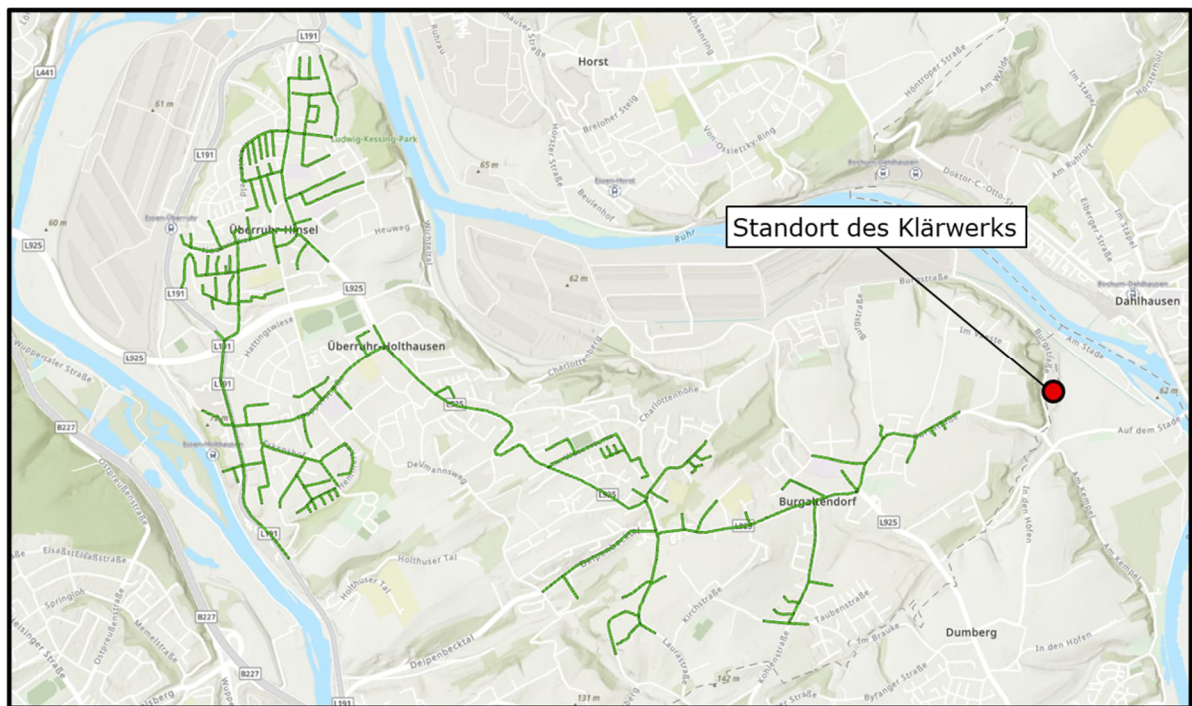


Abbildung 3-24: Klarwasser-WP - Standort des Klärwerks

Grundlage für die Potenzialabschätzung ist Volumenstrom und Temperatur. Daten zu Volumenstrom und Temperatur wurden vom Ruhrverband über die SWE bereitgestellt. In Abbildung 3-25 ist der Abfluss des Klärwerks für das Jahr 2024 zu sehen. Der Volumenstrom eines Klärwerks ist teilweise stark schwankend, was auf Niederschläge zurückzuführen ist. Der Auslegungsvolumenstrom der Wärmepumpe sollte daher nicht auf Basis des maximalen Volumenstroms durchgeführt werden, sondern auf einem Volumenstrom, der in der Regel erreicht wird. Kleinere Schwankungen können über ein Vorhaltebecken ausgeglichen, sodass der Volumenstrom geglättet werden kann. Anhand der Abflussdaten wurde ein Auslegungsvolumenstrom von $270 \text{ m}^3/\text{h}$ angesetzt.

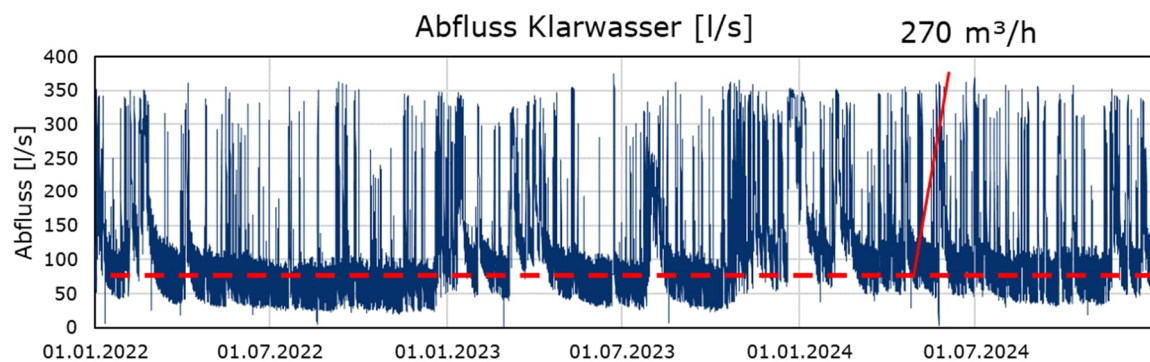


Abbildung 3-25: Klarwasser-WP - Volumenstrom Klarwasser

Weiterhin bestimmt die Temperatur des Klarwassers die mögliche Auskühlung und damit die Wärmemenge als auch die Effizienz der Anlage. Anhand der Messdaten kann man erkennen, dass die Temperatur nur kurzfristig unter 11 °C sinkt. Diese Temperatur wird daher als Auslegungsgröße verwendet.

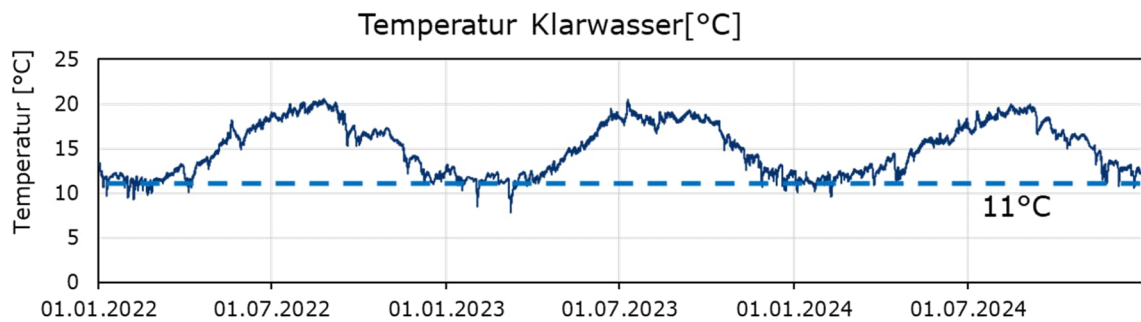


Abbildung 3-26: Klarwasser-WP - Temperatur Klarwasser

Alle weiteren Randbedingungen und die Auslegungsdaten sind in Tabelle 3-23 und Tabelle 3-24 zu sehen. Anhand der Auslegungsdaten der Wärmepumpen kann die thermische Leistung bestimmt werden, die ca. 4,3 MW beträgt.

Tabelle 3-23: Klarwasser-WP - Randbedingungen

Randbedingungen		Einheit
Temperatur Klarwasser	Stündlich aufgelöst (2024)	°C
Volumenstrom Klarwasser	Stündlich aufgelöst (2024)	m ³ /h
Temperaturänderung Klarwasser	4,5 – 13,5	K
Minimale Temperatur Klarwasser Austritt	2	°C

Tabelle 3-24: Klarwasser-WP - Auslegungsdaten

Auslegungsdaten Wärmepumpe		Einheit
Volumenstrom Klarwasser	270	m ³ /h
Thermische Leistung	4,3	MW
Temperaturänderung Klarwasser	9	K
Vor-/Rücklauftemperatur	75/55	°C
COP-Korrekturfaktor	0,5	-

Mittels der Auslegungsdaten sowie der Messdaten von Temperaturen und Volumenstrom kann das stündliche Potenzial bestimmt werden. Der Verlauf von Leistung und COP ist in Abbildung 3-27 dargestellt.

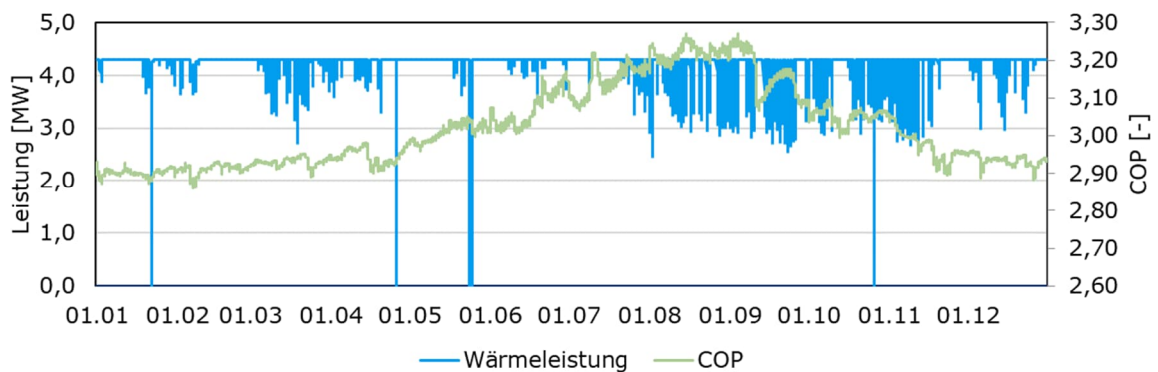


Abbildung 3-27: Klarwasser-WP - Leistung und COP im Jahresverlauf

Der in grün dargestellte Coefficient of Performance (COP) einer Klarwasser-WP mit den entsprechenden Rahmenbedingungen würde zwischen 2,9 und 3,25 liegen. Die erreichbare Leistung ist in blau dargestellt. Es kann nicht durchgängig die Nennleistung erreicht werden. Die kleineren Ausreißer nach unten entstehen durch kurzzeitige Abfälle des Volumenstroms und können durch eine angepasste Fahrweise des Klärwerks sowie durch ein Vorhaltebecken reduziert werden. Die Jahresdauerlinie der thermischen Leistung ist in Abbildung 3-28 dargestellt.

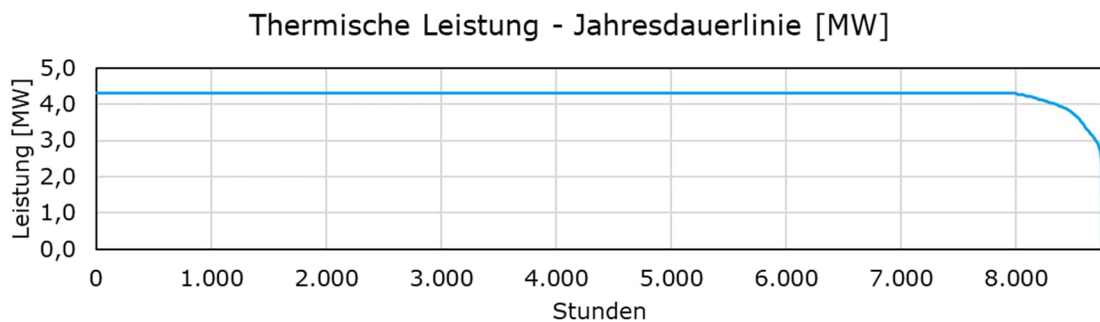


Abbildung 3-28: Klarwasser-WP - Jahresdauerlinie Thermische Leistung

Es werden im Jahr ca. 8.000 Stunden im Volllastbetrieb sowie 8.400 äquivalente Volllaststunden erreicht (ein Ausfall aufgrund von Wartung in Höhe von 260 h ist berücksichtigt). Jährlich kann somit eine Wärmeerzeugung von ca. 36 GWh bei einer Jahresarbeitszahl (JAZ) von 3,02 erreicht werden.

3.8 Wärmespeicher

Thermische Speicher können eingesetzt werden, um die Wärmeerzeugung von der Wärmelast zu entkoppeln. Dies kann zum Beispiel sinnvoll sein, wenn Erzeuger eingesetzt werden, die längere Anfahrzeiten haben und nicht flexibel auf eine sich ändernde Last reagieren können. Wärmepumpen können durch einen Speicher dann betrieben werden, wenn die Strompreise niedrig sind. Dies kann für die Wirtschaftlichkeit einzelner Erzeuger oder des Gesamtsystems förderlich sein.

Bei thermischen Speichern kann zwischen den Zeitskalen der Speicherung unterschieden werden. Kleinere Speicher können dafür eingesetzt werden, um Lastspitzen innerhalb eines Tages oder einer Woche auszugleichen. Größere Speicher können Wärme auch saisonal speichern. Ein Anwendungsfall ist die Kombination von Solarthermie und Speicher. Der Großteil der solarthermischen Wärmeerzeugung findet im Sommer statt. Über einen Speicher kann ein Teil der Wärme in die Heizperiode verschoben werden. Ein Beispiel für einen Saisonspeicher ist der Erdbeckenspeicher. Hierbei wird eine Grube ausgegraben und mit einer Folie ausgelegt.

Ein möglicher Standort ist in Abbildung 3-29 dargestellt. Ob die Nutzung eines Saisonalspeicher sinnvoll ist, ist abhängig von den Kosten des Saisonalspeichers sowie der Erzeugerstruktur. Bei Erzeugern, die das ganze Jahr über Wärme zu einem (annähernd) konstanten Wärmepreis liefern können, ist ein Saisonalspeicher nicht sinnvoll. In einem Erzeugerportfolio, in dem Solarthermie eingesetzt wird oder sehr günstige Abwärme eingebunden wird, kann der Einsatz eines Saisonalspeichers hingegen wirtschaftlich sinnvoll sein.

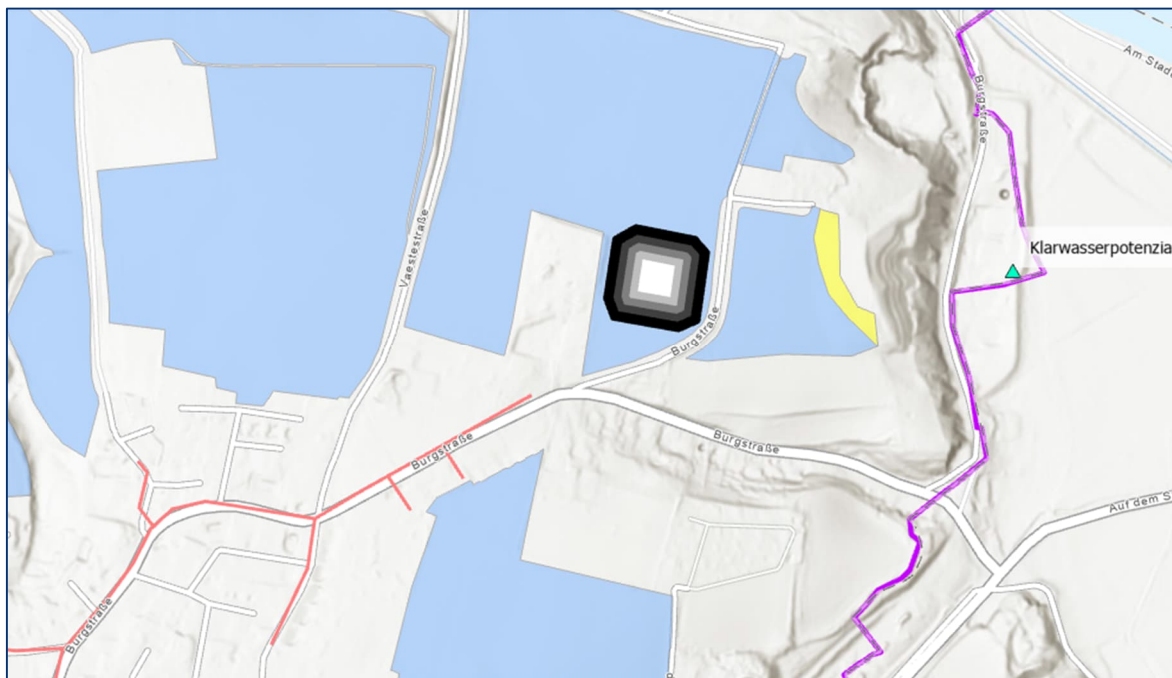


Abbildung 3-29: Thermische Speicher - Möglicher Standort für ein Saisonalspeicher

Grundlage ist hier eine GIS-basierte Auswertung von Restriktionszonen und Freiflächen. Datenbasis bilden hierbei Daten des LANUK (ehemals LANUV) (Ergebnisse der Potenzialstudie zur zukünftigen Wärmeversorgung in NRW 2024), sowie Geodaten des Landes NRW (analog zur Potenzialermittlung durch oberflächennahe Geothermie).

3.9 Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien

Mögliche Technologien für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sind Windkraftanlagen, Wasserkraftanlagen und Freiflächen-Photovoltaikanlagen.

Da im Untersuchungsgebiet keine Flächen für Windkraftanlagen ausgewiesen sind, wird das Potenzial Windkraft in der Machbarkeitsstudie nicht näher untersucht.

Die Nutzung von Wasserkraft wird ebenfalls nicht sinnvoll erachtet und nicht näher untersucht.

Die Stromerzeugung durch Bau von Freiflächen-Photovoltaikanlagen ist im Untersuchungsgebiet hingegen möglich und sinnvoll. Für Solarthermie wurden bereits viele Flächen identifiziert, die auch für die Installation von Photovoltaikanlagen genutzt werden könnten. Das spezifische Potenzial der Stromerzeugung aus Photovoltaikanlagen wird mit der gleichen Methodik berechnet wie bei der Potenzialanalyse der Solarthermie. Anstelle einer Kollektorkennlinie wird allerdings ein pauschaler Wirkungsgrad von 20 % angesetzt (s. Tabelle 3-25)

Tabelle 3-25: Photovoltaik - Randbedingungen

Randbedingungen	Wert	Einheit
-----------------	------	---------

Freifläche (exemplarisch)	10.000	$\text{m}^2_{\text{Freifläche}}$
Flächenbedarfsfaktor	2,5	$\text{m}^2_{\text{Freifläche}} / \text{m}^2_{\text{Kollektorfläche}}$
Wirkungsgrad	20 %	-
Nennleistung	0,8	MW

Damit kann das spezifische Potenzial der Stromerzeugung aus PV bestimmt werden:

Tabelle 3-26: Photovoltaik - Ergebnisse (spezifisch)

Ergebnis	Wert	Einheit
Mittelwert	249	$\text{kWh}/\text{m}^2_{\text{Kollektorfläche}}$
Spezifische Stromerzeugung Minimum (2013)	228	
Maximum (2018)	285	
Stromerzeugung (Mittelwert)	1,0	GWh/ha
Vollbenutzungsstunden	1.244	h/a

Wie bei der Solarthermie ist eine Stromerzeugung nicht durchgängig möglich, sondern konzentriert sich auf die Sommermonate. Die monatliche Stromerzeugung (gemittelt zwischen 2005 und 2020) ist in Abbildung 3-30 dargestellt.

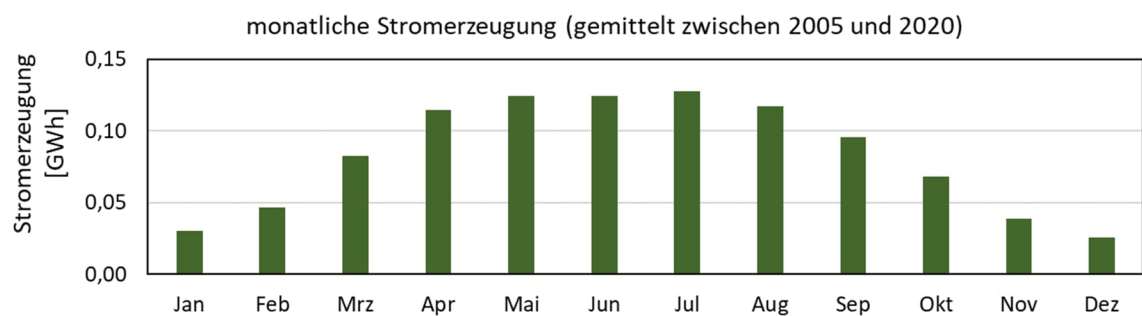


Abbildung 3-30: Photovoltaik - monatliche Stromerzeugung

Für das absolute Potenzial werden die Freiflächen genutzt, die im Rahmen der Auswertung des Potenzials Solarthermie identifiziert worden sind.

In einer Entfernung von 1000 m zum Wärmenetz befinden sich Freiflächen mit einem Potenzial von ca. 188,4 GWh. Bei einer maximalen Entfernung von 500 m reduziert sich dieses Potenzial auf 165,6 GWh.

3.10 Sektorkopplung

3.10.1 Power-to-Heat

Power-to-Heat-Anlagen dienen zur Spitzenlasterzeugung und könnten überall dort errichtet werden, wo ein ausreichend groß dimensionierter Anschluss an das Stromnetz vorhanden und das FW-Netz zudem in der näheren räumlichen Umgebung liegt.

Eine Power-to-Heat-Anlage ist im Rahmen eines klimaneutralen Zielbilds nach BEW nur förderfähig, wenn diese per Direktleitung und durch eine klimaneutrale Stromerzeugung versorgt wird.

3.10.2 Wasserstoff

Wasserstoff kann in Heizkesseln oder einem Blockheizkraftwerk (BHKW) verbrannt und so in Wärme umgesetzt werden.

Der Vorteil von Wasserstoff liegt darin, dass er nahezu emissionsfrei genutzt werden kann, sofern er aus erneuerbaren Energien („grün“) hergestellt wird. Wasserstoff kann zudem über bestehende Gasinfrastrukturen verteilt werden, sofern diese technisch geeignet sind.

Nachteilig wirken sich vor allem die noch hohen Kosten der Wasserstoffproduktion sowie die begrenzte Verfügbarkeit von grünem Wasserstoff aus. Die Entwicklung von Preis und Verfügbarkeit ist derzeit noch schwer abzusehen, sodass das Potenzial Wasserstoff einer großen Unsicherheit unterliegt.

Für die Stadt Essen ist ein Anschluss an das Wasserstoffkernnetz geplant, allerdings zunächst für den Industriestandort im Norden der Stadt. Zusätzlich wird die Verbindung weiterer Großkunden und der Ruhrbahn-Betriebshöfe innerhalb von Essen angestrebt. Ein Anschlusspunkt liegt in der Nähe von Übrühr-Hinsel.

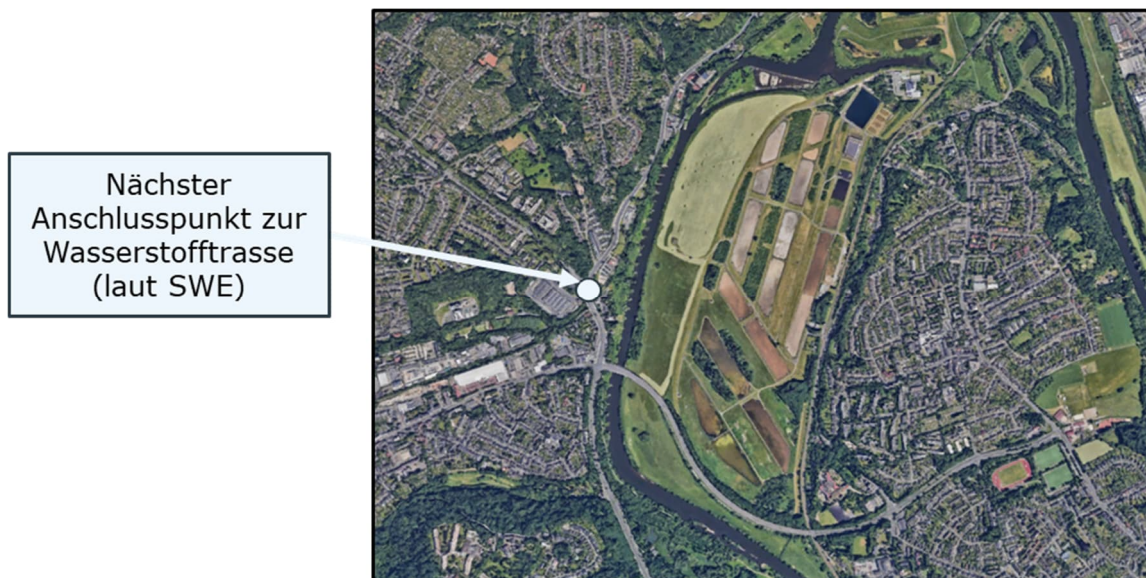


Abbildung 3-31: Wasserstoff - Darstellung eines möglichen zukünftigen Anschlusspunktes zur Wasserstofftrasse

Ob und in welchem Maße ein Anschluss an die Wasserstofftrasse in Zukunft gegeben sein wird oder sinnvoll ist, kann zu diesem Zeitpunkt nicht beurteilt werden.

3.11 Zusammenfassung Potenziale

Eine Übersicht aller identifizierten Potenziale ist in Tabelle 3-27 zu sehen.

Die vielversprechendsten Potenziale sind drei Wärmequellen Flusswasser, Klarwasser und Grubenwasser, da diese das ganze Jahr über Wärme bereitstellen können und moderate bzw. hohe Wärmequelltemperaturen erreichen. Alle weiteren Potenziale könnten ebenfalls eine sinnvolle Ergänzung für ein Erzeugerportfolio sein. Dies wird im weiteren Projektverlauf näher untersucht.

Tabelle 3-27: Potenzialanalyse - Übersicht aller identifizierten Potenziale

Lfdnr.	Kategorie	Energiequelle	Leistung	Energiemenge	Vollbenutzungs- stunden	Nutzungsgrad Wärmepumpe (COP)	Kommentar
1	Flusswasser	Flusswasser Ruhr	20,0 MW	170,0 GWh/a	8500 h/a	320 %	Sinnvolles Potenzial zur Deckung von Grund- und Mittellast. Geringe Entfernung zum Netzgebiet
2	Klarwasser	Klarwasser Burgaltendorf	4,3 MW	36,1 GWh/a	8400 h/a	302 %	Gutes Potenzial. Leistung ist nicht groß genug, um die Grundlast alleine zu decken
3	Luft	Umgebungsluft	10,0 MW	83,3 GWh/a	8330 h/a	252 %	Wird aufgrund der anderen Wärmepumpen-Potenzialen vermutlich nicht benötigt
4	Grubenwasser*	Grubenwasser	18,0 MW	153,0 GWh/a	8500 h/a	313 %	Hohes Potenzial mit tlw. sehr gutem COP. Ob und wie eine Grubenwasser-WP dimensioniert werden sollte, hängt vom Wärmebedarf, den Investitionskosten sowie den Kosten für den Grubenwasserwärme ab.
5	Erdwärmesonden	Oberfl. Geothermie	49,5 MW	118,7 GWh/a	2400 h/a	294 %	Hoher Flächenbedarf. Hauptsächlich zur Deckung von Grund- und Mittellast sinnvoll. Aufgrund der anderen Wärmepumpenpotenziale wird die Nutzung dieser Potenziale vermutlich nicht sinnvoll sein
6	Erdwärmekollektoren	Oberfl. Geothermie	71,2 MW	129,1 GWh/a	1800 h/a	294 %	
7	Grundwasser	Grundwasser	1,3 MW	10,8 GWh/a	8500 h/a	294 %	-
8	Solarthermie	Solarthermie	483,8 MW	402,5 GWh/a	832 h/a	-	Hoher Flächenbedarf

9	Biomasse - Waldholz	Waldholz	-	50,0 GWh/a	-	-	Kleinere Waldgebiete im Untersuchungsgebiet
10	Biomasse - Altholz	Altholz	-	31,8 GWh/a	-	-	Keine Annahme von Altholz im Untersuchungsgebiet
11	Biomasse Klärschlamm	Klärschlamm	-	27,8 GWh/a	-	-	Wird nicht im Untersuchungsgebiet verwertet
12	Biomasse - Bioabfall	Bioabfall	-	7,0 GWh/a	-	-	-
13	Biomasse - Grüngut	Grüngut	-	26,4 GWh/a	-	-	Annahmestation im Untersuchungsgebiet
14	Biomasse Energiepflanzen	Energiepflanzen	-	32,9 GWh/a	-	-	Landwirtschaftliche Flächen vorhanden
15	Biomasse - Gülle	Gülle	-	21,3 GWh/a	-	-	-

*Das maximale Potenzial einer Grubenwasser-WP kann nicht abschließend bestimmt werden, da noch Unsicherheiten bezüglich verfügbarem Volumenstrom und der Temperatur bestehen. Die mögliche Leistung und die erreichbare Effizienz sind abhängig von beiden Parametern. Dies wurde in Kapitel 3.7.2 näher untersucht. Das hier aufgelistete Potenzial ist als realistisch einzuschätzen, da der geringere Volumenstrom und die minimal gemessene Temperatur zur Abschätzung genutzt worden sind.

4. SOLL-Analyse

4.1 Fortschreibung Wärmebedarf

Der Wärmebedarf im IST-Zustand wurde für jedes Stützjahr fortgeschrieben, wobei der gebäudescharfe Reduktionsfaktor zwischen dem Wärmebedarf im IST-Zustand des LANUK (ehemals LANUV) und dem fortgeschriebenen Wärmebedarf des LANUK in jedem Stützjahr verwendet wurde. Der aktuelle Wärmebedarf von 98,6 GWh/a im IST-Zustand wurde als Ausgangspunkt für die Fortschreibung des Wärmebedarfs verwendet. Die daraus ermittelte Wärmebedarfsentwicklung ist in Tabelle 4-1 und Abbildung 4-1 dargestellt. Im Jahr 2045 ergibt sich somit eine Reduktion des Wärmebedarfs um 23,6 %-Punkte bzw. 30,9 % im Vergleich zum IST-Zustand.

Tabelle 4-1: Fortschreibung des Wärmebedarfs

Jahr	IST	2028	2030	2035	2040	2045
Wärmeabsatz [GWh/a]	98,6	96,3	90,4	84,9	79,1	75,3

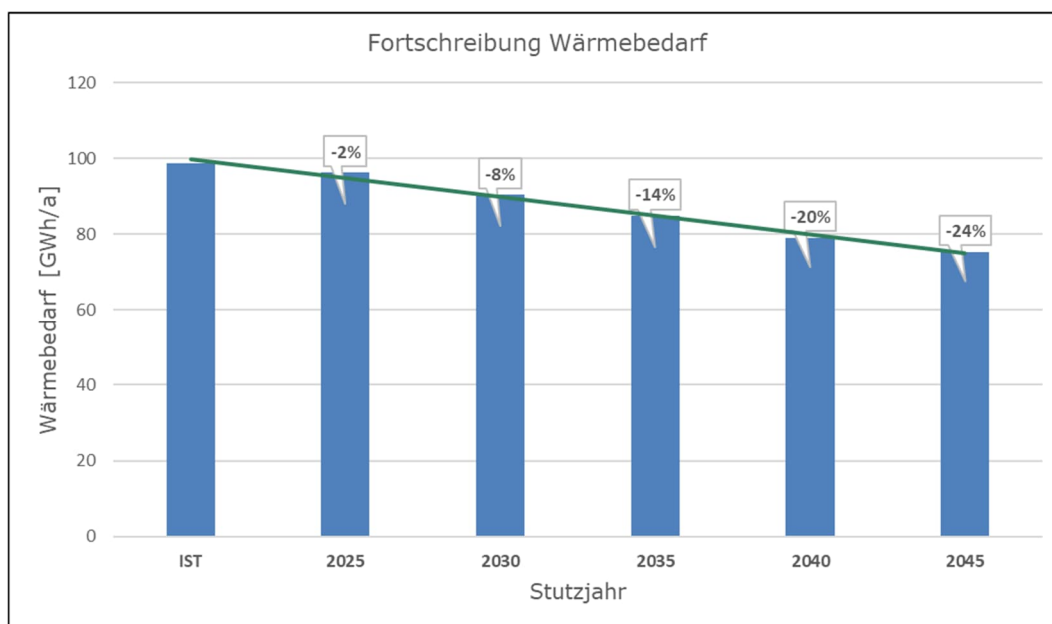


Abbildung 4-1: Wärmebedarfsentwicklung in den Stützjahren

4.2 Zielnetz 2045 & Netzhochlauf

Das Zielnetz ist so konzipiert, dass das Verteilnetz bis zum Jahr 2035 vollständig verlegt wird. Der Anschluss der Verbraucher in jedem Stützjahr erfolgt gemäß der Anschlussquotenentwicklung, die in 4.3.1 beschrieben wird. Der Hochlauf, um das Netz im Jahr 2035 zu erreichen, ist in der Abbildung 4-2 dargestellt. Im Jahr 2028 wird zuerst das bestehende GEWOBAU-Netz durch die Stichleitung vom Erzeugerstandort angeschlossen. Bis 2030 wird das Verteilnetz in Überehrn vollständig verlegt. Zwischen 2030 und 2035 wird das Verteilnetz in Burgaltendorf und Holthausen verlegt. Im gleichen Zeitraum wird das GEWOBAU-Netz erneuert. Der Hochlauf der Anschlussleitungen im Netz folgt der Anschlussquotenentwicklung in 4.3.1 bis zum Zieljahr 2045.

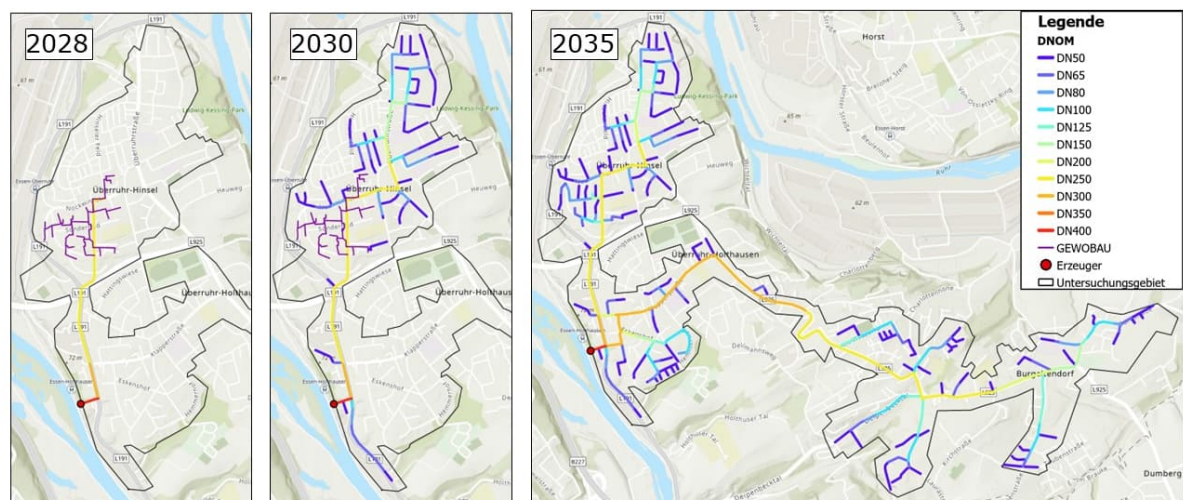


Abbildung 4-2: Netzhochlauf nach Nennweite

Die Tabelle 4-2 zeigt den Netzhochlauf mit den Netzlängen, unterteilt nach Nennweiten, die in den jeweiligen Stützjahren hinzukommen. Insgesamt hat das Netz eine Gesamtlänge von 64,2 km, davon entfallen 26,4 km auf das Verteilnetz und 37,8 km auf die Anschlussleitungen.

Tabelle 4-2: Leitungslänge - Zuwachs nach Nennweite und Stützjahr

DNOM	Leitungslänge [Trm]				
	2028	2030	2035	2040	2045
DN50		3.617	6.367		
DN65		1.233	1.942		
DN80		950	1.163		
DN100		540	1.976		
DN125		133	1.122		
DN150		302	537		
DN200		154	657		
DN250	1.091	446	1.866		
DN300	216		1.936		
DN400	111				
Anschlussleitung		2.861	16.018	15.768	3.227
Summe	1.418	10.236	33.584	15.768	3.227
Gesamtsumme					64.233

Die Spitzenlast, worauf das Netz ausgelegt wird, sowie die Temperaturspreizung sind in 4.3.2 beschrieben.

4.3 Erzeugerportfolio 2045 & Hochlauf

Nachdem in Kapitel 4.2 der Hochlauf des Netzes festgelegt wurde und in Kapitel 4.1 der Wärmebedarf im gesamten Untersuchungsgebiet fortgeschrieben wurde, wird nun die Entwicklung des tatsächlichen Wärmeabsatzes ermittelt. Das Erzeugerportfolio im Zieljahr und dessen Hochlauf in den Stützjahren werden daraus bestimmt, sodass in den jeweiligen Jahren der Wärmeabsatz gedeckt wird.

Zunächst wird die Entwicklung des Wärmeabsatzes von 2028 bis zum Zieljahr 2045 vorgestellt. Anschließend wird aus dem Wärmeabsatz ein repräsentativer Lastgang für das Erzeugerportfolio erstellt. Anschließend werden die relevanten wirtschaftlichen Randbedingungen definiert, die bei der Optimierung des Erzeugerportfolios berücksichtigt worden sind. Um das Erzeugerportfolio wirtschaftlich bewerten zu können, ist es nötig, das Energiesystem detailliert abzubilden. Dafür wird die Simulationssoftware energyPro verwendet. In energyPro wird die Betriebsweise von Erzeuger und Speicher, unter Berücksichtigung der energetischen Kenndaten der Anlagen (Leistungen, Effizienz, Teillastverhalten, usw.) sowie wirtschaftlicher Rahmenbedingungen, so optimiert, dass die Gesamtkosten minimiert werden.

4.3.1 Entwicklung des Wärmeabsatzes

Die Entwicklung des Wärmeabsatzes wird hauptsächlich durch zwei Faktoren beeinflusst: zum einen sinkt der Wärmebedarf des gesamten Untersuchungsgebiets aufgrund von Sanierungstätigkeiten sowie der Klimaerwärmung, zum anderen steigt der Wärmeabsatz aufgrund des Ausbaus des Wärmenetzes sowie der Erhöhung der Anschlussquote.

Zunächst werden Annahmen bezüglich der möglichen Entwicklung der Anschlussquote in den ausgebauten Gebieten gemäß Abbildung 4-3 getroffen.

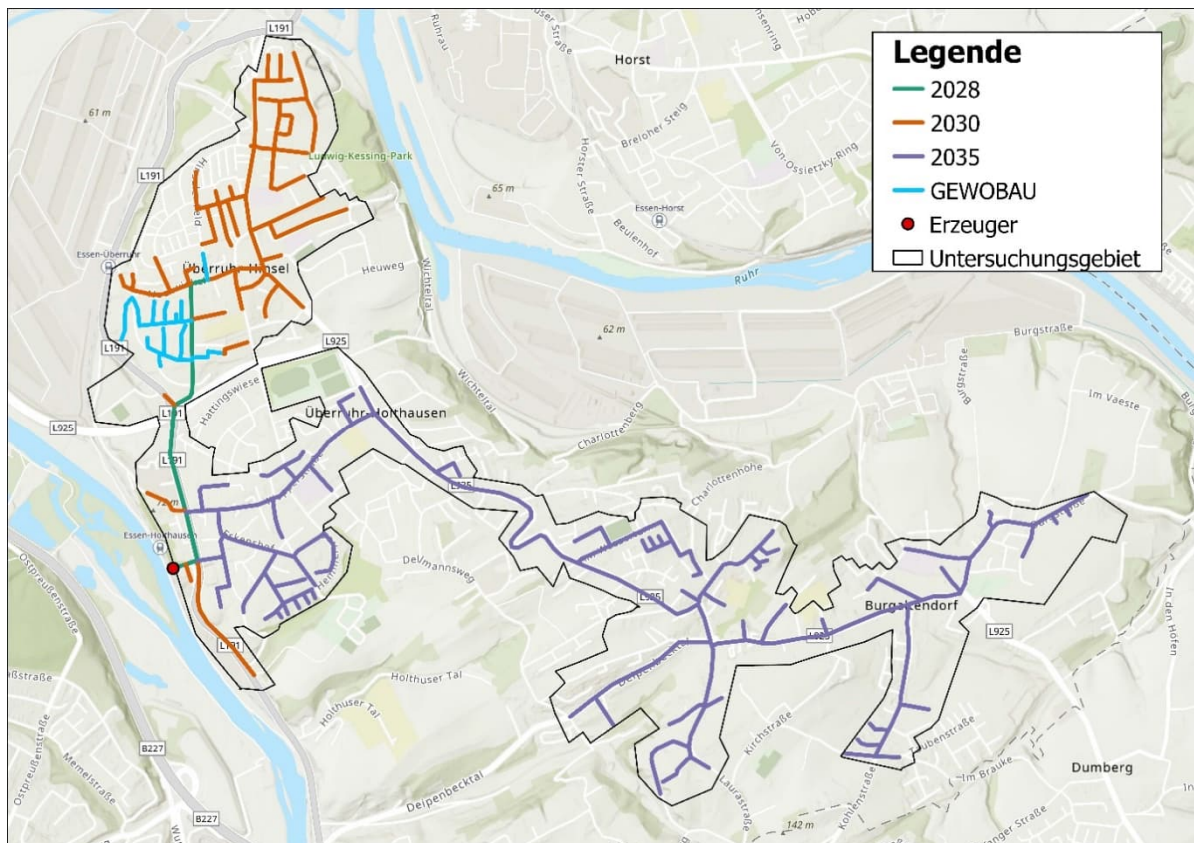


Abbildung 4-3: Übersicht des definieren Netzhochlauts

Da die Netzgebiete in Abbildung 4-3 erst nach und nach erschlossen werden, wird eine Unterscheidung bei der Entwicklung der Anschlussquote vorgenommen. Die in der Abbildung dargestellte Ausbaustruktur wurde in einem iterativen Abstimmungsprozess zwischen SWE und Ramboll entwickelt. Dabei wurden insbesondere die Gebäude mit dem höchsten Wärmebedarf und die Bereiche mit der größten Wärmelinienichte berücksichtigt. Zusätzlich floss die Ortskenntnis der SWE in die Planung ein.

Das Bestandsnetz der GEWOBAU wird bereits 2028 mit einer Stichleitung erschlossen und direkt an das neue Netz angeschlossen. Dieser Teil wird dementsprechend ab 2028 mit einer Anschlussquote von 100 % berücksichtigt. Bis 2030 ist geplant, den restlichen Teil von Überrauch anzuschließen. Es wird davon ausgegangen, dass bereits Kunden in diesem Gebiet sowie entlang der Stichleitung bis 2030 angeschlossen werden. Dabei wird eine Anschlussquote von 20 % angesetzt, die sich bis 2035 auf 60 % erhöht. Im Jahr 2040 ist dann die finale Anschlussquote von 80 % erreicht. Das Netzgebiet in Burgaltendorf und Holthausen wird erst nach 2030 gebaut. Hier wird von einem Anstieg der Anschlussquote von 30 % im Jahr 2035, 70 % im Jahr 2040 und 80 % im Jahr 2045 ausgegangen.

Bei Berücksichtigung der Wärmebedarfsentwicklung sowie der Entwicklung des Netzausbaus und der Anschlussquoten kann der prognostizierte Wärmeabsatz berechnet werden. Das Ergebnis ist in Abbildung 4-4 dargestellt:

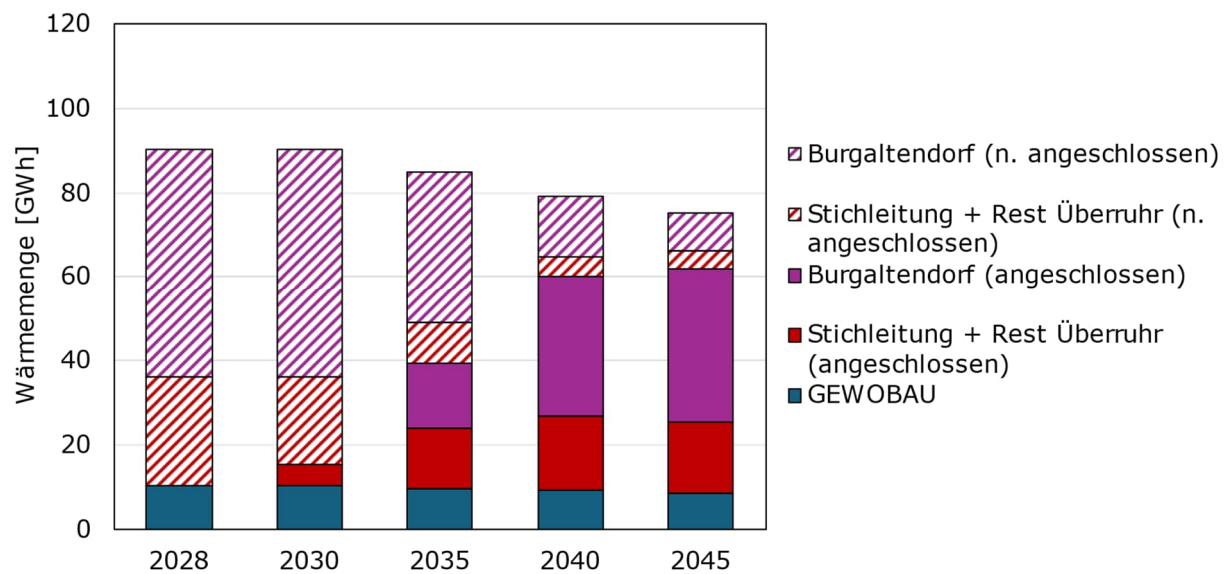


Abbildung 4-4: Entwicklung des Wärmeabsatzes

Der schraffierte Teil zeigt den Wärmebedarf von Kunden, die nicht angeschlossen sind, sich aber im Netzgebiet befinden. Zu sehen ist, dass durch die GEWOBAU als Ankerkunde direkt in den ersten Jahren ein Wärmeabsatz vorliegt, der dann in den Jahren bis 2040 weiter ansteigt.

Die Entwicklung des Wärmeabsatzes ist Tabelle 4-3 zu entnehmen.

Tabelle 4-3: Entwicklung des Wärmeabsatzes - tabellarisch

Jahr	2028	2030	2035	2040	2045
Wärmeabsatz [GWh/a]	10,4	15,6	39,5	60,3	62,0

4.3.2 Spitzenlast und Lastgangerstellung

Aus dem jährlichen Wärmeabsatz muss als nächstes ein stündlich aufgelöster Lastgang erstellt werden, um den Anlagenbetrieb zu simulieren und die Spitzenlast zu bestimmen.

Hierbei wird auf die Standardlastprofile (SLP) Wohngebäude und Nichtwohngebäude zurückgegriffen.

Standardlastprofile sind repräsentative Lastprofile, die den typischen Verlauf des Wärmebedarfs abbilden. Dazu wurde ein SLP-Tool genutzt, das Lastgänge gemäß einem gemeinsamen Leitfaden von BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.), dem Verband kommunaler Unternehmen e.V. sowie dem GEODE (Groupement Européen des entreprises et Organismes de Distribution d'Énergie) erstellt. Bei der Erstellung des Lastgangs wurde der Gesamtwärmebedarf, die Nutzerkategorien (Aufteilung in Wohn- und Nichtwohngebäude), der energetische Zustand (sanitert/unsanitert) sowie der Verlauf der Außentemperatur berücksichtigt. Für die Außentemperatur wird auf die Testreferenzjahre des Deutschen Wetterdienstes zurückgegriffen. Die Testreferenzjahre sind repräsentative Temperaturverläufe und werden in der Auflösung von 1km x 1km für ganz Deutschland veröffentlicht.

Bei den Wärmebedarfen in Tabelle 4-3 sind noch keine Netzverluste berücksichtigt. Für das ermittelte Netzgebiet wird ein Netzverlust von 10 % angesetzt. Es wird angenommen, dass der

absolute Wärmeverlust über das Jahr konstant bleibt, d.h. es stellt sich eine konstante Verlustleistung ein, die zusätzlich zum Wärmeabsatz gedeckt werden muss.

Die Wärmemengen, die in den einzelnen Stützjahren durch die Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden müssen, sowie die Spitzenlast in jedem Jahr sind in Tabelle 4-4 aufgelistet. Das Zielnetz im Jahr 2045 ist für die Spitzenlast von 29,9 MW und einer Temperaturspreizung von 20 °C ausgelegt.

Tabelle 4-4: Entwicklung der Wärmeerzeugung & der Spitzenlast

Jahr	2028	2030	2035	2040	2045
Wärmeerzeugung [GWh/a]	11,6	17,3	43,8	67,1	68,9
Spitzenlast [MW]	5,0	7,4	19,0	29,0	29,9

Für alle Stützjahre wird ein stündlich aufgelöster Lastgang erstellt, der für die Simulation genutzt wird. Für das Zieljahr 2045 ist der Lastgang in Abbildung 4-5 exemplarisch dargestellt. Der Verlauf für die anderen Stützjahre ist ähnlich und wird hier daher nicht abgebildet.

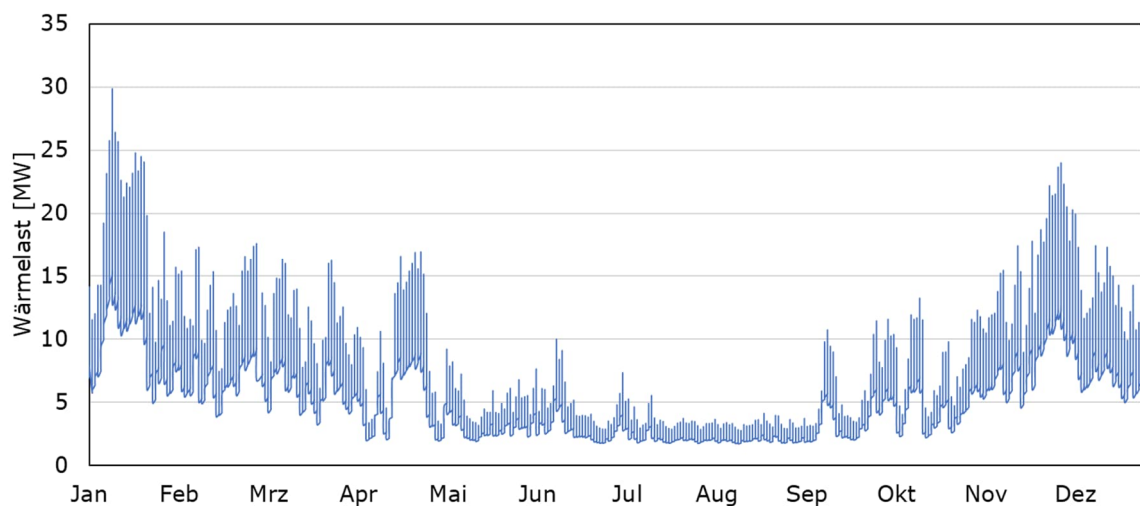


Abbildung 4-5: Wärmelastgang im Zieljahr 2045

Die Spitzenlast liegt bei ca. 30 MW und muss jedoch nur bei sehr kalten Temperaturen und kurzzeitig gedeckt werden. Die Spitzenlast bestimmt damit die installierte Erzeugerleistung. Für die sinnvolle Dimensionierung der Grund-, Mittel- und Spitzenlasterzeuger ist allerdings der restliche Lastgang wichtig. Im geordneten Lastgang in Abbildung 4-6 ist zu sehen, welche Wärmelast wie häufig im Jahr auftritt.

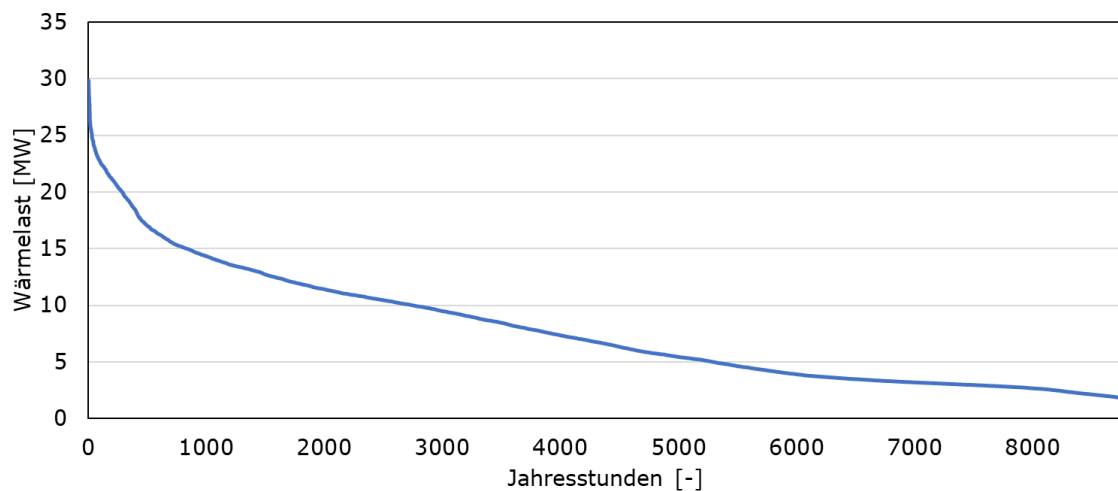


Abbildung 4-6: Wärmelastgang im Zieljahr 2045 (geordnet)

Bei der Entwicklung des Erzeugerportfolios muss immer sichergestellt sein, dass die installierte Erzeugerleistung für die Deckung der Spitzenlast ausreicht. Näheres zu der Entwicklung des Erzeugerportfolios in Kapitel 4.3.5.

4.3.3 Wirtschaftliche Randbedingungen

Zu den wirtschaftlichen Randbedingungen gehören die Ansätze für die Investitionen, die für Erzeuger und Netz aufgebracht werden müssen, Ansätze für Betriebs- und Wartungskosten sowie Prognosen zu der Entwicklung der Energieträgerpreise.

Während der Erarbeitung des Erzeugerkonzepts wurde teilweise der Einsatz von Erzeugungsanlagen untersucht, die schlussendlich nicht im finalen Konzept berücksichtigt wurden. Dies betrifft die Anlagen Flusswasser-WP, Klarwasser-WP sowie ein BHKW. Die Kostenansätze für diese Anlagen werden hier daher nicht aufgelistet.

Tabelle 4-5: Investitionskostenansätze

	Investitionskosten	Nutzungs- dauer [a]	Quelle
Grubenwasser-WP	1.030.000 €/MW	20	Referenzprojekt Ramboll
Gaskessel	118.000 €/MW	20	KWP ¹⁰ -Katalog
Wärmespeicher	1500 €/m ³	30	Annahme zwischen Ramboll und SWE
Heizzentrale	2.000.000 €	50	Abschätzung Ramboll
DEVEX	4 % aller Investitionskosten	40	Annahme SWE
Verteilleitung	Abhängig von der Nennweite	40	Annahme SWE
Anschlussleitung	1.320 €/m	40	Annahme SWE
Hausanschlussstation	12.500 €/HAST	20	Referenzprojekt Ramboll

¹⁰ Kommunale Wärmeplanung

Für die Verteilungen wird ein dimensionsspezifischer Kostenansatz genutzt, wie in Tabelle 4-6 dargestellt.

Tabelle 4-6: Investitionskostenansätze - Verteilungen

Investitionskosten [€/trm]	
DN 20	1320
DN 25	1320
DN 32	1320
DN 40	1440
DN 50	1560
DN 65	1680
DN 80	1800
DN 100	1920
DN 125	2280
DN 150	2400
DN 200	2640
DN 250	2900
DN 300	3000
DN 350	3400
DN 400	4200
DN 450	4200
DN 500	4300

Zusätzlich zu den Investitionskosten werden Betriebskosten berücksichtigt. Diese Betriebskosten enthalten Kosten für Bedienung, Wartung und Instandhaltung. Diese Ansätze sind in Tabelle 4-7 aufgelistet.

Tabelle 4-7: Betriebskostenansätze

Spez. Betriebskosten [% / CAPEX]		Quelle
Grubenwasser-WP	2,5	VDI 2067
Gaskessel	2,5	VDI 2067
Wärmespeicher	1	VDI 2067
Heizzentrale	1	VDI 2067
DEVEX	-	-
Verteilung	1	VDI 2067

Anschlussleitung	1	VDI 2067
Hausanschlussstation	3	VDI 2067

Zuletzt werden die Verbrauchskosten bei der Wirtschaftlichkeitsberechnung berücksichtigt. Die verwendeten Kostenansätze sind in Tabelle 4-8, Tabelle 4-9 und Tabelle 4-10 aufgelistet.

Tabelle 4-8: Verbrauchskostenansätze - Strom

Strom – Kostenpositionen	Einheit	2028	2030	2035	2040	2045
Spotmarkt	€/MWh	100,44	102,55	93,13	83,71	75,25
Steuern	€/MWh	0,47	0,45	0,41	0,37	0,33
Netzentgelte - AP ¹¹ < 2.500 h/a	€/MWh	75,35	78,39	86,55	95,56	105,50
Netzentgelte - AP > 2.500 h/a	€/MWh	15,92	16,56	18,28	20,19	22,29
Netzentgelte - LP ¹² < 2.500 h/a	€/MW	22.317	23.219	25.635	28.304	31.249
Netzentgelte - LP > 2.500 h/a	€/MW	176.192	183.311	202.390	223.455	246.712
KWKG-Umlage	€/MWh	Nach §22 EnFG: Keine Umlagen für Wärmepumpen (beihilferechtliche Genehmigung der EU noch ausstehend)				
Offshore-Netzumlage	€/MWh					
Konzessionsabgabe	€/MWh	1,04	0,99	0,90	0,81	0,73
StromNEV-Umlage – 0 bis 1 GWh/a	€/MWh	15,58	15,58	15,58	15,58	15,58
StromNEV-Umlage – ab 1 GWh/a	€/MWh	0,50	0,50	0,50	0,50	0,50

Die verwendeten Ansätze für Erdgas und Biomethan sind in Tabelle 4-9 aufgelistet. Es ist ein Wechsel von Erdgas zu Biomethan zum Jahr 2040 vorgesehen.

Tabelle 4-9: Verbrauchskostenansätze - Gas

Gas - Kostenposition	Einheit	2028	2030	2035	2040	2045
Erdgas – Bezugspreis	€/MWh	40,00	40,00	40,00	-	-
Biomethan – Bezugspreis	€/MWh	-	-	-	82,80	82,80

¹¹ Arbeitspreis

¹² Leistungspreis

Steuern	€/MWh	5,18	4,97	4,49	4,06	3,67
Netzentgelte - AP	€/MWh	Gemäß des Preisblatts von SWE aus 2025 und unter Berücksichtigung einer jährlichen Steigerung von 0,6 %				
Netzentgelte - LP	€/MW					
Umlagen	€/MWh	2,99	2,99	2,99	2,99	2,99
Abgaben	€/MWh	0,28	0,27	0,25	0,22	0,20
CO2-Abgabe	€/t	94,12	117,51	174,01	225,09	271,26

Für die Gebühren, Steuern und Netzentgelte wurden für alle Erdgas und Biomethan die gleichen Kostenansätze genutzt.

Zuletzt wurden Kosten für die Abwärme aus dem Grubenwasser wie in Tabelle 4-10 angesetzt.

Tabelle 4-10: Verbrauchskostenansätze - Sonstiges

Weitere Kostenpositionen	Einheit	2028	2030	2035	2040	2045
Wärme aus Grubenwasser	€/MWh	5	5	5	5	5

Alle vorgestellten Kostenansätze sowie Kostenpositionen werden bei der Berechnung der Wärmegestehungskosten berücksichtigt. Die Auflistung der Investitionskosten sowie eine detaillierte Auflistung der jährlichen Kosten ist in Kapitel 5 zu sehen.

Im Projekt wurde außerdem die Entscheidung getroffen, die Förderung nach BEW bei der Auslegung des Erzeugerportfolios sowie bei der Bewertung der Wirtschaftlichkeit zu berücksichtigen. Es wird daher angenommen, dass die Investitionskostenförderung für alle förderfähige Kosten in Anspruch genommen wird. Bei der Betriebskostenförderung wird angenommen, dass diese für die Anlagen in Anspruch genommen wird, die direkt bei Bau des Wärmenetzes gebaut werden. Die Förderung wird daher in den Stützjahren 2028, 2030 und 2035 berücksichtigt.

4.3.4 Erzeugerportfolio im Zieljahr

In diesem Kapitel wird das Erzeugerportfolio im Zieljahr 2045 vorgestellt. Anders als vom BEW vorgesehen wurde in diesem Projekt nicht auf das Zieljahr optimiert. Da besonders in den ersten Jahren nach dem Bau des Wärmenetzes hohe Kosten nur geringen Einnahmen gegenüberstehen, wurde stattdessen der gesamte Hochlauf bei der Dimensionierung der Erzeuger berücksichtigt. Ziel war es, die Wirtschaftlichkeit in den Jahren 2028 bis 2045 zu optimieren.

In diesem Kapitel wird dennoch zunächst das Erzeugerportfolio im Zieljahr 2045 beschrieben. Die Ergebnisse für die Jahre 2028, 2030, 2035 und 2040 werden im nächsten Kapitel vorgestellt.

In Tabelle 4-11 ist das erarbeitete Erzeugerportfolio im Jahr 2045 sowie die prognostizierten Anteile der Wärmeerzeugung zu sehen.

Auf Basis der techno-ökonomischen Optimierung hat sich ergeben, dass eine Grubenwasser-Wärmepumpe mit einer Nennleistung von 13 MW zur Deckung von Grund- und Mittellast am sinnvollsten ist. Die restliche Last wird durch Gaskessel gedeckt, die mit Biomethan betrieben werden. Ein dritter Gaskessel ist zur Besicherung des Systems da.

Eine höhere Nennleistung der Grubenwasser-Wärmepumpe wäre möglich gewesen, hätte aber zu einer Reduktion der Volllaststunden und einer Erhöhung der jährlichen Kosten geführt.

Zusätzlich zu den Erzeugungsanlagen ist ein thermischer Speicher mit ca. 800 m³ geplant. Durch den thermischen Speicher kann der Deckungsgrad der Grubenwasser-WP erhöht werden.

Tabelle 4-11: Erzeugerportfolio 2045

Erzeuger	Größe	Wärmeproduktion	Volllaststunden	Anteil
Grubenwasser-WP	13 MW _{th}	64.919 MWh	4.994	93,9 %
Gaskessel I	8 MW _{th}	528 MWh	66	0,8 %
Gaskessel II	8 MW _{th}	1.096 MWh	137	1,6 %
Gaskessel III	8 MW _{th}	2.590 MWh	324	3,7 %
Gesamt	37 MW _{th}	69.133 MWh	-	100,0 %

Die prognostizierten Wärmeleistungen ergeben sich aus der stündlichen Simulation des Energiesystems. Das Ergebnis der Simulation in Form des Jahreslastgangs ist in Abbildung 4-7 zu sehen.

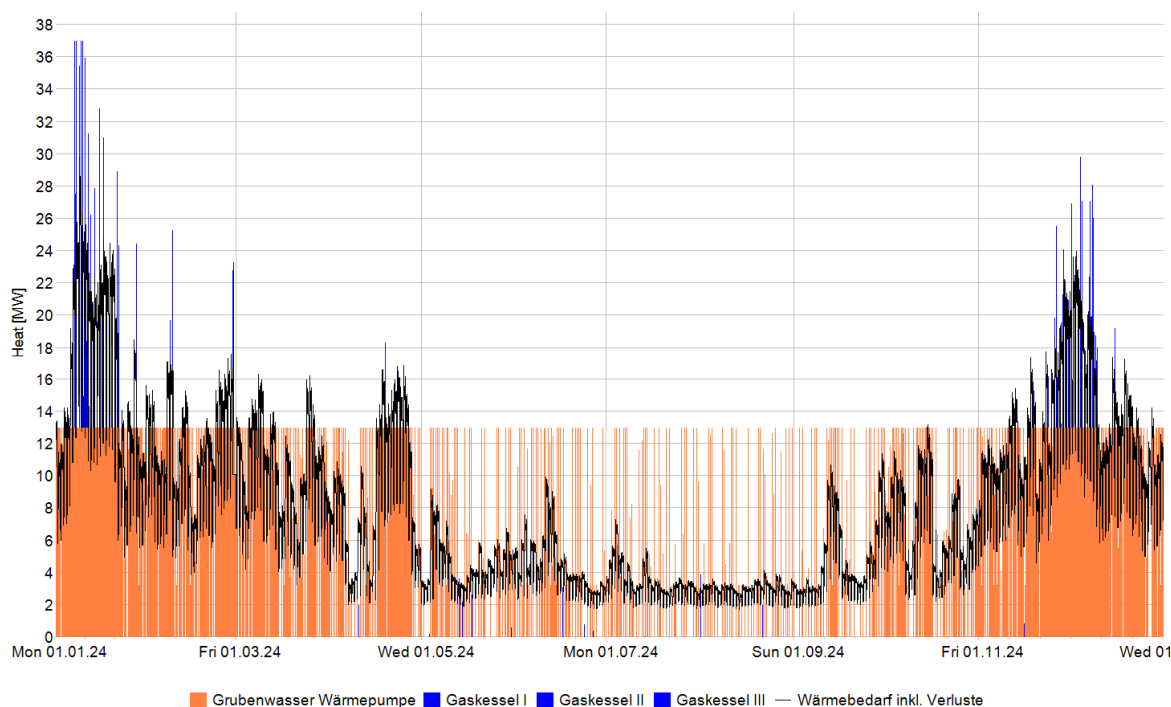


Abbildung 4-7: Erzeugerlastgang im Zieljahr 2045

Es ist ersichtlich, dass die Grubenwasser-Wärmepumpe den überwiegenden Teil des Wärmebedarfs deckt. Durch eine Erhöhung der Leistung auf z.B. 16 MW könnte ein zusätzlicher Teil der Wärme gedeckt werden, für die Spitzenlasten wären die Gaskessel allerdings weiterhin nötig. Durch den thermischen Speicher kann die Grubenwasser-WP im Sommer takten und Zeiten mit niedrigen Strompreisen ausnutzen.

In Abbildung 4-8 ist der Erzeugerlastgang in geordneter Form dargestellt. Hier können die Volllaststunden der Anlagen abgelesen werden. Die Grubenwasser-WP erreicht fast 6.000 Betriebs- und 5.000 Volllaststunden. Die Gaskessel werden zu selten betrieben und erreichen zusammen ca. 170 Volllaststunden.

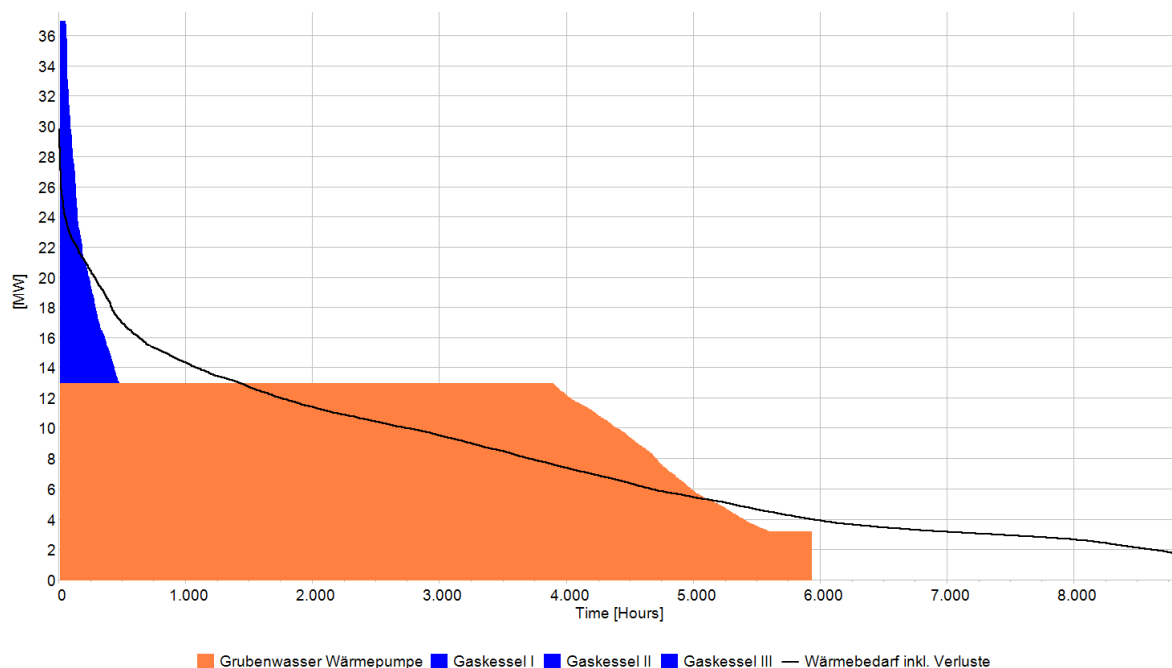


Abbildung 4-8: Erzeugerlastgang im Zieljahr 2045 (geordnet)

Da die Dimensionierungen von Erzeugern und Speicher definiert sind und da durch die Simulation die benötigten Mengen der Energieträger kalkuliert sind, können die Wärmegestehungskosten berechnet werden. Bei den Wärmegestehungskosten wird die Investitionskostenförderung nach BEW berücksichtigt.

Es ergeben sich Wärmegestehungskosten in Höhe von 85,0 €/MWh. Dabei sind noch keine Kosten für das Wärmenetz (d.h. Verteil- und Anschlussleitung sowie Hausanschlussstation) berücksichtigt. Diese Kosten werden in Kapitel 5 aufgelistet und bei der Bestimmung der Wärmevollkosten berücksichtigt.

4.3.5 Entwicklung des Erzeugerportfolios

Bei der Entwicklung des Erzeugerportfolios müssen mehrere Faktoren berücksichtigt werden. Das Erzeugerportfolio muss stets in der Lage sein, den Wärmebedarf des Netzes zu decken. Das Erzeugerportfolio sollte nicht zu überdimensioniert sein, da dies zu höheren Kosten führt. Andererseits sollte der Bau von neuen Erzeugern nicht zu kleinteilig geschehen, da dies vermutlich zu einem höheren Planungsaufwand und höheren Investitionskosten führt. Ebenfalls ist zu berücksichtigen, dass Wärmeerzeuger, die mit fossilen Energieträgern betrieben werden, derzeit noch wirtschaftlich sein könnten und zur Wirtschaftlichkeit in den ersten Jahren beitragen könnten. Dabei muss der vom BEW geforderte maximale Anteil an Wärme aus fossilen KWK-Anlagen und Gaskessel berücksichtigt werden.

Auf Basis all dieser Überlegungen wurde ein Hochlauf erarbeitet, der wirtschaftlich optimiert ist, genug installierte Leistung gewährleistet und der die Anforderungen des BEW erfüllt.

Da bereits 2028 das GEWOBAU-Bestandsnetz angeschlossen werden soll, ist 2028 das erste Jahr, das im Hochlauf modelliert wird. Das ausgelegte Erzeugerportfolio für 2028 und die Ergebnisse der Simulation sind in Tabelle 4-12 aufgelistet:

Tabelle 4-12: Erzeugerportfolio 2028

Erzeuger	Größe	Wärmeproduktion	Volllaststunden	Anteil
----------	-------	-----------------	-----------------	--------

Grubenwasser-WP	6,5 MW _{th}	11.534 MWh	1.774	98,9 %
Gaskessel I	8 MW _{th}	131 MWh	16	1,1 %
Gesamt	14,5 MW _{th}	11.665 MWh	-	100,0 %

Da im Jahr 2028 nur das GEWOBAU-Netz angeschlossen wird, aber die Erzeuger bereits für den Hochlauf der nächsten Jahre ausgelegt sein müssen, ist das System für 2028 sehr überdimensioniert. Dies ist auch im Jahreslastgang in Abbildung 4-9 zu sehen.

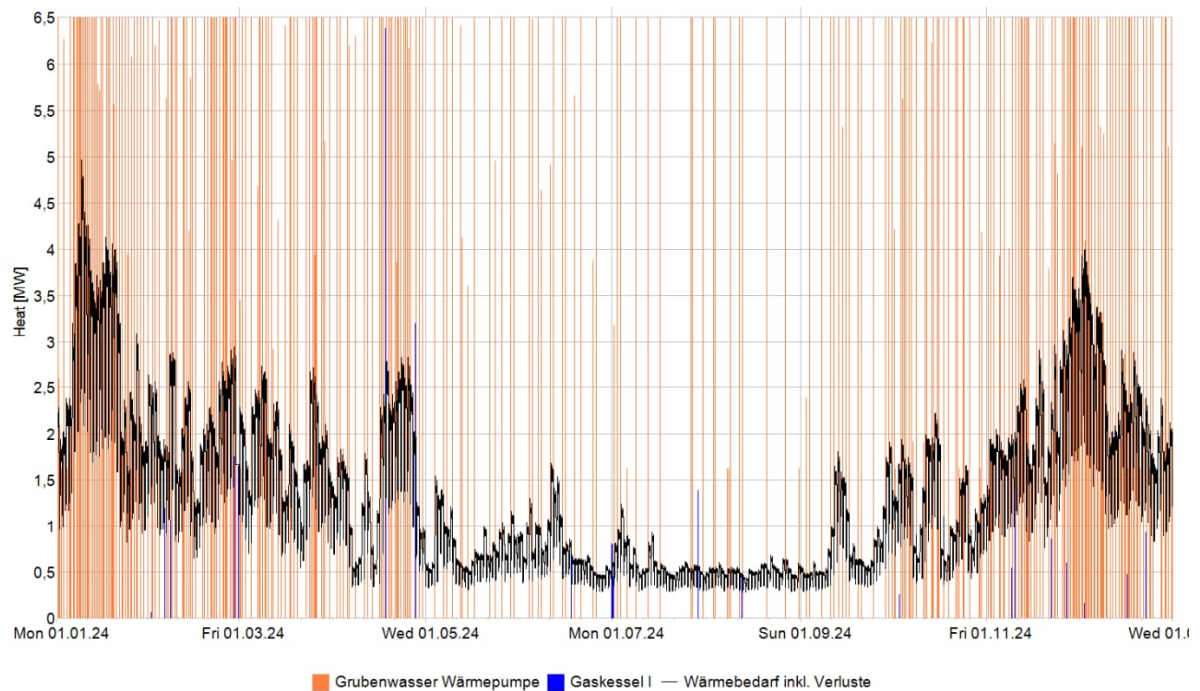


Abbildung 4-9: Erzeugerlastgang im Jahr 2028

Die Leistung der Grubenwasser-Wärmepumpe liegt hier sogar über der Spitzenlast. Die Konsequenz ist, dass die Wärmepumpe häufig taktet und in Teillast betrieben werden muss, um die Last zu decken. Der Speicher ist dabei sehr wichtig, um dieses Takten zu ermöglichen und den Einsatz des Gaskessels zu minimieren. Der genaue Anlagenbetrieb der Wärmepumpe, das heißt welche Mindestlaufzeiten eingehalten werden müssen und welches Teillastverhalten möglich ist, muss in späteren Leistungsphasen konkretisiert werden.

Der geordnete Erzeugerlastgang ist in Abbildung 4-10 zu sehen.

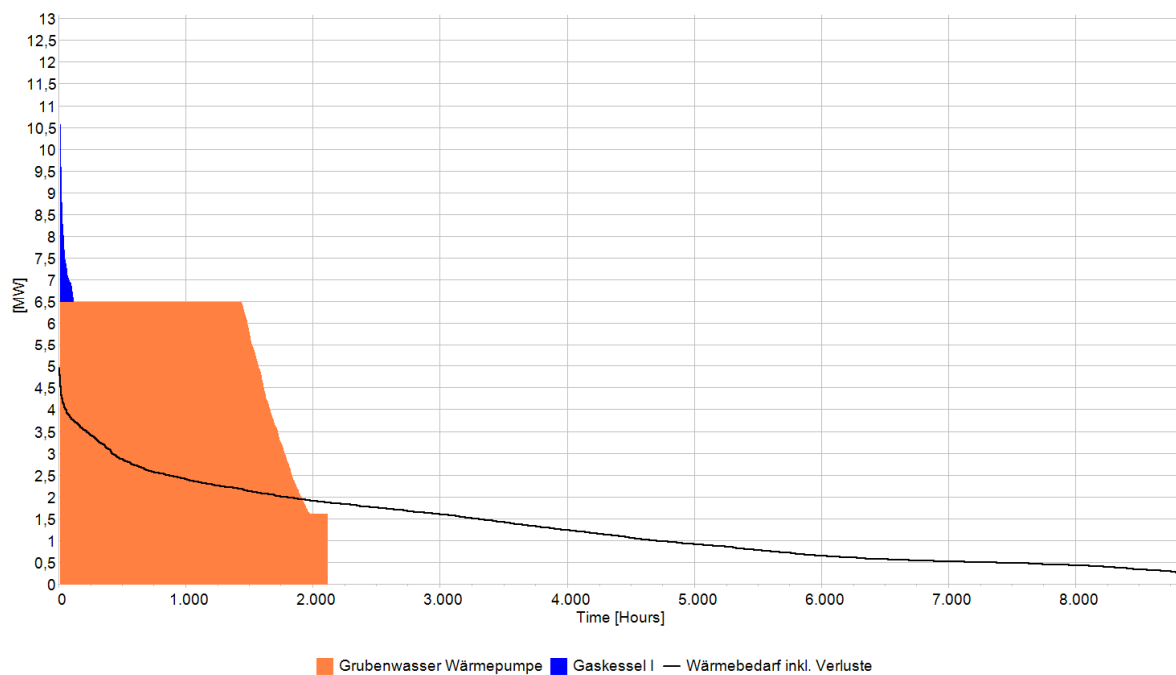


Abbildung 4-10: Erzeugerlastgang im Jahr 2028 (geordnet)

Die Wärmepumpe erreicht aufgrund der Überdimensionierung nur ca. 1.800 Volllaststunden. Die Wärmegegestehungskosten im Jahr 2028 liegen bei 130,56 €/MWh. Die Wärmegegestehungskosten sind trotz berücksichtigter Betriebskostenförderung sehr hoch, da das System überdimensioniert ist.

Für das Jahr 2030 ergibt sich ein sehr ähnliches Bild. Der Wärmeabsatz steigt leicht an, da die ersten Wärmekunden in Überryhr angeschlossen werden. Daher erhöhen sich die Volllaststunden der Grubenwasser-Wärmepumpe auf ca. 2.600 h/a. Der Deckungsgrad der Grubenwasser-Wärmepumpe bleibt sehr hoch, da das System weiterhin leicht überdimensioniert bleibt.

Tabelle 4-13: Erzeugerportfolio 2030

Erzeuger	Größe	Wärmeproduktion	Volllaststunden	Anteil
Grubenwasser-WP	6,5 MW _{th}	17.236 MWh	2.652	99,1 %
Gaskessel I	8 MW _{th}	154 MWh	19	0,9 %
Gesamt	14,5 MW _{th}	17.390 MWh	-	100,0 %

In Abbildung 4-11 ist der Erzeugerlastgang zu sehen. Die Wärmepumpe muss weiterhin sehr viel takten oder in Teillastbetrieb betrieben werden, um die Wärmelast zu decken.

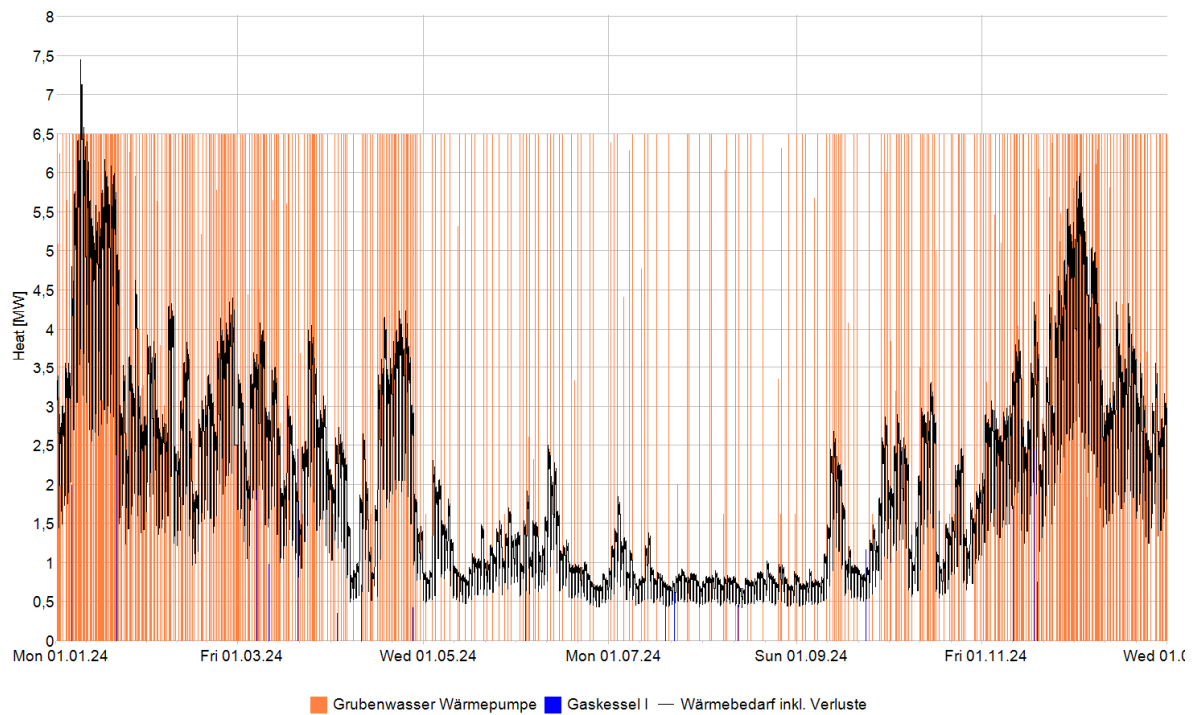


Abbildung 4-11: Erzeugerlastgang im Jahr 2030

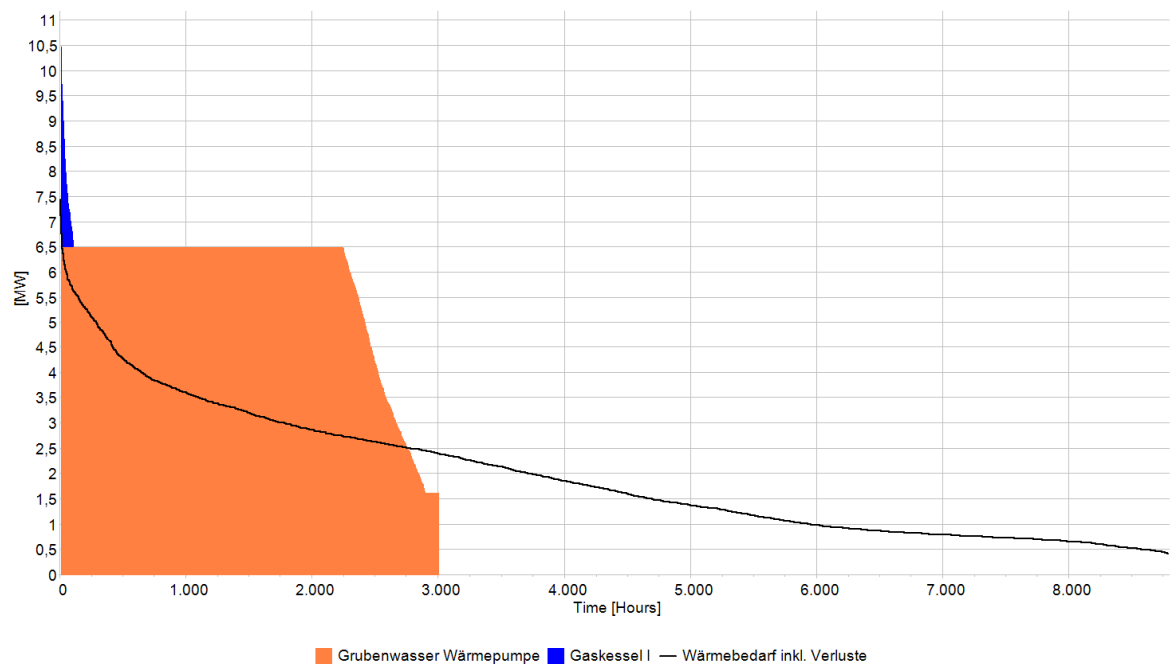


Abbildung 4-12: Erzeugerlastgang im Jahr 2030 (geordnet)

Die Wärmegegestehungskosten für das Jahr 2030 sinken auf 89,94 €/MWh, da die hohen Investitionskosten auf einen höheren Wärmeabsatz umgelegt werden können.

Zwischen den Jahren 2030 und 2035 wird von einem starken Anstieg des Wärmeabsatzes ausgegangen. Der Wärmeabsatz steigt von 15,6 auf 39,5 GWh/a. Damit die erhöhte Spitzenlast

gedeckt werden kann, wird ein zweiter Gaskessel installiert. In Tabelle 4-14 sind die Ergebnisse der Simulation zu sehen.

Tabelle 4-14: Erzeugerportfolio 2035

Erzeuger	Größe	Wärmeproduktion	Volllaststunden	Anteil
Grubenwasser-WP	6,5 MW _{th}	38.351 MWh	5.900	90,0 %
Gaskessel I	8 MW _{th}	86 MWh	11	0,2 %
Gaskessel II	8 MW _{th}	4.295 MWh	537	9,8 %
Gesamt	22,5 MW _{th}	42.732 MWh	-	100,0 %

Aufgrund des starken Anstiegs des Wärmebedarfs steigen die Volllaststunden der Grubenwasser-Wärmepumpe auf 5.900 an. Gleichzeitig sinkt der Deckungsgrad der Grubenwasser-WP, sodass die Gaskessel ihren maximalen Deckungsgrad von 10 % erreichen. Je nachdem, ob sich der Wärmeabsatz so entwickelt wie erwartet, ist bereits im Jahr 2035 oder in den Jahren danach der Bau des zweiten Moduls der Grubenwasser-WP oder ein Umstieg von Erdgas auf Biomethan nötig, um die Anforderungen des BEWs zu erreichen. Die Entwicklung des Wärmeabsatzes muss daher in den Jahren 2032 und 2033 überprüft werden.

Am Erzeugerlastgang (Abbildung 4-13) ist zu sehen, dass das System nun gut dimensioniert ist. Die Grubenwasser-Wärmepumpe deckt die Grund- und Mittellast und die Kessel werden zur Deckung der Spitzenlast genutzt.

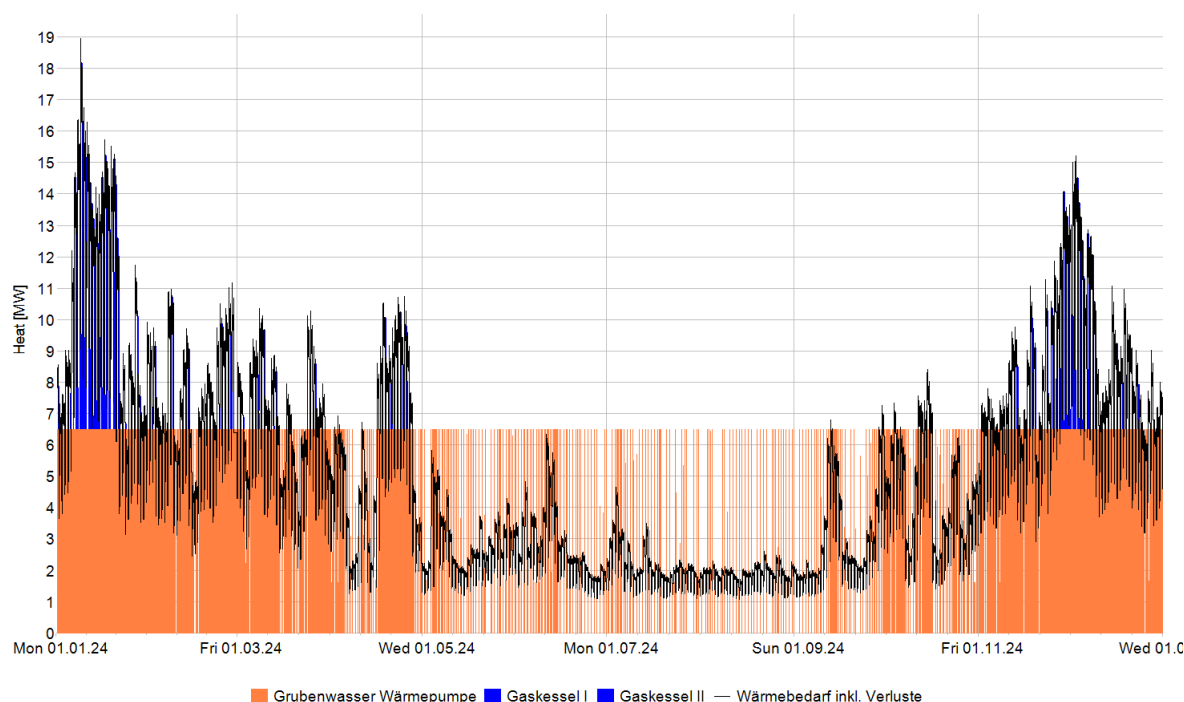


Abbildung 4-13: Erzeugerlastgang im Jahr 2035

In Abbildung 4-14 ist der geordnete Erzeugerlastgang zu sehen. Die Grubenwasser-Wärmepumpe erreicht über 6.000 Betriebsstunden.

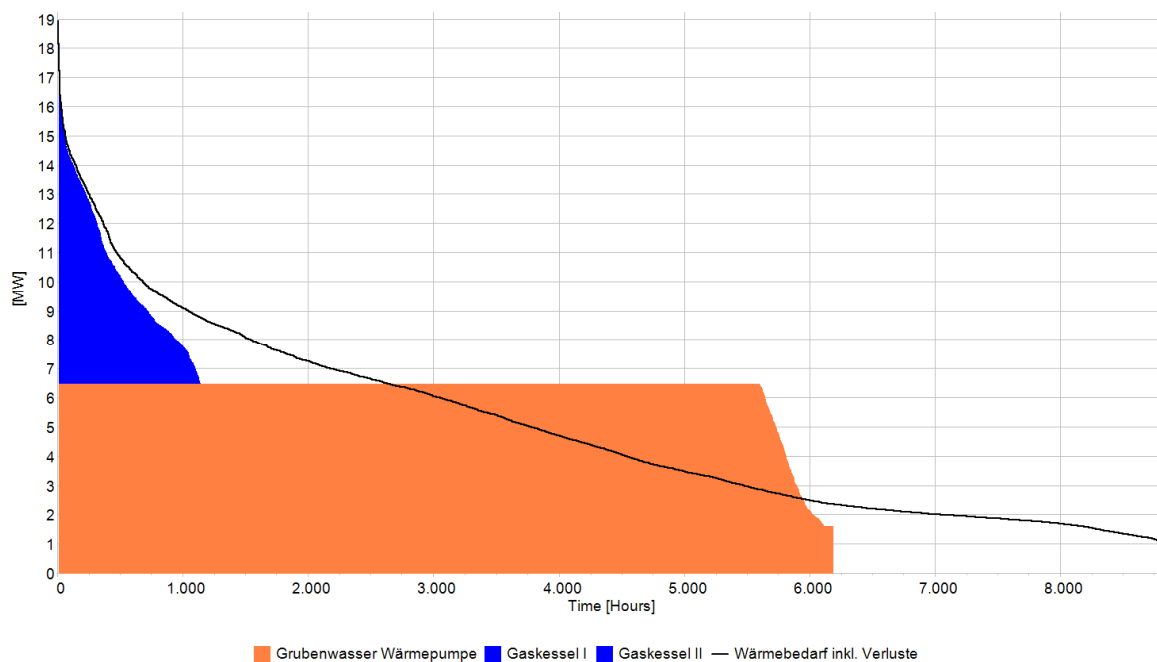


Abbildung 4-14: Erzeugerlastgang im Jahr 2035 (geordnet)

Die Wärmegegostehungskosten sinken im Jahr 2035 auf ein Minimum, weil davon ausgegangen wird, dass die Betriebskostenförderung für die Wärmepumpe noch in Anspruch genommen wird und die Wärmepumpe hohe Volllaststunden erreicht. Die Wärmegegostehungskosten liegen bei 51,92 €/MWh. Ohne Betriebskostenförderung lägen die Wärmegegostehungskosten bei 87,48 €/MWh.

Aufgrund des steigenden Wärmeabsatzes muss zwischen 2035 und 2040 das zweite Modul der Grubenwasser-Wärmepumpe installiert werden, um den Wärmebedarf zu decken und die Anforderungen des BEWs einzuhalten. Zusätzlich wird ein dritter Gaskessel installiert.

Das Erzeugerportfolio im Jahr 2040 sowie die Ergebnisse der Simulation sind in Tabelle 4-15 aufgelistet.

Tabelle 4-15: Erzeugerportfolio 2040

Erzeuger	Größe	Wärmeproduktion	Volllaststunden	Anteil
Grubenwasser-WP	13 MW _{th}	63.616 MWh	4.894	94,5 %
Gaskessel I	8 MW _{th}	384 MWh	48	0,6 %
Gaskessel II	8 MW _{th}	941 MWh	118	1,4 %
Gaskessel III	8 MW _{th}	2.347 MWh	293	3,5 %
Gesamt	37 MW _{th}	67.288 MWh	-	100,0 %

Im Jahr 2040 ähneln die Ergebnisse und der Lastgang dem Zieljahr 2045. Die Grubenwasser-Wärmepumpe erreicht fast 5.000 Volllaststunden und einen Deckungsgrad von fast 95 %. Die Gaskessel werden nur zur Deckung der Lastspitzen gebraucht, die in diesem Lastgang im Januar und Anfang Dezember auftreten (s. Abbildung 4-15).

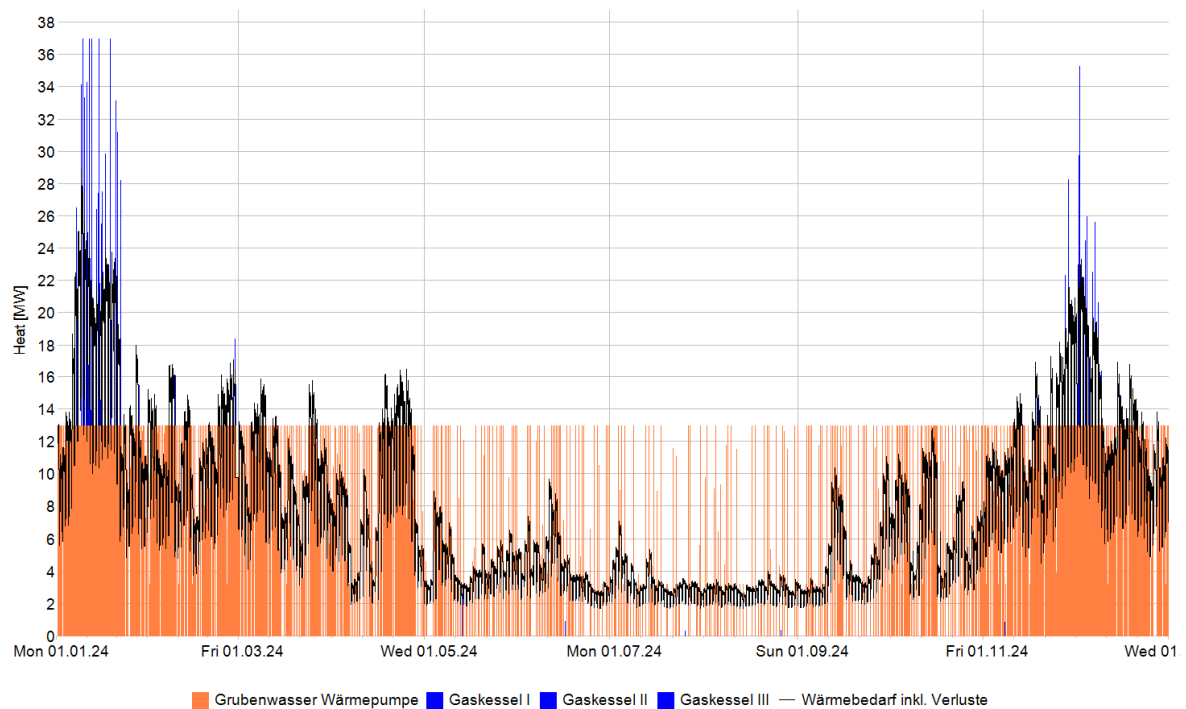


Abbildung 4-15: Erzeugerlastgang im Jahr 2040

Der geordnete Erzeugerlastgang ist in Abbildung 4-16 zu sehen. Die Grubenwasser-Wärmepumpe hat nun eine Nennleistung von 13 MW und erreicht fast 6.000 Betriebsstunden.

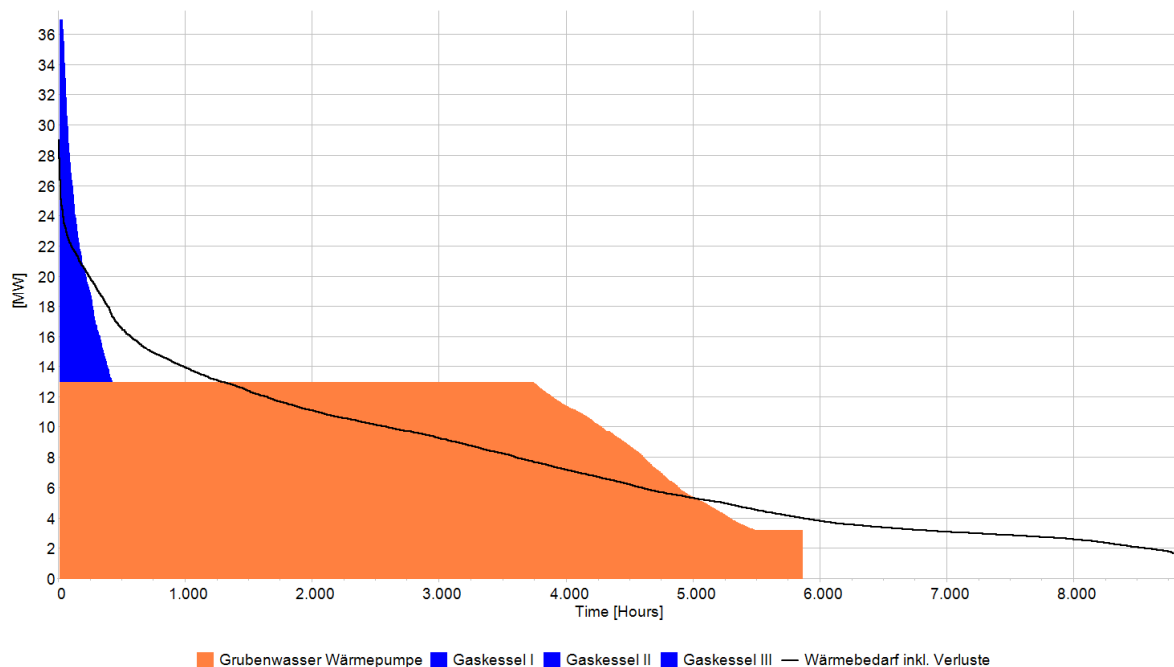


Abbildung 4-16: Erzeugerlastgang im Jahr 2040 (geordnet)

Die Wärmegestehungskosten steigen im Jahr 2040 auf 88,76 €/MWh, da die Betriebskostenförderung für die Wärmepumpen nicht mehr vorliegt. Das zweite Modul der Grubenwasser-Wärmepumpe könnte diese Förderung erhalten, sofern sich das Förderregime nicht ändert. Als konservative Abschätzung wird aber angenommen, dass zu diesem Zeitpunkt keine

Betriebskostenförderung mehr besteht.

Bis zum Zieljahr 2045 sind keine weiteren Erzeugermaßnahmen eingeplant, das Erzeugerportfolio im Jahr 2045 ist daher identisch zum Erzeugerportfolio im Jahr 2040.

4.4 Primärenergie- und CO₂-Einsparung

Die Ermittlung der Primärenergie- und CO₂-Einsparung erfolgen nach den AGFW Empfehlungen zur Erstellung eines Transformationsplanes nach BEW. Dabei ist der SOLL-Zustand mit dem IST-Zustand zu vergleichen.

Zunächst werden der Primärenergiebedarf und die CO₂-Emissionen im IST-Zustand bestimmt. Für die Bilanzierung der Primärenergie wurde auf die Primärenergiefaktoren entsprechend der AGFW Empfehlungen zur Erstellung eines Transformationsplanes zurückgegriffen (s. Tabelle 4-16):

Tabelle 4-16: Primärenergiefaktoren gemäß GEG

Primärenergiefaktoren		
Erdgas	1,1	AGFW Empfehlungen zur Erstellung eines Transformationsplans
Heizöl	1,1	
Biomethan	0,4	
Holz	0,2	
Strom (Heute)	1,3	
Strom (2045)	0,1	

Für die Bilanzierung der CO₂-Emissionen wurden primär die Emissionsfaktoren gemäß des AGFW-Regelwerk FW 309-6 genutzt. Für Holzpellets wurde das Informationsblatt CO₂-Faktoren des BMWK genutzt. Eine Auflistung der genutzten CO₂-Emissionsfaktoren liefert Tabelle 4-17.

Tabelle 4-17: CO₂-Emissionsfaktoren gemäß AGFW FW 309-6 bzw. BMWK

CO ₂ -Emissionsfaktoren [kg / MWh]		
Erdgas	201	AGFW Empfehlungen zur Erstellung eines Transformationsplans
Heizöl	267	
Biomethan	0	
Holz	0	
Strom (Heute)	363	(Umweltbundesamt für 2024)
Strom (2045)	30	AGFW Empfehlungen zur Erstellung eines Transformationsplans

Ausgehend von den Primärenergiefaktoren, den CO₂-Emissionsfaktoren sowie dem Endenergiebedarf des Untersuchungsgebiets werden der Primärenergiebedarf und der derzeitige CO₂-Ausstoß bestimmt.

Da für das Zieljahr nur eine Anschlussquote von 82,3 % (100 % Anschlussquote der GEWOBAU und 80 % des restlichen Wärmenetzgebietes) angenommen wird, wurden der Primärenergiebedarf sowie der CO₂-Ausstoß im Untersuchungsgebiet entsprechend skaliert, um eine Vergleichbarkeit

zum SOLL-Zustand zu erreichen. Tabelle 4-18 gibt die Wärmebedarfe und den CO₂-Ausstoß des Untersuchungsgebiets an. Die Verbraucher mit dem Energieträger Fernwärme (GEWOBAU-Bestandsnetz) wurden nicht skaliert, alle anderen Verbraucher werden zu 80 % berücksichtigt. Da keine Informationen zum Primärenergiebedarf und zum CO₂-Ausstoß des GEWOBAU-Netzes vorliegen, muss eine grobe Annahme gewählt werden. Die Nahwärme wird dort durch eine Kombination aus Biogas-BHKW und -Kessel geliefert. Da der CO₂-Faktor für Biogas laut AGFW Null beträgt, liegt der CO₂-Ausstoß der Fernwärme ebenfalls bei null. Als Primärenergiefaktor wird 0,4 gewählt, der Primärenergiefaktor für Biogas. Eine genauere Abschätzung inkl. Stromgutschrift ist nur dann möglich, wenn die genauen Deckungsgrade von BHKW und Kessel sowie die thermischen und elektrischen Wirkungsgrade des BHKWs bekannt sind. Der Primärenergiefaktor wird daher konservativ geschätzt.

Tabelle 4-18: Primärenergiebedarf und CO₂-Ausstoß im IST-Zustand (mit Skalierung des Wärmebedarfs)

	Wärmebedarf	Endenergiebedarf	Primärenergiebedarf	CO ₂ -Ausstoß
	MWh/a	MWh/a	MWh/a	t/a
Erdgas	46.402	54.591	60.049	10.973
Heizöl	16.693	19.639	21.602	5.636
Holzpellets	1.378	1.621	324	0
FW	11.363	11.363	4.545	0
Strom	5.345	3.979	7.162	1.444
SUMME	81.181	91.192	93.682	18.053

Für die Bilanzierung des Primärenergiebedarfs sowie des CO₂-Ausstoßes des zukünftiges Wärmenetzes im Zieljahr werden die Energiemengen angesetzt, die anhand der Simulation des Erzeugerportfolios berechnet worden sind (s. Tabelle 4-11).

Für die Berechnung für 2045 wurde der Emissionsfaktor für Strom gemäß AGFW-Empfehlungen¹³ von 30 kg/MWh genutzt, sodass auch im Jahr 2045 CO₂-Emissionen anfallen. Da die Erzeugung von Wärme aus Wärmepumpen mit netzbezogenem Strom im Jahr 2045 als treibhausgasneutral eingestuft wird, können die anfallenden Emissionen für die Wärmeerzeugung im Jahr 2045 mit 0 t/a bewertet werden.

Tabelle 4-19: Primärenergiebedarf und CO₂-Ausstoß im Jahr 2045

	Wärmebedarf	Endenergiebedarf	Primärenergiebedarf	CO ₂ -Ausstoß
	MWh/a	MWh/a	MWh/a	t/a
Grubenwasser-WP	58.280*	18.184**	1.818	546 / 0***
Biomethan-Kessel	3.720*	4.532**	1.813	0
SUMME	62.000	22.715	3.631	546 / 0***

¹³ AGFW-Empfehlungen zur Erstellung eines Transformationsplanes nach BEW

Reduktion gegenüber IST	-19.181	-68.477	-90.051	-17.507 / -18.053***
	-24 %	-75 %	-96 %	-97 % / -100 %

Hinweise:

- *Der „Wärmebedarf“, der durch die beiden Erzeuger gedeckt wird, ist aufgrund der Netzverluste niedriger als die erzeugte Wärmemenge.
- **Der Endenergiebedarf der Erzeuger wird als jährlicher Strombedarf der Grubenwasser-WP und jährlicher Biomethanbedarf der Gaskessel definiert.
- ***Da die Erzeugung von Wärme aus Wärmepumpen im Jahr 2045 als treibhausgasneutral eingestuft wird, können die anfallenden Emissionen mit 0 t/a bewertet werden.

4.5 Maßnahmenpakete bis 2045

Die Maßnahmenpakete, welche innerhalb eines Zeitraums von maximal vier Jahren bis zur Erreichung des Ziels der Treibhausgasneutralität gemäß BEW umgesetzt werden sollen, finden sich in den folgenden Abschnitten.

Eine jahresscharfe Planung bis zum Zieljahr liegt zu diesem Zeitpunkt noch nicht vor. Bei einer Antragstellung für Modul 2 werden die geplanten Netzmaßnahmen daher noch einmal konkretisiert.

Tabelle 4-20: Maßnahmenpaket 1 (2027-2030)

Jahr			
2027	2028	2029	2030
Maßnahmenpaket 1			
Beschreibung			
Im ersten Maßnahmenpaket bis 2030 ist der Bau der ersten Wärmeerzeugungsanlagen vorgesehen. Dies sind die Grubenwasser-Wärmepumpe sowie ein erster Gaskessel. Zusätzlich ist der Bau eines Wärmespeichers geplant.			
Netzseitig ist im ersten Maßnahmenpaket der Bau der Stichleitung zwischen dem Standort der Grubenwasser-Wärmepumpe und dem GEWOBAU-Bestandsnetz geplant. Die Verteilleitungen für den Rest von Überrauch sind ebenfalls vorgesehen.			
Die netzseitigen Maßnahmen summieren sich auf ca. 8,8 km Verteilleitung und ca. 2,9 km Anschlussleitung.			
Wärmeerzeuger und Wärmespeicher		Wärmenetz und Wärmekunden	
• Grubenwasser-WP (1. Modul) • Gaskessel (1. von 3) • Wärmespeicher		• ca. 8,8 km Verteilleitung • ca. 2,9 km Anschlussleitung • ca. 125 Hausanschlüsse • Kontinuierlicher Ausbau der Anschlussquote	

Tabelle 4-21: Maßnahmenpaket 2 (2031-2034)

Jahr

2031	2032	2033	2034
Maßnahmenpaket 2			
Beschreibung Im zweiten Maßnahmenpaket bis 2034 ist der Bau der zweiten Gaskessel geplant, um die Wärmeversorgung bei steigendem Netzausbau zu gewährleisten. Netzseitig ist im zweiten Maßnahmenpaket der Bau der restlichen Verteilleitungen geplant. Das betrifft das Netzgebiet in Burgaltendorf und Überrauch-Holthausen und. Außerdem ist in diesem Maßnahmenpaket der Neubau bzw. die Modernisierung der Leitungen im GEWOBAU-Netz geplant. Die zeitliche Verortung und Notwendigkeit dieser Maßnahme muss in den nächsten Leistungsphasen untersucht werden. Die netzseitigen Maßnahmen summieren sich auf ca. 17,6 km Verteilleitung und ca. 16 km Anschlussleitung.			
Wärmeerzeuger und Wärmespeicher Gaskessel (2. von 3)		Wärmenetz und Wärmekunden - ca. 17,6 km Verteilleitung - ca. 16 km Anschlussleitung - ca. 690 Hausanschlüsse - Kontinuierlicher Ausbau der Anschlussquote	

Tabelle 4-22: Maßnahmenpaket 3 (2035-2037)

Jahr		
2035	2036	2037
Maßnahmenpaket 3		
Beschreibung Im dritten Maßnahmenpaket sind keine Erzeugermaßnahmen geplant. Bis 2037 ist ein weiterer Ausbau der Anschlussquote geplant. Alle geplanten Verteilleitungen sind bereits ausgebaut.		
Wärmeerzeuger und Wärmespeicher -		Wärmenetz und Wärmekunden - ca. 7,8 km Anschlussleitung - ca. 340 Hausanschlüsse - Kontinuierlicher Ausbau der Anschlussquote

Tabelle 4-23: Maßnahmenpaket 4 (2038-2040)

Jahr		
2038	2039	2040
Maßnahmenpaket 4		

Beschreibung

Im vierten Maßnahmenpaket ist der Bau des zweiten Moduls des Grubenwasser-Wärmepumpe sowie des dritten Gaskessels geplant. Das Erzeugerportfolio ist damit vollständig ausgebaut.

Bis 2040 ist ein weiterer Ausbau der Anschlussquote geplant. Alle geplanten Verteilleitungen sind bereits ausgebaut.

Wärmeerzeuger und Wärmespeicher

- Grubenwasser-WP (2. Modul)
- Gaskessel (3. von 3)

Wärmenetz und Wärmekunden

- ca. 7,8 km Anschlussleitung
- ca. 339 Hausanschlüsse
- Kontinuierlicher Ausbau der Anschlussquote

Tabelle 4-24: Maßnahmenpaket 5 (2041-2044)

Jahr			
2041	2042	2043	2044
Maßnahmenpaket 5			
Beschreibung			
Im fünften und letzten Maßnahmenpaket sind keine Erzeugermaßnahmen geplant.			
Bis 2044 ist ein weiterer Ausbau der Anschlussquote im Bereich Burgaltendorf und Überrauch-Holthausen geplant. Alle geplanten Verteilleitungen sind bereits ausgebaut.			
Wärmeerzeuger und Wärmespeicher		Wärmenetz und Wärmekunden	
• -		• ca. 3,2 km Anschlussleitung • ca. 139 Hausanschlüsse • Kontinuierlicher Ausbau der Anschlussquote	

5. Kostenrahmen

In diesem Kapitel werden die Investitionskosten sowie die jährlichen Kosten vorgestellt, die für den Bau und für den Betrieb des Wärmenetzes notwendig sind. Grundlage für die absoluten Kosten sind die angesetzten Kostenansätze, die in Kapitel 4.3.3 aufgelistet sind.

5.1 Investitionskosten

Die Investitionskosten für das gesamte Netz setzen sich aus Kostenpositionen für die Wärmeerzeugung sowie für die Wärmeverteilung zusammen. Alle Investitionskosten, die für den Bau des Wärmenetzes aufgebracht werden müssen, sind in Tabelle 5-1 aufgelistet.

Tabelle 5-1: Übersicht der resultierenden Investitionskosten

Bezeichnung	2028 [€]	2030 [€]	2035 [€]	2040 [€]	2045 [€]	Gesamt [€]
-------------	----------	----------	----------	----------	----------	------------

Grubenwasser - Wärmepumpe	7.840.000	-	-	5.540.000	-	13.380.000
Gaskessel I	940.000	-	-	-	-	940.000
Gaskessel II	-	-	940.000	-	-	940.000
Gaskessel III	-	-	-	940.000	-	940.000
Speicher	1.200.000	-	-	-	-	1.200.000
Gebäude Heizzentrale	2.000.000	-	-	-	-	2.000.000
Gemeinkosten	-	-	-	-	-	-
Verteilungen	4.280.000	13.190.000	35.880.000	-	-	53.350.000
DEVEX	5.430.000		40.000 €	260.000	-	5.730.000
Anschlussleitungen*	-	3.800.000	21.140.000	20.810.000	4.260.000	50.010.000
Hausanschlussstationen*	-	1.560.000	8.620.000	8.490.000	1.730.000	20.400.000
Gesamt*	21.690.000	13.190.000	36.860.000	6.740.000	-	78.480.000
Gesamt mit Förderung*	13.390.000	7.910.000	22.490.000	4.420.000	-	48.220.000

*Hinweise:

- Es wird angenommen, dass die Investitionen in Anschlussleitung und Hausanschlussstation durch den Kunden getragen werden, daher werden diese Investitionen nicht bei Bestimmung der Gesamtinvestition mitberücksichtigt.

Die Investitionskosten werden über den angesetzten Kalkulationszinssatz von 7 % und den Betriebs- bzw. Abschreibungsdauern der Kostenpositionen auf jährliche Annuitäten umgelegt.

Tabelle 5-2: Annuitäten der Erzeugungsanlagen und des Wärmenetzes

Kostenposition	Annuitäten [€/a]				
	2028	2030	2035	2040	2045
Grubenwasser-Wärmepumpe	739.467	739.467	739.467	1.262.849	1.262.849

Gaskessel I	88.911	88.911	88.911	88.911	88.911
Gaskessel II	0	0	88.911	88.911	88.911
Gaskessel III	0	0	0	88.911	88.911
Speicher	96.704	96.704	96.704	96.704	96.704
Gebäude Heizzentrale	144.920	144.920	144.920	144.920	144.920
Gemeinkosten	0	0	0	0	0
Verteilleitungen	320.839	1.309.951	4.001.532	4.001.532	4.001.532
DEVEX	407.202	407.202	410.028	429.490	429.490
Anschluss- leitungen*	0	0	0	0	0
Hausanschluss- stationen*	0	0	0	0	0
Gesamt *	1.798.043	2.787.155	5.570.473	6.202.228	6.202.228
Gesamt mit Förderung*	1.114.390	1.707.858	3.413.413	3.828.030	3.828.030

*Hinweise:

Da die Investitionen in Anschlussleitung und Hausanschlussstation durch den Kunden getragen werden, werden hier keine Annuitäten berücksichtigt.

5.2 Betriebsbedingte Kosten

Die betriebsbedingten Kosten setzen sich aus den Kosten für Wartung und Instandhaltung (s. Tabelle 4-7) sowie dem Anteil des Leistungspreis an den Netzentgelten zusammen. Dieser Anteil wird hier mitberücksichtigt, da dieser unabhängig von der absoluten Wärmeerzeugung gezahlt werden muss (sofern die Anlagen zumindest kurzzeitig in Volllast betrieben werden).

Tabelle 5-3: Betriebsbedingte Kosten der Erzeugungsanlagen und des Wärmenetzes

Kostenposition	Betriebsbedingte Kosten [€/a]				
	2028	2030	2035	2040	2045
Grubenwasser- Wärmepumpe	516.645	529.606	564.268	1.148.136	1.232.831
Gaskessel I	245.614	247.485	151.965	167.812	162.624
Gaskessel II	0	0	23.548	167.812	162.624
Gaskessel III	0	0	0	23.548	23.548
Speicher	12.000	12.000	12.000	12.000	12.000
Gebäude Heizzentrale	20.000	20.000	20.000	20.000	20.000
Gemeinkosten	16.909	55.254	137.062	137.062	137.062
Verteilleitungen	42.773	174.639	533.473	533.473	533.473
DEVEX	0	0	0	0	0

Anschluss- leitungen	0	37.763	249.208	457.348	499.943
Hausanschluss- stationen	0	46.875	305.438	560.063	612.000
Gesamt	853.941	1.123.622	1.996.962	3.227.254	3.396.105
Gesamt mit Förderung	853.941	1.123.622	1.996.962	3.227.254	3.396.105

5.3 Verbrauchsbedingte Kosten

Die verbrauchsbedingten Kosten setzen sich aus den Kosten für die Energieträger (Strom und Erdgas bzw. Biomethan) sowie den zu zahlenden Gebühren und Entgelten zusammen.

Tabelle 5-4: Verbrauchsbedingte Kosten der Erzeugungsanlagen und des Wärmenetzes

Kostenposition	Verbrauchsbedingte Kosten [€/a]				
	2028	2030	2035	2040	2045
Grubenwasser- Wärmepumpe	330.065	536.132	1.289.456	2.150.328	1.935.681
Gaskessel I	10.196	12.589	7.804	39.637	54.320
Gaskessel II	-	-	391.568	97.147	112.711
Gaskessel III	-	-	-	242.166	266.234
Gesamt *	340.261	548.721	1.688.828	2.529.278	2.368.946
Gesamt mit Förderung*	-117.802	-135.793	320.979	2.529.278	2.368.946

*Hinweise:

- Die Grubenwasser-Wärmepumpe erhält eine Förderung nach BEW-Modul 4 (Betriebskostenförderung)
- Die Förderung gilt für 10 Jahre und wird daher in den Stützjahren 2028, 2030 und 2035 berücksichtigt.
- Die Höhe der Förderung ist abhängig vom SCOP der Wärmepumpe und wird auf 90 % der nachgewiesenen Stromkosten begrenzt. Dies ist hier berücksichtigt. Da der Anteil des Leistungspreis bereits bei den betriebsbedingten Kosten inkludiert ist und zu den Stromkosten gezählt wird, werden in den Jahren 2028 und 2030 negative verbrauchsbedingte Kosten erreicht

5.4 Jährliche Kosten

Die Summe aus Annuitäten, betriebsbedingten Kosten und verbrauchsbedingten Kosten ergibt die jährlichen Kosten, die durch Bau und Betrieb des Wärmenetzes entstehen.

Tabelle 5-5: Jährliche Kosten der Erzeugungsanlagen und des Wärmenetzes

Kostenposition	Jährliche Kosten [€/a]				
	2028	2030	2035	2040	2045

Grubenwasser-Wärmepumpe	1.586.177	1.805.205	2.593.191	4.561.313	4.431.361
Gaskessel I	344.721	348.985	248.680	296.360	305.855
Gaskessel II	0	0	504.027	353.870	364.246
Gaskessel III	0	0	0	354.625	378.693
Speicher	108.704	108.704	108.704	108.704	108.704
Gebäude Heizzentrale	164.920	164.920	164.920	164.920	164.920
Gemeinkosten	16.909	55.254	137.062	137.062	137.062
Verteilleitungen	363.612	1.484.590	4.535.005	4.535.005	4.535.005
DEVEX	407.202	407.202	410.028	429.490	429.490
Anschluss-leitungen	0	37.763	249.208	457.348	499.943
Hausanschluss-stationen	0	46.875	305.438	560.063	612.000
Gesamt	2.992.245	4.459.498	9.256.263	11.958.760	11.967.279
Gesamt mit Förderung	1.850.529	2.695.687	5.731.354	9.584.562	9.593.081

5.5 Wärmeevollkosten

Zuletzt können die Wärmeevollkosten über die jährlichen Kosten sowie dem prognostizierten Wärmeabsatz in den Stützjahren berechnet werden. Die Wärmeevollkosten sind in Tabelle 5-6 aufgelistet.

Tabelle 5-6: Wärmeevollkosten im Zieljahr und in den Stützjahren (tabellarisch)

	2028	2030	2035	2040	2045
Jährliche Kosten [€]	1.850.529	2.695.687	5.731.354	9.584.562	9.593.081
Wärmeabsatz [GWh]	10,4	15,6	39,5	60,3	62,0
Wärmeevollkosten [€/MWh]	176,2	172,2	149,0	158,3	154,2

Die Entwicklung von Wärmeevollkosten und Wärmeabsatz ist in Abbildung 5-1 graphisch dargestellt.

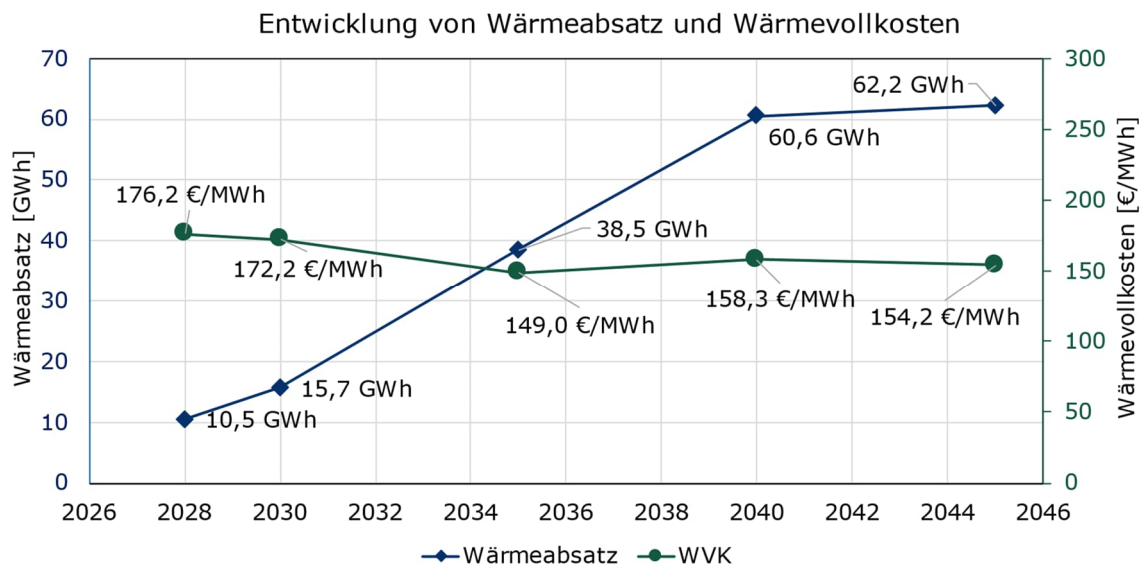


Abbildung 5-1: Wärmevervollkosten im Zieljahr und in den Stützjahren (graphisch)

5.6 Wärmepreise

Aus Abbildung 5-1 kann der mittlere Wärmepreis zwischen 2028 und 2045 berechnet werden. Dafür werden die Wärmevervollkosten anhand des Wärmeabsatzes gewichtet. Zwischen den Stützjahren werden die Wärmevervollkosten und der Wärmeabsatz interpoliert. Als Ergebnis erhält man einen Wärmemischpreis von 156,64 €/MWh.

Der Wärmepreis, der seitens der Endkunden gezahlt werden muss, ist abhängig von etwaigen zusätzlichen Gemeinkosten oder Gewinnmargen und von der Vertriebsstruktur. Dies wird daher an dieser Stelle nicht näher abgeschätzt.

5.7 Finanzierung der Investitionen

Ein Finanzierungskonzept wurde noch nicht erarbeitet. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass die im Rahmen der Errichtung des Fernwärmenetzes notwendigen Investitionen sowohl aus Eigen- als auch Fremdmitteln finanziert werden sollen.

6. Pfad zur Treibhausgasneutralität

Der Pfad zur Treibhausgasneutralität wurde zu einem gewissen Grad bereits in Kapitel 3 dargestellt, indem die Entwicklungsschritte für ein treibhausgasneutrales Wärmenetz gemäß BEW berücksichtigt werden mussten. In den Abschnitten 6.1 bis 6.2 sollen die Entwicklungsschritte nochmals aufgeschlüsselt auf Wärmeerzeugung (s. Tabelle 6-1) und Wärmeverbrauch/Wärmenetz (s. Tabelle 6-2) dargestellt werden.

6.1 Wärmeerzeugung

Tabelle 6-1: Prozentualer Anteil der Wärmeerzeugung bis 2045

	2028	2030	2035	2040	2045
Anteil erneuerbarer Energien ohne Biomasse	99 %	99 %	90 %	95 %	94 %

Anteil Biomasse	-	-	-	5 %	6 %
Anteil Abwärme	-	-	-	-	-
Anteil von Müllheizkraftwerken	-	-	-	-	-
Anteil wasserstoffbefeuerter KWK-Anlagen	-	-	-	-	-
Anteil wasserstoffbefeuerter Kessel-Anlagen	-	-	-	-	-
Anteil gasbefeuerter KWK-Anlagen	-	-	-	-	-
Anteil gas- und ölbefeuerter Kesselanlagen	1 %	1 %	10 %	-	-
Anteil kohlebefeuerter KWK-Anlagen	-	-	-	-	-
Anteil klimaneutraler Wärme und Abwärme	99 %	99 %	90 %	100 %	100 %

6.2 Wärmeverbrauch/Wärmenetz

Tabelle 6-2: Kenndaten zum Wärmeverbrauch und Wärmenetz bis 2045

	Einheit	2028	2030	2035	2040	2045
Eingespeiste Wärmemenge	GWh	11,6	17,3	43,8	67,1	68,9
Wärmebedarf	GWh	10,4	15,6	39,5	60,3	62,0
Trassenlänge	km	3,2	10,6	26,4	26,4	26,4
Anzahl Gebäude	-	209	448	1.747	3.078	3.351
Hausanschlussstationen	-	24	149	815	1.494	1.632
Wärmevollkosten	€/MWh	176,2	172,2	149,0	158,3	154,2
Temperaturniveau Kunde	°C	70	70	70	70	70
Temperaturniveau Netz	°C	75/55	75/55	75/55	75/55	75/55

7. Bürgereinbindung und Kommunikation

In diesem Kapitel werden die bisherigen Aktivitäten und Maßnahmen zur ersten Kommunikation und Vorbereitung von Inhalten zur Bürgereinbindung vorgestellt.

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie nach BEW möchte die Stadtwerke Essen AG für das Untersuchungsgebiet Übertuhr-Burgaltendorf das Projekt zum Niedertemperatur-Fernwärmenetze („Stadtwärme“) künftig stärker in der Öffentlichkeit kommunizieren. Nach der ersten erfolgreichen Information der politischen Gremien im Stadtrat, der Ankerkunden, der örtlichen

Wohnungswirtschaft sowie des Wärmelieferanten RAG, steht als nächstes die breite Bürgereinbindung im Fokus.

Das übergeordnete Ziel der Stadtwerke Essen ist der sukzessive Anschluss möglichst vieler Kundinnen und Kunden an das Stadtwärmenetz – in mehreren Iterationsschritten. Der erste Schritt ist die Information und Aktivierung der breiten Öffentlichkeit. Hiermit sollen Sicherheit und Perspektive gegeben und Berührungängste abgebaut werden. Des Weiteren sollen alle Beteiligten kontinuierlich und einheitlich in einer eng abgestimmten Kommunikationsstrategie zusammenarbeiten, um die ersten Maßnahmepakete umzusetzen.

Hierbei wurden interne Vorüberlegungen angestellt und Dienstleister mit ersten Ausarbeitungen zur möglichen Kundenansprache angefragt.

7.1 Geplante Einzelmaßnahmen

Im Folgenden werden die geplanten Einzelmaßnahmen aufgeführt, welche betrachtet wurden und für die erste Grobkonzepte entwickelt wurden.

Nr.	Maßnahme	Inhalte	Ziele
1.	Definition der Zielsetzung und Ermittlung der Zielgruppen	Identifikation wichtiger relevanter Zielgruppen Identifikation von Entscheidungs-trägern (Geschäftsführer sozialer Einrichtungen, Vertreter Wohnungswirtschaft, kommunale Entscheidungsträger, Innungen und Handwerker, Bürgerinitiativen und Vereine, Anwohner)	Frühzeitige Einbindung der unterschiedlichen Stakeholder Transparenz und Partizipation schaffen
2.	Konzeption und Vorbereitung der Ansprache relevanter Stakeholder der Wohnungswirtschaft sowie politischer Gremien. Vorbereitung entsprechen-der Formate mit dem Bestandsnetzbetreiber GEWOBAU und dem Wärmelieferanten Ruhrkohle AG (RAG)	Entwicklung eines Konzeptes zur Vorstellung der Projektidee und möglicher Projektinhalte bei Ansprechpartnern der Wohnungswirtschaft Entwicklung eines Konzeptes zur Vorstellung der Projektidee und möglicher Projektinhalte ggü. politischen Gremien Ausarbeitung eines Workshop-konzeptes für einen Termin mit GEWOBAU und RAG	Generelle Information über die SWE Strategie Angestrebter Abschluss einer Absichtserklärung (LOI)
3.	Konzeptentwicklung für Informationskampagnen und für Beteiligungs-möglichkeiten für die	Identifikation von relevanten analogen Formaten zur Einbindung der unterschiedlichen Zielgruppen	Erhöhung der Akzeptanz zum geplanten Stadtwärmenetz Weitere detaillierte Einbindung und

Nr.	Maßnahme	Inhalte	Ziele
	unterschiedlichen Zielgruppen	Entwicklung von digitalen Formaten, um Zielgruppen auch online zu informieren	Information der unterschiedlichen Stakeholder Erreichen einer einheitlichen und transparenten Kommunikation
4.	Erstellung eines ersten Visualisierungskonzeptes durch eine Werbeagentur	Identifikation von relevanten analogen Kommunikationsmitteln für die zielgruppengerechte Kundenansprache (z.B. Infomaterial, Mailings) Identifikation digital erforderlicher Mittel zur Kundenansprache (z.B. entsprechende Landing-Page)	Detaillierte Informationen zum NTW Stadtwärmeprojekt Einbindung unterschiedlicher Bürgergremien Umsetzung einer einheitlichen und durchgängigen Kundenkommunikation
5.	Konzeption und Vorbereitung einer ersten Informationsveranstaltung beim Bestandsnetzbetreiber GEWOBAU mit den Anschlussnehmern	Vorstellung der Unternehmens-strategie der SWE Skizzierung möglicher Versorgungsszenarien für das Bestandsnetz der GEWOBAU	Erste Informationen an GEWOBAU-Kunden
6.	Konzept zur Entwicklung einer zeitlichen Roadmap zur Bürgereinbindung	Identifikation von wichtigen Meilensteinen in der Kommunikation Gliederung des Kommunikations- und Beteiligungskonzeptes in mehrere Phasen (von allgemeiner Information zur konkreten Information entsprechend Projektfortschritt)	Zielgerichtete Information entsprechend Projektfortschritt Erreichen erster konkreter Interessensbekundungen von Bürgern, Entscheidungsträgern etc.
7.	Konzept Ressourcenplanung	Abschätzung der zu erwartenden Aufwände (Zeit / Kosten / Mitarbeiter) für die Kommunikations- und Beteiligungsmaßnahmen	Identifikation des zu erwartenden Kostenaufwandes

7.2 Durchgeführte Einzelmaßnahmen

Die nachfolgend beschriebenen Maßnahmen wurden im Förderzeitraum durchgeführt.

Nr.	Maßnahme	Inhalte	Ergebnisse
1.	Durchführung erster Termine mit relevanten Stakeholdern der	Vorstellung der Projektidee und der Projekthinhalte bei Ansprechpartnern der Wohnungswirtschaft in Essen	Generelle Information über die SWE Strategie Commitment für Projektpartnerschaft

Nr.	Maßnahme	Inhalte	Ergebnisse
	Wohnungswirtschaft sowie politischer Gremien	Präsentation der geplanten Projektidee und der Projektinhalte im Essener Stadtrat	im Rahmen der Förderanträge eingeholt
2.	Durchführung der Informationsveranstaltung beim Bestandsnetzbetreiber GEWOBAU vor Ort mit den Anschlussnehmern	Vorstellung der Unternehmensstrategie der SWE Skizzierung möglicher Versorgungs-Szenarien für das Bestandsnetz der GEWOBAU	Erste Informationen an GEWOBAU-Kunden
3.	Durchführung eines Workshops mit RAG und GEWOBAU in den Räumen der Stadtwerke Essen AG	Entwicklung eines gemeinsamen Verständnisses zum Status Quo und Identifikation von gemeinsamen Rahmenbedingungen Priorisierung und Verabschiedung weiterer gemeinsamer Schritte	Festlegung von gemeinsamen Prämissen für die gemeinsame Umsetzung des NTW-Wärmenetzes
4.	Durchführung einer Veranstaltung mit politischen Vertretern der Stadt Essen, des regionalen Handwerks, GWI-Essen Gas-Wärme-Institut, RAG und GEWOBAU	Gemeinsamer Austausch zum Status Quo Identifikation und Festlegung der politischen Anforderungen für eine gemeinschaftliche Umsetzung	Gemeinsames Verständnis für die Realisierung der Gesamtaufgabe Priorisierung und Verabschiedung weiterer gemeinsamer Schritte

8. Zusammenfassung

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde das Untersuchungsgebiet Überehr-Burgaltendorf analysiert. Derzeit wird die Wärmeversorgung im Untersuchungsgebiet überwiegend über Gas (58 % des Wärmebedarfs) bereitgestellt. Die Wohnbebauung stellt mit 99 % den dominierenden Gebäudetyp dar. Das bestehende GEWOBAU-Wärmenetz sollte außerdem mittelfristig ertüchtigt bzw. erneuert werden und die dort angeschlossenen Verbraucher werden als wichtige Ankerkunden für ein zukünftiges Niedertemperatur-Wärmenetz betrachtet.

In der Potenzialanalyse wurden insbesondere die Wärmequellen Flusswasser, Klarwasser und Grubenwasser als vielversprechende Wärmequellen identifiziert, da sie ganzjährig verfügbar sind und hohe Quelltemperaturen und somit Effizienzen aufweisen. Das Grubenwasser der Zeche Heinrich bietet mit bis zu 45 MW thermischer Leistung und einem COP von über 3,4 ein besonders wirtschaftliches Potenzial. Ergänzend wurden Potenziale aus Solarthermie, oberflächennaher Geothermie und Biomasse untersucht, deren Einsatz jedoch aufgrund hoher Flächenbedarfe und begrenzter Wirtschaftlichkeit nur als Ergänzung empfohlen wird.

In der SOLL-Analyse wurde ein Zielnetz mit 64,2 km Leitungslänge und einem Wärmebedarf von 75,3 GWh/a im Jahr 2045 entwickelt. Das Erzeugerportfolio für die klimaneutrale Wärmeversorgung besteht aus zwei Grubenwasser-Wärmepumpen mit einer Gesamtleistung von 13 MW_{th} sowie drei Gaskesseln mit jeweils 8 MW, die ab 2040 mit Biomethan betrieben werden. Der Hochlauf erfolgt

in fünf Maßnahmenpaketen bis 2045, wobei das erste Wärmepumpenmodul und der erste Gaskessel bereits bis 2028 installiert werden. Die Wärmeevollkosten sinken von 176 €/MWh (2028) auf 154 €/MWh (2045), mit einem mittleren Wärmepreis (Wärmemischpreis) von 157 €/MWh über den gesamten Betrachtungszeitraum.

Die entwickelten Maßnahmenpakete priorisieren den frühzeitigen Aufbau der Wärmeerzeugung und der Netzinfrastruktur in Überruhr, gefolgt vom Ausbau in Burgaltendorf und Holthausen. Das zweite Wärmepumpenmodul und die weiteren Gaskessel werden ab 2031 ergänzt, um den steigenden Wärmebedarf zu decken und die Anforderungen der BEW-Förderung zu erfüllen.

Die vorliegende Machbarkeitsstudie zeigt, dass mit dem gewählten Konzept eine vollständige Dekarbonisierung der Wärmeversorgung bis 2045 und der Neubau eines Niedertemperatur-Fernwärmenetzes unter den betrachteten Randbedingungen möglich sind. Sie bildet außerdem die Grundlage für die Vorplanung gemäß HOAI und liefert wertvolle Erkenntnisse für die technische und strategische Umsetzung des Projekts. Ein entscheidender Bestandteil ist darüber hinaus die Entwicklung von Konzepten zur Einbindung der Öffentlichkeit und der Ankerkunden sowie die Sicherstellung der politischen Unterstützung für dieses innovative Projekt.