



AVERDUNG

ENERGIE- UND KLIMAKONZEPT NEUE ZECHEN WESTERHOLT

Integriertes Energie- und Klimakonzept für ein Gewerbe- und Wohnquartier
auf einer ehemaligen Bergbauzeche

Hamburg, 02.02.2023

Version 1.2 vom 02.02.2023



AVERDUNG

Im Auftrag von:

NEUE ZECH
WESTERHOLT

Entwicklungsgesellschaft Neue Zeche
Westerholt mbH
Egonstraße 12
45896 Gelsenkirchen

Ersteller:



AVERDUNG

Averdung Ingenieure & Berater GmbH
Planckstraße 13
22765 Hamburg
+49 40 771 8501 – 37
Dipl.-Betriebswirtin Katharina Schwind B.Sc.
B. Eng. Leon Brach

Hamburg, 2. Februar 2023

Katharina Schwind
Projektleitung



INHALT

1. Ausgangssituation und Aufgabenstellung.....	7
2. Energiebedarfe	8
2.1 Cluster und Nutzungen.....	8
2.2 Jahresbilanzen Wärme.....	12
2.3 Jahresbilanz Strom & Sektorenkopplung.....	13
2.4 Exkurs: Anforderungen und Effekte durch Dach- und Fassadenbegrünung.....	16
2.4.1 Dachbegrünung.....	16
2.4.2 Fassadenbegrünung.....	17
3. Potenzialanalyse.....	18
3.1 Umweltquellen und Wärmepumpen.....	18
3.1.1 Geothermie.....	20
3.1.2 Abwasser.....	25
3.1.3 Außenluft.....	27
3.2 Grubengas.....	29
3.3 Grubenwasser.....	30
3.4 Wärme-Kälte-Kopplung.....	31
3.5 Photovoltaik.....	34
3.5.1 Kombination von Photovoltaikanlagen und extensiver Dachbegrünung.....	34
3.5.2 Dachflächenpotenzial Photovoltaik.....	35
3.5.3 Überdachungspotenzial von Parkplätzen	36
3.5.4 Fassadenpotenzial	37
3.6 Solarthermie.....	40
3.6.1 Flachkollektoren.....	40
3.6.2 Vakuum-Röhrenkollektoren	40



3.6.3	Solarthermiepotenzial im Projektgebiet.....	41
3.7	Exkurs: Wertschöpfung durch Wasserstoff.....	42
3.7.1	Möglichkeiten zum Aufbau von Wertschöpfung.....	42
3.7.2	Akteure in der Region.....	43
3.7.3	Einordnung Neue Zeche Westerholt	45
3.7.4	Wasserstoffmobilität.....	45
3.7.5	Ideensammlung.....	46
3.7.6	Diskussionsergebnisse	47
3.8	Spitzenlastbereitstellung	49
3.9	Dezentrale Bereitstellung für anwendungsspezifische Bedarfe.....	51
3.10	Speichermöglichkeiten.....	52
3.10.1	Pufferspeicher.....	53
3.10.2	Saisonale Speicher.....	53
4.	Variantenentwicklung und -vergleich	55
4.1	Gegenüberstellung von Bedarfen und Potenzialen.....	55
4.2	Beschreibung der Varianten.....	56
4.2.1	Energiezentrale.....	58
4.2.2	Energieverteilung in Netzen	61
4.2.3	Zeitliche Erschließung.....	62
4.2.4	Variante 1 – Dezentrale Luftwärmepumpen.....	65
4.2.5	Variante 2 – Zentrale Geothermie-Wärmepumpe.....	67
4.2.6	Variante 3 – Zentrale Geothermie- & Luft-Wärmepumpe.....	69
4.2.7	Variante 4 – Zentrale Wärme-Kälte Kopplung & Luft-Wärmepumpe	69
4.2.8	Variante 5 – „Kaltes“ Netz mit dezentralen Wärmepumpen	70
4.3	Simulation und Optimierung der Varianten	71



4.3.1	Simulation der dezentralen Variante.....	71
4.3.2	Simulation der zentralen Versorgungsvarianten.....	74
4.4	Wirtschaftlicher Variantenvergleich.....	76
4.4.1	Eingangsparameter.....	76
4.4.2	Investitionskosten.....	78
4.4.3	Jährliche Kosten.....	79
4.4.4	Spezifische Energiegestehungskosten.....	81
4.5	Ökologischer Variantenvergleich.....	81
4.5.1	Absolute und spezifische Emissionen.....	81
4.5.2	Bilanzierung der Wärmeerzeugung mittels PV-Strom.....	82
4.6	Exkurs: Netzstabilität.....	84
4.7	Fazit Variantenvergleich & Empfehlung einer Vorzugsvariante.....	87
5.	Stromnetzbetrieb.....	89
5.1	Osten des Projektgebiets – Stadtwerke Herten.....	89
5.2	Westen des Projektgebiets – ELE / EVNG.....	90
5.3	Gemeinsames weiteres Vorgehen.....	90
6.	Betreibermodelle Wärmeversorgung.....	91
6.1	Betrieb durch die EG NZW oder eine Ausgründung.....	91
6.2	Betrieb durch eine Infrastrukturgesellschaft der ansässigen Unternehmen.....	92
6.3	Gewerbliche Wärme- und Kältelieferung.....	93
6.4	Einbeziehung möglicher Bürgergenossenschaften.....	94
6.5	Anschluss- und Benutzungsgebot.....	95



7. Kostenrahmen der priorisierten Variante.....	96
8. Planungsrechtliche Umsetzungen & Handlungsempfehlungen	97
Abbildungsverzeichnis.....	102
Tabellenverzeichnis.....	104

1. AUSGANGSSITUATION UND AUFGABENSTELLUNG

Auf dem Gelände der Zeche Westerholt, die ihren Betrieb 2008 eingestellt hat, soll ein zukunftsfähiges Gewerbegebiet entstehen. Das ca. 39 ha große Gebiet aus Abbildung 1 teilt sich kommunal hälftig zwischen den Städten Herten und Gelsenkirchen auf. Ausgehend von Ergebnissen der vom Wirtschaftsministerium des Landes Nordrhein-Westfalen geförderten Machbarkeitsstudie aus dem Jahr 2015¹, soll das städtebauliche Konzept überarbeitet werden und an die aktuellen Rahmenbedingungen angepasst werden. Dies umfasst den Erhalt von rund 25 historischen Industriegebäuden, von denen dreizehn unter Denkmalschutz stehen. Vier der industriehistorischen Gebäude, dazu zählen unter anderem die Schächte 1 und 3 sowie der Grubenlüfter und der Mannschaftsgang, können als charakteristische Landmarke einer besonderen energiethematischen Nutzung hervorgehoben werden.

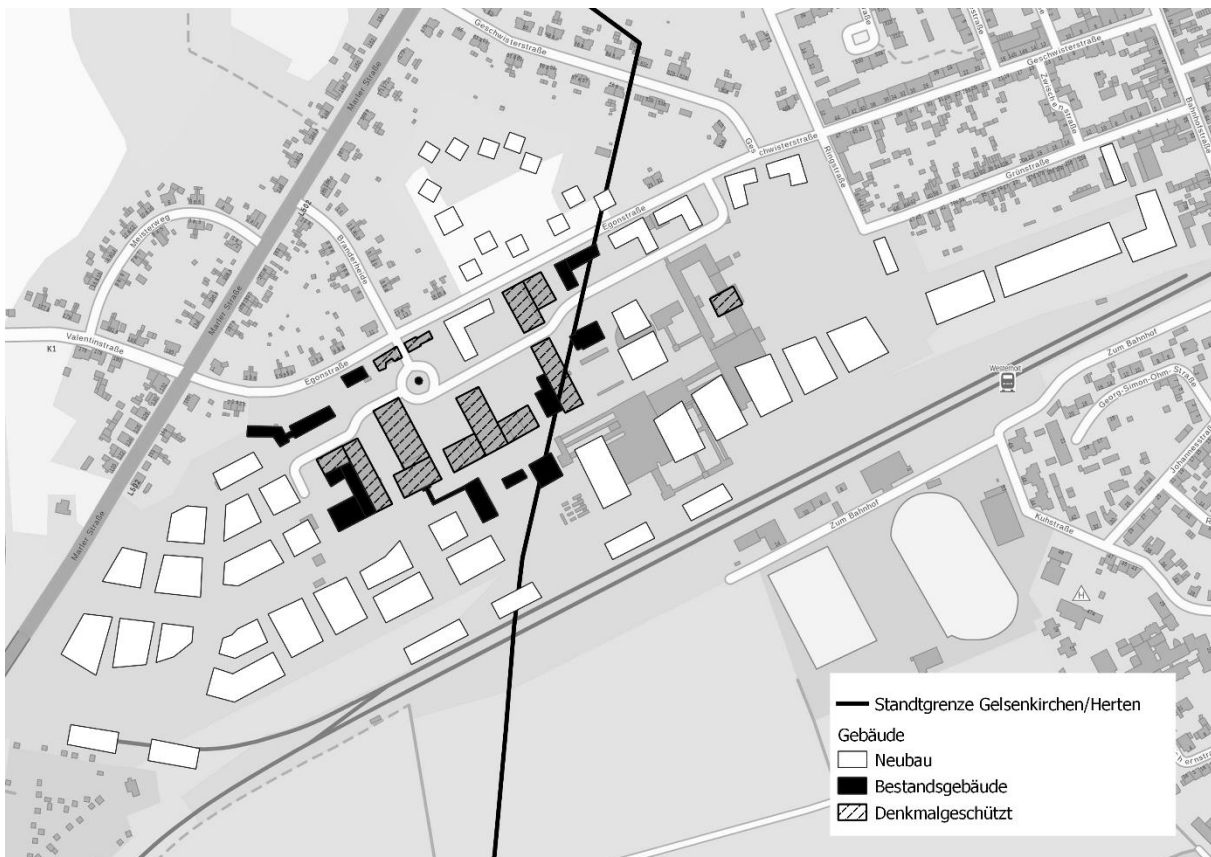


Abbildung 1: Lageplan Projektgebiet Neue Zeche Westerholt

¹ Neue Zeche Westerholt (2015): Von der Idee zum Masterplan. Dokumentation der Machbarkeitsstudie

Das Energie- und Klimakonzept soll das Ziel verfolgen, eine versorgungssichere und möglichst CO₂-arme Wärme- und Stromversorgung zu etablieren. Hierfür sind zunächst anhand von verschiedenen Nutzungsclustern Bedarfsszenarien für Wärme, Kälte und Strom zu entwickeln. Für eine nachhaltige Energieerzeugung sollen sowohl erneuerbare und lokale Energiequellen wie z.B. Geothermie und Grubenwasser, Photovoltaik, Außenluft und Wärme-Kälte-Kopplung als auch kurzzeitige sowie saisonale Speicherung betrachtet werden. Unter Einhaltung der Versorgungssicherheit, sollen die Energieerzeugungs- und Speichermöglichkeiten als Grundlage für mögliche Umsetzungsvarianten dienen. Ein Variantenvergleich soll die wirtschaftlichen und ökologischen Aspekte der verschiedenen Optionen gegenüberstellen. Hierbei erfolgt eine Vollkostenbetrachtung unter Berücksichtigung von Investitionen sowie Betriebs- und Verbrauchskosten bei gleichzeitiger Betrachtung von Fördermitteln und ggf. Vergütungen. Für jede Variante werden außerdem die entstehenden CO₂-Emissionen ermittelt. Für die priorisierte Variante sind Aussagen zur Netzstabilität, möglichen Betreibermodellen und des Kostenrahmens, unter Einbeziehung aktuell möglicher Förderoptionen, zu treffen. Abschließend sollen planungsrechtliche Handlungsempfehlungen zur Umsetzung gegeben werden.

2. ENERGIEBEDARFE

Im ersten Schritt sollen potenzielle zukünftige Energiebedarfe für Wärme, Kälte und Strom ermittelt werden. In Gewerbe- und Industriegebieten spielen hier neben den bebauten und zu beheizenden Flächen und Gebäudeenergiestandards bzw. Zustand der Gebäudehülle insbesondere auch die gewerblichen Nutzungen (z.B. Prozesswärme, Abwärmepotenziale, mechanischen Anwendungen) eine zentrale Rolle, daher werden im Weiteren drei Szenarien entwickelt, mit denen der zukünftig nötige Energiebedarf abgeschätzt werden kann.

2.1 Cluster und Nutzungen

Abbildung 2 zeigt die Gebäude in den fünf verschiedenen Gebäudeclustern. Die Nummerierung des Bestands aus der Machbarkeitsstudie wurde auf alle Gebäude (Nr. 1-142) und geplante Parkplatzflächen (Nr. 1111-1114) erweitert. Clusterübergreifend ordnen sich die Gebäude zudem in die drei zeitlich nacheinander zu erschließenden Bauabschnitte ein. Die Erschließung des ersten Bauabschnitts (blau) soll im Zeitraum zwischen 2022 bis 2027 stattfinden. Parallel dazu wird ab 2025 bis 2029 der zweite Bauabschnitt (rot) erschlossen. Der grün schraffierte dritte Bauabschnitt folgt abschließend zwischen 2029 und 2033.

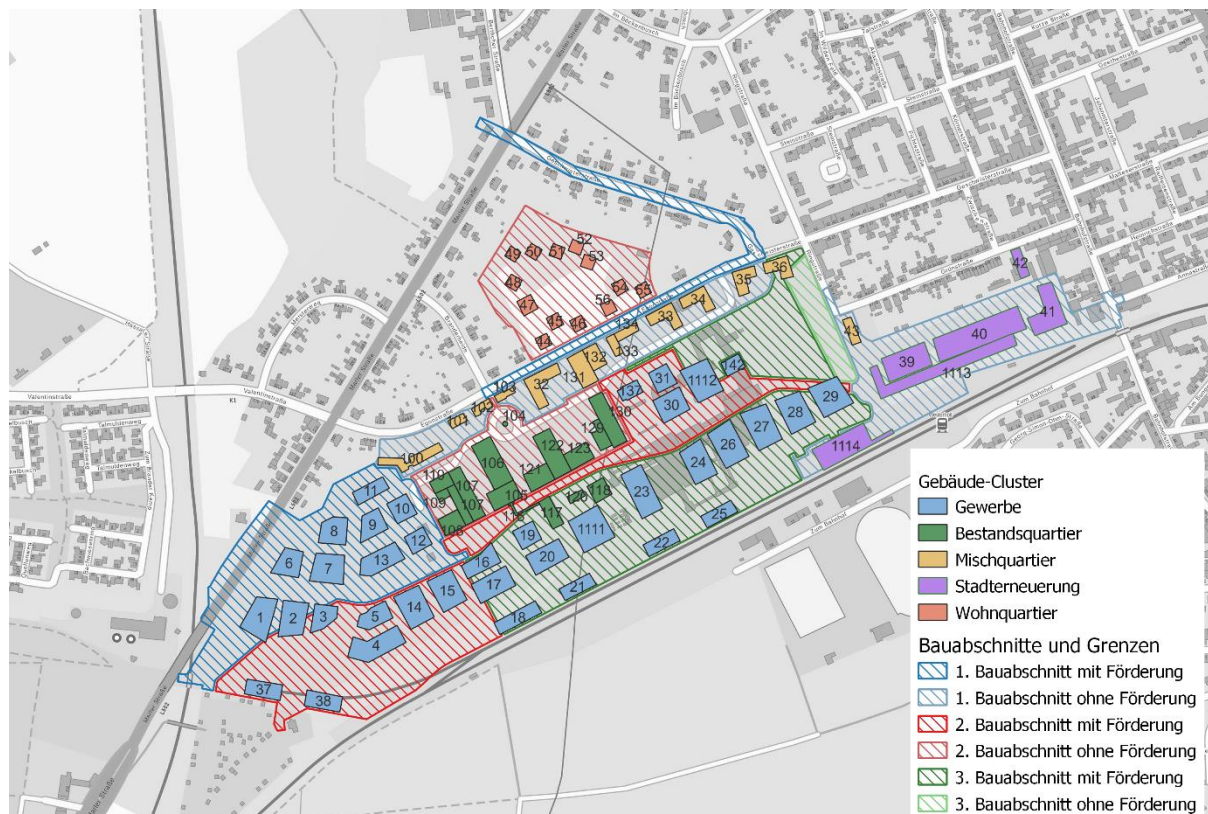


Abbildung 2: Gebäudecluster und Bauabschnitte im Projektgebiet

Für die aktuell vorgesehenen Cluster werden die Nutzungen lt. Tabelle 1 angenommen.

Tabelle 1: Annahmen zu Nutzungsanteilen der Cluster

Cluster	Annahmen zu Nutzungsanteilen
Wohnquartier	Wohnen (100 %)
Mischquartier	Wohnen (50 %), Dienstleistung/Büro (25 %), Gewerbe (25 %)
Gewerbe	Dienstleistung/Büro (50 %), Gewerbe (50 %)
Stadterneuerung	Wohnen (50 %), Dienstleistung/Büro (25 %), Gewerbe (25 %)
Bestandsquartier	Dienstleistung/Büro (50 %), Gewerbe (50 %)

Anhand der Positivliste aus der RWP-Förderung des Rahmenplans sowie zu erwarteten Flächenbedarfen und weiteren Aspekten wie z.B. Schallemissionen wurden verschiedene Nutzungsarten für das angedachte Gewerbe definiert. Der Fokus der zukünftigen Nutzungen wird im Bereich des

produzierenden Gewerbes in Form kleinerer Werkstätten, in den Bereichen Forschung & Entwicklung sowie im Einzelhandel erwartet. Energieintensive Nutzungen wie Chemie, Metallerzeugung oder Zellstoff, aber auch Betriebe wie Großbäckereien oder sonstige energieintensive Lebensmittelproduktion werden u.a. auf Grund der vorgesehenen Grundstücksgrößen in den Szenarien nicht berücksichtigt. Da die Bedarfe in Abhängigkeit der tatsächlichen, aber heute noch unbekannten Nutzungen variieren können, wurden die folgenden drei Bedarfsszenarien entwickelt, um die Bandbreite der zu erwartenden Bedarfe darzustellen:

- Szenario A
 - Reduzierte Flächen (z.B. große Bestandshallen nur mit beheizten Teilflächen „Haus in Haus“); Energiestandard KfW 40
 - Geringintensives Gewerbe (z.B. produzierendes Gewerbe/Werkstätten, Veranstaltungsflächen)
 - Geringe Energieaufwandsklasse der statistischen Kennzahlen
 - Trinkwarmwasserbedarf im Wohnungsbau als Wärmebedarf; für Büros und Gewerbe dezentral elektrisch
- Szenario B
 - Reduzierte Flächen (z.B. große Bestandshallen nur mit beheizten Teilflächen „Haus in Haus“); Energiestandard KfW 55
 - Geringintensives Gewerbe (z.B. produzierendes Gewerbe/Werkstätten, Veranstaltungsflächen)
 - mittlere Energieaufwandsklasse der statistischen Kennzahlen
 - Trinkwarmwasserbedarf im Wohnungsbau als Wärmebedarf; für Büros und Gewerbe 50 % dezentral elektrisch
- Szenario C
 - Alle Flächen beheizt; Energiestandard KfW 55
 - Geringintensives Gewerbe (z.B. Labore, Maschinenbau)
 - Hohe Energieaufwandsklasse der statistischen Kennzahlen
 - Trinkwarmwasserbedarf im Wohnungsbau als Wärmebedarf; für Büros und Gewerbe 50 % dezentral elektrisch

Daraus wurde die folgende Aufteilung der Flächen nach Nutzungen in Tabelle 2 abgeleitet.

Tabelle 2: Anteil Nutzungsarten

Positivliste	Nutzungsart / Branche	Szenario A	Szenario B	Szenario C
	Einzelhandel / Kaufhaus	10 %	10 %	5 %
	Restaurant	10 %	5 %	5 %
Nr. 43	Besprechung, Sitzung, Seminar	20 %	10 %	5 %
Nr. 39/46	Messe / Kongress	10 %	5 %	5 %
Nr. 41/44	Labor	0 %	20 %	30 %
Nr. 37	Rechenzentrum	0 %	0 %	5 %
Nr. 26-30	Gewerblich und industrielle Hallen – schwere Arbeit, stehende Tätigkeit	40 %	45 %	35 %
Nr. 35/36	Lagerhallen, Logistikhallen	10 %	5 %	0 %
Nr. 13	Maschinenbau	0 %	0 %	10 %

Die ermittelten Flächen werden mit statistischen Kennzahlen für den Energieverbrauch aus zwei unterschiedlichen Quellen für Gebäudeenergie BBSR² und Prozessenergie FH ISI³ verrechnet, um jährlich zu erwartendes Energiemengen zu erhalten.

Hieraus ergeben sich die in Abbildung 3 dargestellten jährlichen Energiemengen für die verschiedenen Einsatzbereiche. Besonders hohe Schwankungen in Abhängigkeit des Szenarios und der Nutzungen ergeben sich beim Nutzerstrom. Auch Prozesswärme und -kälte weisen starke Variationen auf, weiterhin können Leistungs- und Temperaturanforderungen hier auf sehr unterschiedlichen Niveaus auftreten. Heizung, Trinkwarmwasser und Raumklimatisierung variieren hingegen nur im moderaten Rahmen. Da diese Bedarfe in ihrer jährlichen Menge, aber auch ihre Leistung sowie das erforderliche Temperaturniveau vergleichsweise gut abgeschätzt werden können bzw. für die verschiedenen Nutzer einheitlich sind, eignen sie sich für eine zentrale Bereitstellung über ein Wärme- bzw. Kältenetz und werden im Weiteren noch detaillierter betrachtet. Für Prozesswärme und -kälte hingegen wird eine dezentrale bzw. nutzerabhängige Bereitstellung empfohlen, um jeweils auf die konkreten Nutzeranforderungen eingehen und diese optimal versorgen zu können.

² BBSR (2019): Vergleichswerte für den Energieverbrauch von Nichtwohngebäuden

³ Fraunhofer (2019): Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD

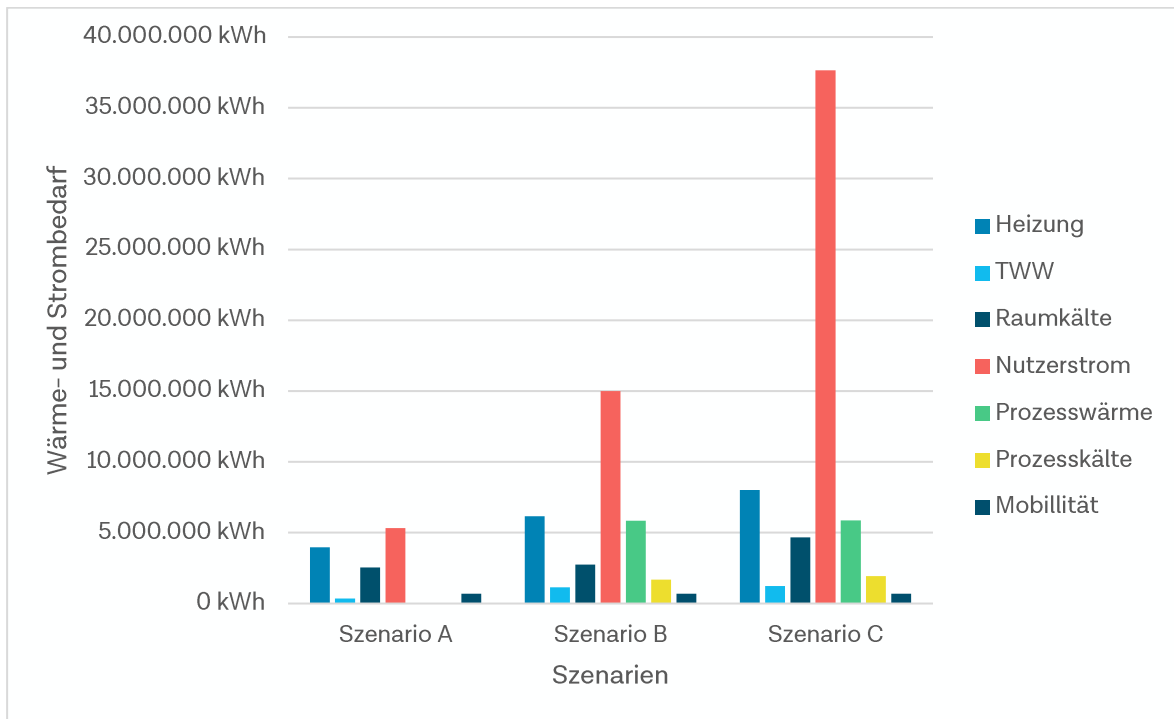


Abbildung 3 Jährliche Energiemengen je Szenario

2.2 Jahresbilanzen Wärme

Mittels der spezifischen Bedarfskennzahlen, welche den Jahresbedarf in Abhängigkeit der Nutzungsart und Bruttogeschossfläche wiedergeben, wurde der Jahresenergiebedarf für die drei Szenarien ermittelt. Für die Cluster der Neuen Zeche Westerholt ergibt sich der folgende Jahreswärmebedarf für Raumwärme und Trinkwarmwasser:

Tabelle 3: Geschätzter Jahreswärmebedarf der Szenarien nach Clustern

Cluster	BGF gesamt	Wärme p.a. Szenario A	Wärme p.a. Sze- nario B	Wärme p.a. Sze- nario C
Wohnquartier	8.550 m²	290 MWh	320 MWh	320 MWh
Mischquartier	18.600 m²	490 MWh	660 MWh	820 MWh
Gewerbe	118.650	2.660 MWh	5.020 MWh	6.010 MWh
Stadterweiterung	18.450 m²	520 MWh	740 MWh	810 MWh
Bestandsquartier	25.450 m²	360 MWh	580 MWh	1.290 MWh
Gesamt	189.700 m²	4.320 MWh	7.320 MWh	9.250 MWh

Die Zeche Westerholt soll wie bereits beschrieben über drei Bauabschnitte erschlossen werden. Da dies sowohl Auswirkungen auf einen potenziellen Trassenverlauf für ein zukünftiges Wärmenetz als auch die benötigte Wärmeleistung je Bauabschnitt hat, wird der Wärmebedarf auch anhand der Bauabschnitte aufgeschlüsselt:

Tabelle 4: Jahreswärmebedarf aufgeschlüsselt nach Bauabschnitten

Bauabschnitt	Szenario A	Szenario B	Szenario C
1. Bauabschnitt	1.610 MWh	2.560 MWh	3.020 MWh
2. Bauabschnitt	1.230 MWh	1.990 MWh	2.930 MWh
3. Bauabschnitt	1.480 MWh	2.770 MWh	3.300 MWh
Gesamt	4.320 MWh	7.320 MWh	9.250 MWh

2.3 Jahresbilanz Strom & Sektorenkopplung

Analog zum Wärmebedarf wurde der Nutzerstrombedarf für die drei Szenarien durch Kombination von BGF zu spezifischen Energiekennzahlen ermittelt.

Tabelle 5: Nutzerstrombedarf der Szenarien nach Clustern

Cluster	BGF gesamt	Nutzerstrom p.a. Szenario A	Nutzerstrom p.a. Szenario B	Nutzerstrom p.a.Szenario C
Wohnquartier	8.550 m²	260 MWh	640 MWh	1.070 MWh
Mischquartier	18.600 m²	510 MWh	1.350 MWh	3.130 MWh
Gewerbe	118.650	3.550 MWh	10.250 MWh	24.980 MWh
Stadterweiterung	18.450 m²	550 MWh	1.480 MWh	3.100 MWh
Bestandsquartier	25.450 m²	460 MWh	1.280 MWh	5.360 MWh
Gesamt	189.700 m²	5.330 MWh p.a.	15.000 MWh p.a.	37.640 MWh p.a.

Neben dem Nutzerstrom durch die zukünftigen Ansiedlungen im Quartier ergeben sich im Rahmen der Sektorenkopplung weitere Strombedarfe, die zukünftig voraussichtlich zu decken sind, durch:

- Wärmeversorgung
- Elektrische Ladeinfrastruktur

Um erneuerbare und lokale Umweltquellen zu nutzen und auf fossile Brennstoffe verzichten zu können, wird eine zukünftige und nachhaltige Wärmeversorgung voraussichtlich Wärmepumpen oder auch andere power-to-heat-Komponenten enthalten, bei denen Strom zur Wärmebereitstellung eingesetzt wird. Um diesen zukünftigen Bedarf abzuschätzen, wird je Szenario die zu versorgende Wärmemenge mit einer vorläufigen, mittleren Jahresarbeitszahl (JAZ) in Strom umgerechnet.

Auch im Verkehrsbereich ergeben sich zukünftig Strombedarfe durch private oder öffentliche Ladesäulen im Projektgebiet. Aktuell wird von ca. 370 Stellplätzen und einer Ladepunktdichte (Anteil elektrischer Ladepunkte) von 30 % ausgegangen. Ausgehend von ca. 255 Arbeitstage, ca. vier Fahrzeugen pro Tag und Ladepunkt, einer durchschnittlichen aufzuladenden Fahrstrecke von ca. 30 km je Fahrzeug und einem typischen durchschnittlichen Verbrauch von 20 kWh ergibt sich ein Strombedarf von ca. 2,7 MWh p.a. für die elektrische Ladeinfrastruktur. Ausgehend von Ladesäulen mit einer Leistung von 22 kW je Ladepunkt sowie einem auf 175 kVA beschränktes Lademanagement ergibt sich eine vorläufige Anschlussleistung für die Stellplätze von ca. 2.500 kVA.

Abbildung 4 stellt die erwarteten Strombedarfe für Nutzerstrom sowie Strom für die Sektorenkoppelung für Wärme und Verkehr dar und zeigt, dass der größte Teil voraussichtlich durch die zukünftigen Ansiedler und die jeweiligen Nutzungen verursacht wird. Den kleinsten Teil verursacht unter den bisherigen Annahmen die elektrische Ladeinfrastruktur. Unter der Annahme von ca. 2.000 Vollbenutzungsstunden ist mit ca. 3,6 MW Anschlussleistung in Szenario A bzw. ca. 8,9 MW in Szenario B und ca. 20,5 MW in Szenario C zu rechnen.

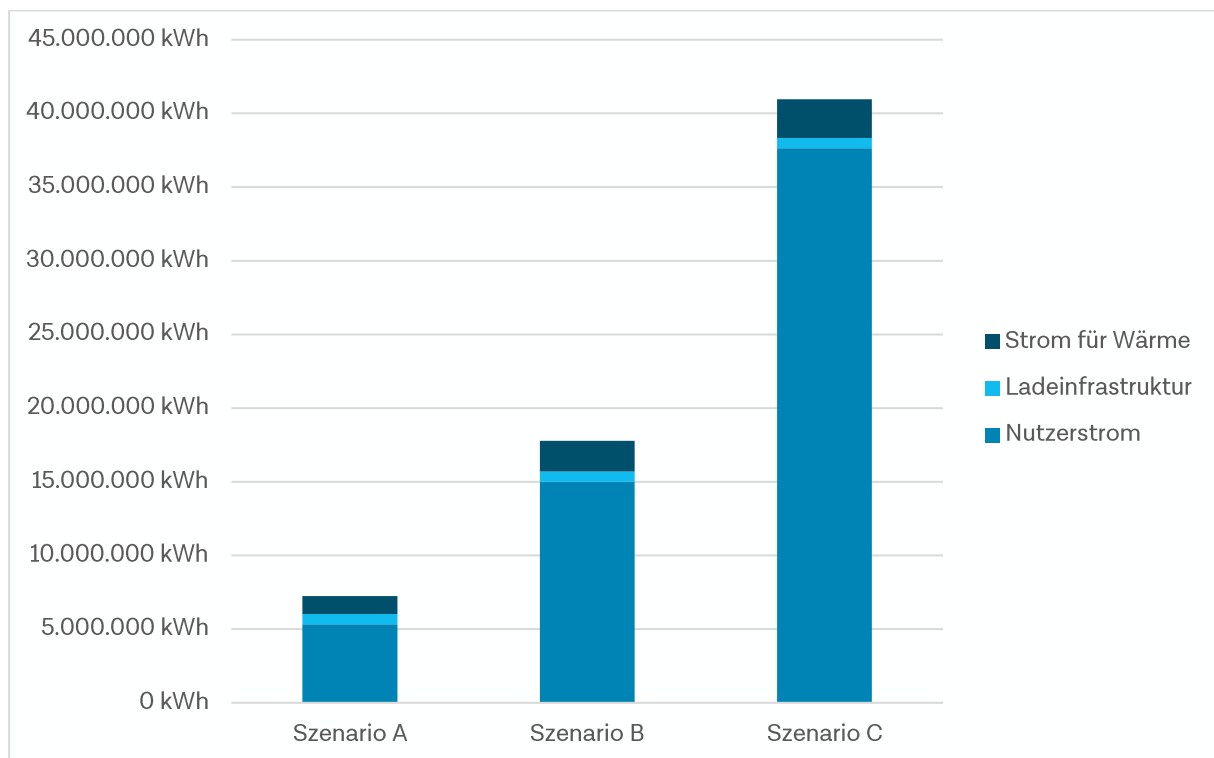


Abbildung 4: Erwarteter Strombedarf nach Nutzung

Abbildung 5 stellt den zukünftig erwarteten Strombedarf in Abhängigkeit der drei Bauabschnitte bzw. im Sinne der zeitlichen Erschließung dar.

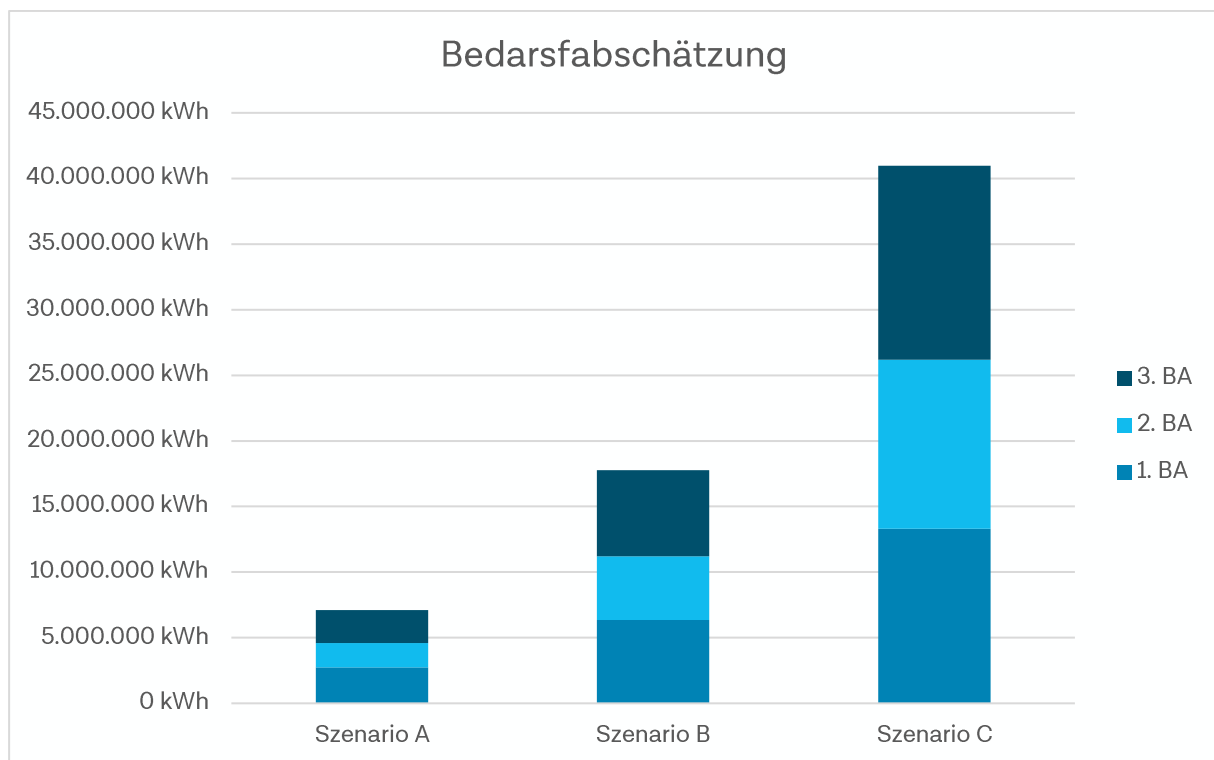


Abbildung 5: Erwarteter Strombedarf nach Bauabschnitt

Das Gebiet der Zeche Westerholt ist wie bereits oben beschrieben hälftig auf die Gebiete der Städte Herten und Gelsenkirchen aufgeteilt. Da die Stromnetzanbindung durch die örtlichen Netzbetreiber (Stadtwerke Herten bzw. ELE/EVNG) erfolgt, werden die Bedarfe und Leistungen in Tabelle 6 nach Kommunen aufgeteilt dargestellt.

Tabelle 6: Jahresstrombedarf aufgeteilt nach Kommunen

Kommune	Szenario A		Szenario B		Szenario C	
	Strommenge	Leistung	Strommenge	Leistung	Strommenge	Leistung
Herten	3.190 MWh	1.600 kW	7.530 MWh	3.770 kW	15.970 MWh	7.980 kW
Gelsenkirchen	3.120 MWh	1.560 kW	8.740 MWh	4.370 kW	22.330 MWh	11.160 kW
Grenzgebiet	790 MWh	390 kW	1.510 MWh	750 kW	2.670 MWh	1.340 kW
Gesamt	7.100 MWh	3.550 kW	17.780 MWh	8.890 kW	40.980 MWh	20.480 kW

2.4 Exkurs: Anforderungen und Effekte durch Dach- und Fassadenbegrünung

2.4.1 Dachbegrünung

Große und kleine Grünflächen tragen zur Renaturierung bei und werten das innerstädtische Klima auf. Sie binden durch Photosynthese CO₂, kühlen durch Transpiration ihre Umgebungsluft und steigern die Luftqualität, indem sie Feinstaub und andere Schadstoffe herausfiltern. Die Begrünung von Dächern und Fassaden trägt zur Steigerung der Lebensqualität von Mensch und Tier in der Umgebung bei. Die Anpflanzung einheimischer Bäume, Sträucher und anderer Pflanzen schafft neuen Lebensraum und erhöht so die Biodiversität. Die Bepflanzung fördert die Verdunstung und führt so Niederschläge in den natürlichen Wasserkreislauf zurück. Dies dient dem Ausgleich von Flächenversiegelung in urbanen Räumen, die den natürlichen Wasserkreislauf unterbricht, da es an Freiflächen zur Versickerung und Verdunstung fehlt. Das bei der Transpiration an der Oberfläche der Pflanze verdunstete Wasser benötigt Energie für den Wechsel des Aggregatzustands. Dieser Energieentzug sorgt für Abkühlung der Luft. Die Dachbepflanzung vermindert somit im Vergleich zu Kies- oder Bitumenbelägen die Temperatur an der Dachoberfläche. Dies hat vor allem an heißen Sommertagen einen deutlichen Effekt. Im Vergleich zur Luft oberhalb einer Bitumenfläche von 50 °C werden oberhalb einer begrünten Fläche bei gleicher Sonneneinstrahlung nur ca. 30 ° erreicht. Kombiniert man Gründächer mit Photovoltaik-Anlagen machen sich auf der Höhe der Solaranlagen davon im Schnitt noch 8 °C Temperaturunterschied bemerkbar.

Die Bepflanzung wirkt darüber hinaus als Dämm- bzw. Isolierschicht zwischen Dach und Umgebung und verringert hier im Sommer die Temperatur nochmals um ca. 2 °C. Die Bepflanzung und das Substrat reagieren deutlich langsamer auf äußere Temperaturänderungen als herkömmliche Baustoffe. Dadurch werden Temperaturextreme besser ausgeglichen, indem zum Beispiel Vegetation und Substrat langsamer aufheizen.

Umgekehrt wird der Dämmung im Winter nur ein sehr geringer Effekt zugesprochen. Auf Grund der oft nass-kalten Witterung in dieser Jahreszeit und der entsprechend hohen Feuchtigkeit des Substrats, erhöht sich dessen Wärmeleitfähigkeit, sodass die isolierende Wirkung verloren geht.⁴

Eine Bepflanzung schützt die Bausubstanz vor UV-Licht, indem sie die Strahlungsverhältnisse ändert und langwelliges Licht reflektiert. Hierdurch kann die Lebensdauer der Dachhaut deutlich verlängert werden, was wiederum Instandhaltungskosten und Kosten für Ersatzmaßnahmen reduziert.

Bei der Bepflanzung von Dächern unterscheidet man zwischen intensiver und extensiver Begrünung. Während bei der intensiven Nutzung eine multifunktionale und für Nutzer zugängliche Gartenanlage entsteht, handelt es sich bei der extensiven Form um eine pflegeleichte Variante mit niedrigem

⁴ Pfoser: Fassade und Pflanze- <http://docplayer.org/12831523-Tagungsband-8-fbb-symposiumfassadenbegrueung-2015-vortragsreihe-zu-themen-der-fassadenbegrueung.html>

Bewuchs. In der Kombination mit technischen Anlagen eignet sich daher nur die extensive Nutzung mit niedrig wachsenden Gräsern, Moosen und Sedum-Arten. Diese Pflanzen haben vergleichsweise geringe Ansprüche an die verfügbare Licht- und Wassermenge, kommen auch mit extremen Wech-seln zu Recht und sind in Bezug auf Rückschnitt, Düngung und Pflanzenschutz mit geringem Aufwand zu pflegen. Die Aufbaudicke aus Substrat und Vegetation sollte 10 bis 20 cm betragen, um ausrei-chenden Wasserrückhalt und Temperatenausgleich zu gewährleisten.

Abhängig von der Art der Bepflanzung und des Bodens ergibt sich ein Gewicht von 50 bis 200 kg/m², das statisch zu berücksichtigen ist. Die Qualität der Dachabdichtung ist nach EN 13948 als wurzelfest umzusetzen.

2.4.2 Fassadenbegrünung

Die Fassadenbegrünung bietet ähnliche Vorteile wie die Dachbepflanzung. Im Sommer erreichen die Pflanzen durch Verdunstung, sowie Absorption und Reflexion der Sonnenstrahlen im Blattwerk eine deutliche Kühlwirkung. Diese macht sich in einem Temperaturunterschied von 1 bis 4 °C an der Fas-sade bemerkbar. Außerdem wird die Temperaturamplitude zwischen minimaler und maximaler Tem-peratur im Tagesverlauf von 15 bis 20 °C auf 9 bis 13 °C verringert.

Laubabwerfende Pflanzen lassen im Winter Einstrahlung ans Gebäude durch und tragen somit zur Erwärmung bei. Immergrüne Pflanzen hingegen bilden im Winter ein Luftpolster zur Wärmedämmung und verringern den Wärmeverlust, in dem sie Wind vor dem Auftreffen auf die eigentliche Fassade abbrem-sen. Dieser hängt wiederum von Größe, Bauart und Energiebedarf des jeweiligen Objekts ab und kann nicht pauschaliert werden. Bei gut gedämmten Gebäuden ist der Effekt kleiner als bei schlecht isolierten. Fassadenbegrünungen können ab einer Fläche von etwa einem Hektar das Mikro-klima beeinflussen. Relevante klimatische Auswirkungen der Bepflanzung zeigen sich je nach Pflan-zenart nach 5 bis 12 Jahren. Neben Verschattung, Verdunstung und Rückhalt von Regenwasser bin-den und filtern Pflanzen Feinstaub, Aerosole und die Schwermetalle Blei und Kadmium sowie andere Schadstoffe aus der Luft. Dies geschieht entweder, indem diese an der rauen Oberfläche von Pflan-zen kleben bleiben und eine Aufwirbelung und weitere Verbreitung unterbunden wird, oder in dem die Pflanzen einen Teil der Schadstoffe aufnehmen und speichern. In Abhängigkeit von Verkehrsaufkom-men und entsprechenden Schadstoffen ist hier mit einem erheblichen, positiven Effekt durch Be-pflanzung zu rechnen. Die Menge der aufgenommenen Schadstoffe variiert mit der Pflanzenart, ihrer Oberfläche im Vergleich zur bedeckten Fassadenfläche und somit auch mit dem Jahresverlauf. Durch die Bepflanzung mit verschiedenen Arten kann eine annähernd gleichbleibende Verbesserung der Luftqualität über den Jahresverlauf sichergestellt werden.

Darüber hinaus tragen bepflanzte Wände durch größere Schwingungsträgheit aufgrund ihrer Masse und gute Schallreflexion aufgrund ihrer Struktur zur Vermeidung von Lärmemissionen bei.⁵ Begrünte Fassaden können den Straßenlärm um 2,5 dB bis 3 dB dämpfen und reduzieren den Nachhall zwischen Fassaden.⁶

Bei der Fassadenbepflanzung ist zwischen bodengebundener und fassadengebundener Begrünung zu unterscheiden. Bei Kletterpflanzen mit direkter Verbindung zum Boden erfolgt die Versorgung mit Wasser und Nährstoffen i.d.R. direkt über diesen Weg. Regelmäßige fachgerechte Pflege ist hierbei nur in geringem Maße notwendig und somit kostengünstig. Fassadengebundene Systeme hingegen sind vergleichsweise pflegeintensiv und teuer in Herstellung und Unterhalt, da i.d.R. automatische Anlagen zur Versorgung mit Wasser und Nährstoffen sowie deren Frostsicherung erforderlich sind. Um den Pflegeaufwand möglichst gering zu halten, bieten sich Kletterpflanzen an, deren natürliche Wachstumshöhe dem am Gebäude gewünschten Bewuchs entspricht. Je nach Ausrichtung der Fassade ergeben sich Vor- und Nachteile bestimmter Pflanzen. Für nach Norden ausgerichtete Gebäudeseiten eignen sich vor allem selbstkletternde immer grüne Pflanzen, die im Sommer zur Gebäudekühlung beitragen und auch im Winter als Isolierschicht dienen. In Richtung Süden dagegen bieten sich laubabwerfende Pflanzen an, die das Gebäude im Sommer gegen die Umwelt abschirmen, im Winter aber die Sonneneinstrahlung zur Erwärmung des Gebäudes durchlassen⁶.

Der reine CO₂-Vermeidungseffekt durch Isolierung von Dach- und Fassadenbegrünung ist vergleichsweise klein und lässt sich nur schwer quantifizieren. Daher werden in der Bedarfsermittlung keine Veränderungen durch Begrünung der Gebäude berücksichtigt. Die anderen positiven Umwelteffekte überwiegen, sodass grundsätzlich Begrünungen der Gebäude zu empfehlen sind, um die Auswirkungen der zukünftig entstehenden Gebäude auf Mikroklima, Regenwassermanagement und Biodiversität zu reduzieren.

3. POTENZIALANALYSE

3.1 Umweltquellen und Wärmepumpen

Es stehen verschiedene Umwelt- und Abwärmequellen für die Wärmeversorgung zur Verfügung, die jedoch i.d.R. auf einem niedrigeren als dem gewünschten Nutztemperaturniveau anfallen. Mit (Groß-) Wärmepumpen kann das Temperaturniveau energieeffizient auf die gewünschte Zieltemperatur im Bereich von 40 bis 60 °C angehoben werden. Auch höhere Temperaturen sind möglich, jedoch verschlechtert sich dabei die Effizienz bzw. sind ab ca. 80 °C spezielle und daher kostenintensivere Hochtemperatur-Wärmepumpen notwendig.

Mit einem Übertragungsmedium wie Luft, Wasser oder Sole (Wasser-Frostschutzmittel-Gemisch)

⁵ <http://www.optigruen.de/aktuelles/download-presse/dach-und-fassade/>

⁶ <http://www.urbangreenbluegrids.com/measures/green-facades/>

wird der Wärmequelle Wärme entzogen und in die Wärmepumpe geführt. Die übertragene Wärme wird dazu genutzt ein Kältemittel zu verdampfen. Dies geschieht auf Grund der Kältemiteleigenschaften bereits bei niedrigen Temperaturen. Der Kältemitteldampf wird im Verdichter der Wärmepumpe unter Einsatz elektrischer Energie verdichtet, um die Wärme auf ein nutzbares Temperaturniveau anzuheben. Die so gewonnene Wärme wird über einen Wärmetauscher an den Heizkreislauf bzw. ein Wärmenetz weitergegeben. Der Kältemitteldampf wird durch ein Expansionsventil entspannt und wieder dem Kreislauf hinzugefügt. Die entsprechenden Abläufe werden auch in Abbildung 6 dargestellt.

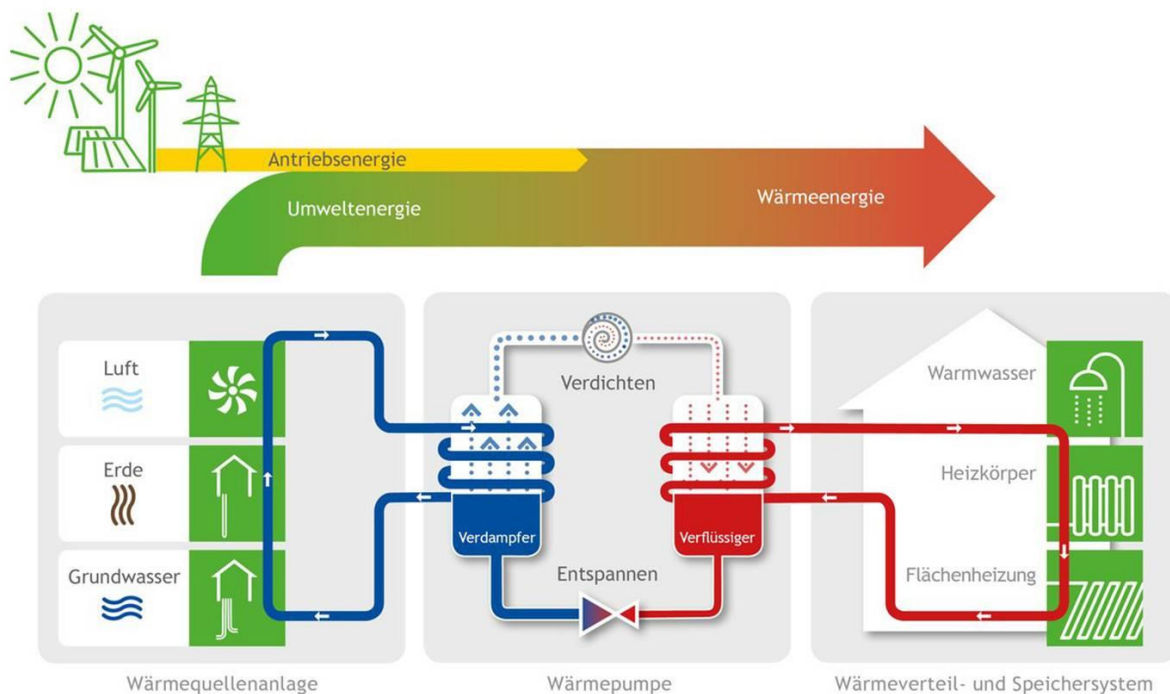


Abbildung 6: Funktionsweise einer Wärmepumpe⁷

Der Wirkungsgrad einer Wärmepumpe bezogen auf die eingesetzte elektrische Energie beschreibt der Coefficient of Performance (COP), welcher auf empirischen Ansätzen beruht und nur im Auslegungspunkt erreicht wird. Im tatsächlichen Betrieb ergibt sich die sogenannte Jahresarbeitszahl (JAZ) als Quotient aus erzeugter Wärme zu eingesetzter elektrischer Energie als Äquivalent zum Wirkungsgrad der Wärmepumpe. Die Jahresarbeitszahl hängt stark von Quell- und Zieltemperatur ab. Je höher die Quelltemperatur und je niedriger die Zieltemperatur, desto höher die Jahresarbeitszahl und umgekehrt.

⁷ <https://www.waermepumpe.de/waermepumpe/funktion-waermequellen/>

Eine monovalente (alleiniger Erzeuger) Luft-Wasser-Wärmepumpe erreicht mit der in der relevanten Heizperiode geringen Quelltemperatur lediglich eine JAZ von ca. 3. Somit werden aus einer Kilowattstunde elektrischer Antriebsenergie ca. 3 kWh Wärmeenergie erzeugt. Die weiteren 2 kWh werden über Rückkühler aus der Luft oder einer alternativen Umweltquelle bezogen (s. hierzu Abbildung 6). Bei gleicher Zieltemperatur erreicht hingegen eine Wärmepumpe mit Abwasser als Umweltwärmequelle auf Grund der höheren Quelltemperatur insbesondere während der Heizperiode eine etwas höhere Jahresarbeitszahl von ca. 4.

Im Weiteren werden verschiedene in Frage kommende Umweltquellen erläutert.

3.1.1 Geothermie

Bei der Nutzung der Erdwärme kommen drei Nutzungsformen in Frage:

- Offenes System
- Geschlossenes System (Erdsonden)
- Erdkollektoren

In **offenen Systemen** werden i.d.R. mehrere Entnahme- und Injektionsbrunnen gebohrt, die Wasser aus einem Grundwasserleiter nach oben befördern, wo dem Wasser Wärme entzogen wird. Anschließend wird das abgekühlte Wasser wieder in den Boden eingeleitet. Die Bohrtiefe der Brunnen ist dabei abhängig von der Lage eines Grundwasserleiters. Da auf dem Gelände der Neuen Zeche Westerholt in Teilbereichen Altlasten und Kontaminationen aus dem Kokereibetrieb im Boden vorhanden sind, wird diese Möglichkeit nicht weiter betrachtet.

Alternativ kann dem Erdreich Wärme über **Erdsonden** entzogen werden. Diese werden als U-Sonden ausgeführt und i.d.R. ca. 50 bis 150 m tief gebohrt, bei einem Bohrdurchmesser von ca. 12 cm. Um die Wärme zu entziehen, wird Wasser oder ein Glykol-Wasser-Gemisch (Sole mit Frostschutz) durch die Sonden geleitet. So können dem Erdboden ganzjährig konstante Temperaturen von ca. 8 bis 12 Grad entzogen werden. Entscheidend für die Bewertung des oberflächennahen geothermischen Potenzials ist die über die Bohrtiefe gemittelte Entzugsleistung der Sonden in W/m, die von der Wärmeleitfähigkeit des Untergrundes, der Auslegung der Wärmepumpe (Austrittstemperatur des Wärmeträgermediums aus der WP) und den Betriebsstunden abhängig ist. Im Folgenden werden die Parameter kurz erläutert und Annahmen für verschiedene Szenarien getroffen.

Wärmeleitfähigkeit

Die Wärmeleitfähigkeit des Bodens ist einer der entscheidenden Faktoren, welcher die finale Entzugsleistung und den Energieertrag einer Erdsonde bestimmt. Divergierende Bodenstrukturen, vorhandene Grundwasserleitungen und andere objektive Umstände wirken auf den Wert der Wärmeleitfähigkeit. In Abbildung 7 ist zu erkennen, dass sich das gesamte Projektgebiet durch eine gute Wärmeleitfähigkeit und günstige Bedingungen für den Entzug der Erdwärme auszeichnet.



Abbildung 7: Spezifische Wärmeleitfähigkeit des Bodens in 100 m Tiefe⁸

Anhand der Daten aus dem öffentlich zugänglichen Wärmekataster des Geologischen Dienst NRW ist festzustellen, dass die Wärmeleitfähigkeit der lokalen Bodenstruktur sich im Bereich 2 W/m*K und höher bewegt. Ausgehen von einer Sondenlänge von 40 m und einer mittleren Wärmeleitfähigkeit von 2 W/m*K steigt diese auf 2,2 W/m*K bei einer Sondenlänge von 100 m an. Da keine große Variation für verschiedenen Sondenlängen besteht, wird zwischen 100 m und 150 m eine Wärmeleitfähigkeit von 2,2 W/m*K angenommen.

Abstand

Die übliche Distanz zwischen den Erdsonden beträgt zwischen sechs und zehn Meter. Je schlechter die Wärmeleitfähigkeit des Bodens und je größer das Erdsondenfeld, desto größer sollten die Abstände gewählt werden, damit sich die Sonden gegenseitig nicht beeinflussen. Da aktuell keine genaueren Daten als das öffentliche Kataster bzgl. der Wärmeleitfähigkeit des Untergrunds vorliegt und bei einer zentralen Wärmeversorgung von einem vergleichsweise großen Erdsondenfeld auszugehen ist, wurde der Abstand mit 10 bzw. 15 m variiert.

⁸ Geologischer Dienst NRW (2022): <https://www.geothermie.nrw.de/geothermie2022/?lang=de>

Fläche

Auf dem Gelände der Zeche Westerholt kommen aufgrund von Altlasten insbesondere im Bereich der ehemaligen Kokerei bzw. dem Sicherungsbauwerk sowie bereits vorhandener Bebauung nur begrenzt Flächen für eine geothermische Nutzung in Frage. Aus Sicht der Bergbehörden der Bezirksregierung Arnsberg ist vor allem der südliche Teil innerhalb des zu errichtenden Gewerbeclusters zur geothermischen Energiegewinnung geeignet. Hierbei kann technisch sowohl die unbebaute als auch die zukünftig bebaute Fläche unter den Gebäuden genutzt werden. Darüber hinaus wären auch weitere Parkplatz- und Freiflächen nutzbar, die in Abbildung 8 dargestellt werden. Die Flächen wurden in einer vorläufigen, satellitenbildbasierten Prüfung ermittelt und bedürfen einer weitergehenden Prüfung insbesondere in Bezug auf ihre bisherige ggf. in Konkurrenz stehende Nutzung (z.B. erforderliche Baumfällungen). Die gesamte Fläche des theoretisch für die Erdsonden geeigneten Flächen beträgt damit ca. 142.000 m².

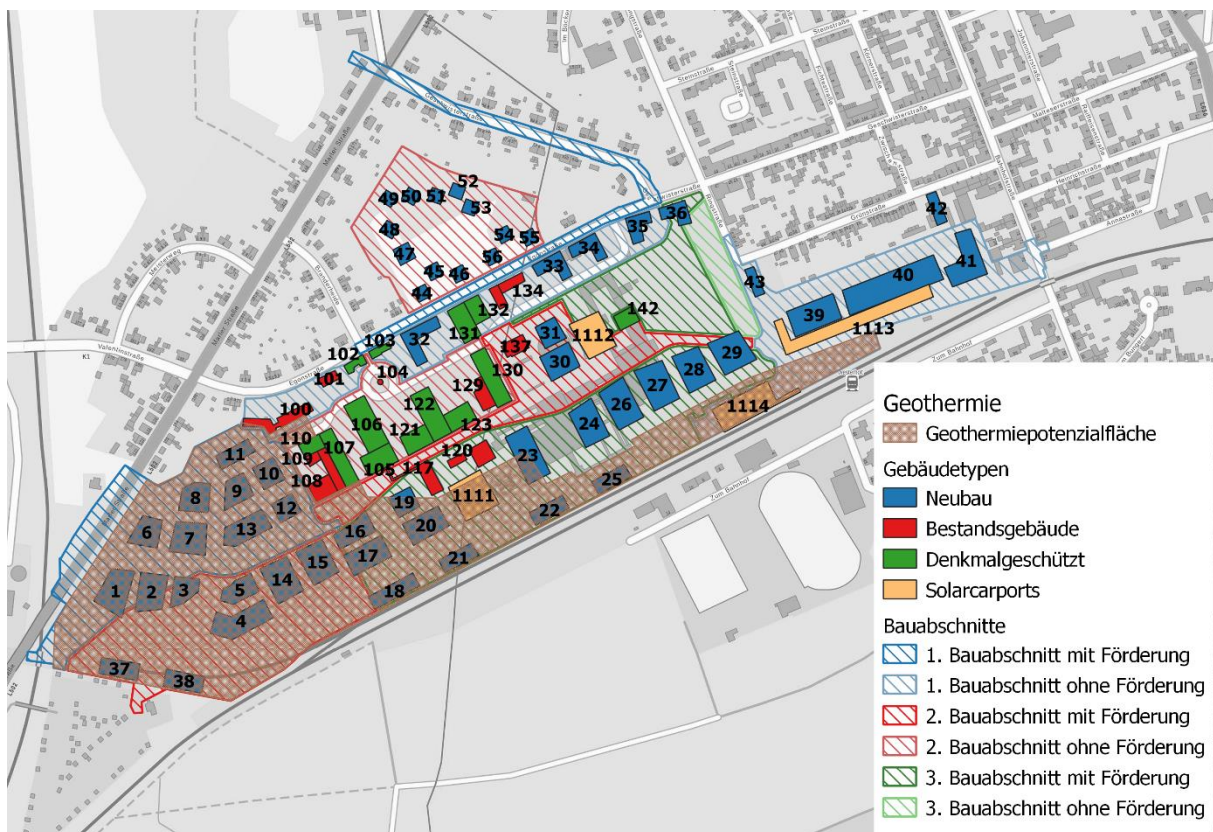


Abbildung 8: Übersicht des geothermischen räumlichen Potenzials im Projektgebiet

Betriebsstunden

Weiteren Einfluss auf das Potenzial eines Erdsondenfelds haben die Betriebsstunden. Wird dem Sondenfeld zur Gebäude- und Trinkwarmwassernutzung ganzjährig Wärme entzogen, sind ca. 2.100

Vollbenutzungs-stunden realisierbar. Wird die Wärme lediglich im Winter und den Übergangszeiten zur Gebäudebeheizung entzogen, werden i.d.R. nur etwa 1.800 Vollbenutzungsstunden erreicht. Auch diese beiden Ausprägungen wurden in der Potenzialbetrachtung variiert.

Zur Potenzialbetrachtung wurden die infrage kommenden Parkplatz- und Freiflächen für das gesamte Industriegebiet in zwei Szenarien und die Fläche des Neubauareals bewertet. Dabei wurden die folgenden Parameter berücksichtigt:

- Geothermiepotezial bei Sondertiefen von 150 m und Sondenvorlauftemperaturen von -3°C
 - Szenario min
 - Wärmeleitfähigkeit: 2,2 W/mK
 - Großer Sondenabstand: 15 m
 - Geringe Betriebsstunden: 1.800 h
 - Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe: 3,7
 - Szenario max
 - Wärmeleitfähigkeit: 2,2 W/mK
 - geringerer Sondenabstand: 10 m
 - hohe Betriebsstunden: 2.100 h
 - Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe: 3,7

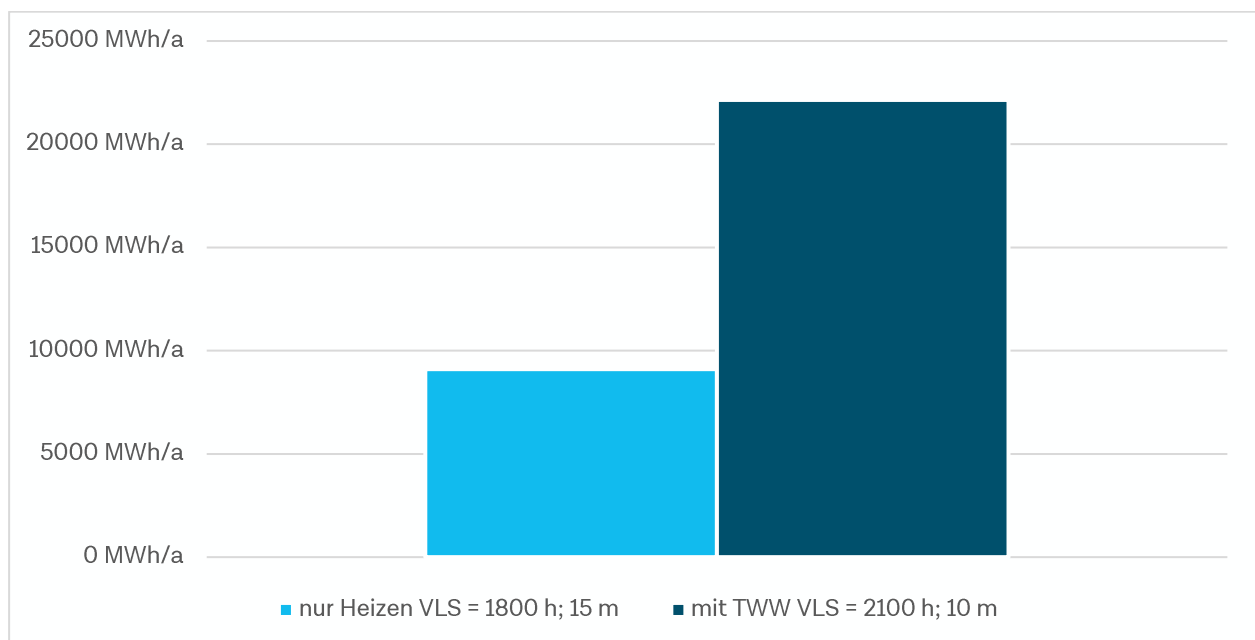


Abbildung 9: Bereitstellbare geothermische Wärmemenge inkl. elektrischem Anteil WP



Es ergeben sich somit Umweltwärmemengen von 6,7 GWh p.a. bis 16,2 GWh p.a. und unter Einsatz einer Wärmepumpe maximal bereitstellbare Wärmemengen von 9,1 GWh bis 22,1 GWh p.a. im Projektgebiet.

Genehmigungsaspekte

Die Nutzung der geothermalen Energie mit dem Zweck der Wärmeerzeugung ist im Quartier grundsätzlich möglich. Dies ergab sich aus den Gesprächen mit den zuständigen Ansprechpersonen und Behörden:

- Gabriele Sobczack von der Stadt Gelsenkirchen, Referat Umwelt, Altlasten/Bodenschutz
- Anil Öztürk von der Stadt Gelsenkirchen, Technischer Umweltschutz
- Kreis Recklinghausen für das Gebiet der Stadt Herten (Leitung der Unteren Wasserbehörde, Entnahme von Grundwasser und Oberflächengewässern, Untere Bodenschutzbehörde)
- Ernst-Günter Weiß von der Bezirksregierung Arnsberg, Dezernent Geothermie und Bohrlochbergbau
- Herr Wallkötter von der Bezirksregierung Arnsberg, Dezernat 63

Während der Installation der Erdsonden sind allerdings einige Parameter zu beachten. Dazu gehören die folgenden Aspekte:

- Das Bohrunternehmen muss die Anforderungen aus der Betriebssicherheitsverordnung und aus der Gefahrstoffverordnung in Hinblick auf die potenziellen Methangasaustrittsflächen erfüllen (39. LANUV-Arbeitsblattes „Wasserwirtschaftliche Anforderungen an die Nutzung von oberflächennaher Erdwärme“);
- Bodeneingriffe oder Geothermiebohrungen sind in den Kontaminationszentren ausgeschlossen;
- Bei Bohrungen > 100 m ist die Bezirksregierung Arnsberg zu beteiligen
- Die Kreideüberdeckung über dem flözführenden Karbon liegt bei 400 m. Bei tieferen Bohrungen ist zu beachten, dass evtl. Abbaubereiche angetroffen werden können.

Eine weitere Möglichkeit zur Erdwärmenutzung bieten **Erdkollektoren**. Bei dieser Technologie werden die Rohre oder Schläuche mit dem Wärmeträgermedium schleifenförmig unter der Frostgrenze in etwa 1 bis 3 m Tiefe verlegt. Erdkollektoren sind verglichen mit Erdsonden zwar leistungsspezifisch kostengünstiger, benötigen jedoch auch deutlich mehr Fläche für die gleiche Leistung. Weiterhin gewinnen Erdkollektoren durch solare Strahlung und einfallenden Niederschlag Wärme, weshalb verschattete und versiegelte Flächen ausgeschlossen werden müssen. Auf Grund der deutlich geringeren Leistungen und Erträge pro Fläche wird das Potenzial für Erdkollektoren hier nicht weiter berücksichtigt.

3.1.2 Abwasser

Abwasserwärmenutzung und Abwasserwärmerückgewinnung sind durch die stetige Weiterentwicklung der Techniken und immer effizienter arbeitender Wärmepumpen eine wirtschaftlich attraktive Form der Wärmerückgewinnung. Die Einbindungsbereiche reichen von einzelnen Wohnungen und Einfamilienhäusern bis zur Großkläranlage. Im Gegensatz zu der Wärme aus Erdkollektoren oder Solarthermie, kann die Abwasserwärmenutzung über das gesamte Jahr genutzt werden, sodass bei deutlich geringerer Leistung vergleichsweise große Wärmemengen ausgekoppelt werden können. Im folgenden Abschnitt werden die Potentiale und Möglichkeiten beleuchtet, die sich für das Projektgebiet anbieten.

Grundsätzlich ist der gereinigte Ablauf von Klärwerken sehr gut für die Wärmeversorgung geeignet. Hier enthält das Abwasser zum einen deutlich weniger Verunreinigungen als vor oder in der Kläranlage, was Vorteile für Betrieb und Wartung der Wärmetauscher bietet. Gleichzeitig wird die Temperatur im Vorlauf der Kläranlage nicht reduziert und die biologischen Vorgänge in der Anlage können ungestört erfolgen. Abbildung 10 zeigt allerdings, dass die nächsten Klärwerke jeweils mehrere Kilometer von der Neuen Zeche Westerholt entfernt liegen und somit auf Grund der Länge der notwendigen Anbindungsleitungen nicht wirtschaftlich zu erschließen sind.

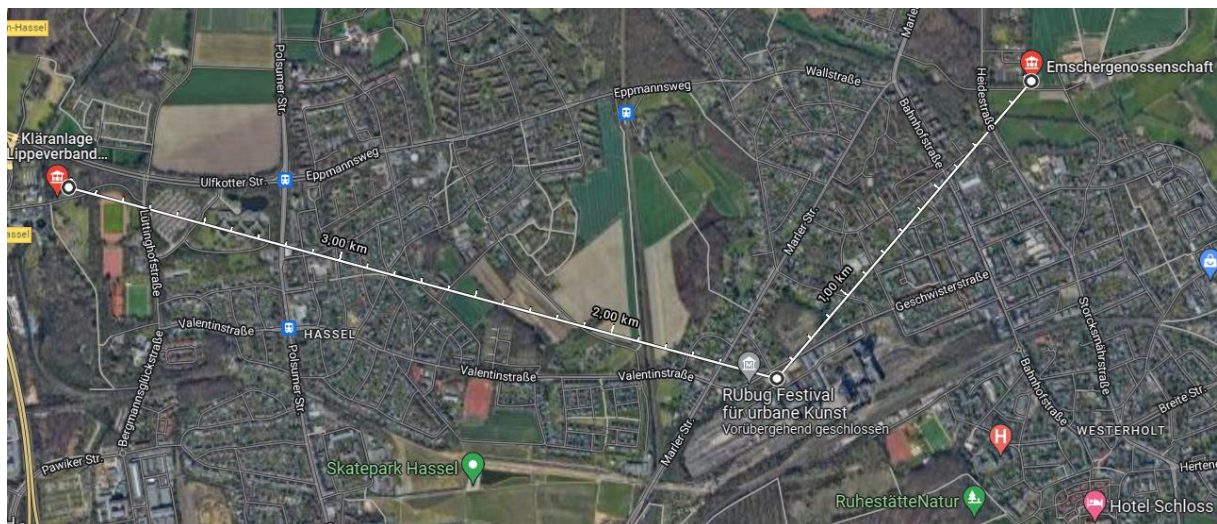


Abbildung 10: Lage der nächsten Klärwerke

Alternativ zum Ablauf der Kläranlage kann aber auch der Zulauf bzw. die öffentliche Kanalisation als Wärmequelle genutzt werden, indem Wärmetauscher in Siele oder um Druckrohrleitungen installiert werden.

Je nach Art der Abwasserleitung, kann der nachträgliche Einbau zu einer Reduzierung des Fließquerschnitts führen. Grundsätzlich gilt es, die eintretende Reduzierung der Abwassertemperatur und weitere Eingriffe zu berücksichtigen und mit den Netzbetreibern abzusprechen, sodass die zuständige Kläranlage nicht in ihrem täglichen Betrieb gestört wird. Besonders die biologischen Reinigungsprozesse werden von sinkenden Abwassertemperaturen negativ beeinflusst, da hiervon die Wachstumsrate der Bakterien abhängt und somit auch die Reinigungsqualität. Augenmerk sollte zudem auf den Wiedererwärmungseffekt aus der Umgebungswärme gelegt werden, da sich Anlagen in erhöhter Distanz weniger stark auf die Temperatur auswirken als Anlagen unmittelbar vor der Kläranlage.

Für die Abwasserwärmenutzung wird eine Mindestwassermenge von ca. 10 l/s bis 15 l/s benötigt. Als Orientierungswert wird der Mittelwert bei Trockenwetter angenommen.⁹

Aufgrund der verschiedenen Arten der Beförderung von Abwasser haben sich auch unterschiedliche Wärmetauscher entwickelt. Bei Abwasserkanälen mit Gefälle werden oftmals nachträglich Wärmetauschsysteme auf der Sohle des Kanals eingebaut, die vom Abwasser überströmt werden. Bei einem Neubau oder einer Instandsetzung können auch Teilstücke mit einem bereits werkseitig verbauten Wärmetauschsystem verwendet werden. Das System kann sowohl innen als auch außen liegen. Bei einer nachträglichen Ausrüstung eines Druckrohres kann um das Mediumrohr ein Mantelrohr gelegt. Durch letzteres wird im Gegenstromprinzip Wasser gefördert und durch die Zu- und Abläufe zu einer Wärmepumpe gefördert. Diese Variante hat den Vorteil, dass diese Ausbaumaßnahme während des Betriebes stattfinden kann und das die gesamte Oberfläche des Mediumrohrs genutzt wird. Hinzu kommt, dass kein Einfluss auf den Fließquerschnitt genommen wird und lediglich die Abwassertemperatur gesenkt wird. Zu erwähnen sind jedoch auch die im Vergleich zu innenliegenden Wärmetauschern niedrigeren Entzugsleistungen.

Abbildung 11 zeigt, dass die Neue Zeche Westerholt am hinteren Ende des Abwassernetzes vom ca. 1,5 km entfernten Klärwerk der Emschergenossenschaft liegt und somit keine relevanten Abwasser- bzw. Abwärmemengen am Projektgebiet entlanggeführt werden.

Somit verbleibt lediglich das Abwärmepotenzial des Schmutzwassers, das zukünftig in der Neuen Zeche Westerholt selbst anfällt. Konkrete Zahlen aus der Entwässerungsplanung liegen hierzu bislang nicht vor und werden daher vorläufig mit 10 bis 20 % des eigenen Wärmebedarfs abgeschätzt.

⁹ DWA-Regelwerk: Merkblatt DWA-M 114 - Abwasserwärmenutzung



Abbildung 11: Abwassersiele in der Nähe der Neuen Zeche Westerholt

3.1.3 Außenluft

Die Städte Gelsenkirchen und Herten sind überwiegend von milden Wetterbedingungen gekennzeichnet. Dies schafft günstige Bedingungen für den Einsatz von Luftwärmepumpen. Der Betrieb von Luftwärmepumpen ist i.d.R. ab einer Außentemperatur von ca. 5 °C effizient möglich. Bei kälteren Temperaturen sinkt die Effizienz der Wärmepumpe und es werden entsprechend größere Strommengen bei gleicher Wärmemenge benötigt. Das Potenzial der Außenluft als Umweltquelle ist im Prinzip unbegrenzt, es ist jedoch zu prüfen, welcher Anteil der Wärmeversorgung effizient bei höheren Außentemperaturen und guten Jahresarbeitszahlen zur Verfügung gestellt werden kann.

Abbildung 12 stellt zwei mögliche Bivalenzpunkte der Außenlufttemperatur dar, bei denen verschieden hohe Anteile des Wärmebedarfs von der Wärmepumpe gedeckt werden können. Wird die Wärmepumpe bei Außenlufttemperaturen bis max. 5 °C betrieben, können 45 % der Wärme aus der Luft gewonnen werden. Der Deckungsgrad steigt auf 82 % an, wenn die Abschaltgrenze auf 0 °C heruntergesetzt wird.

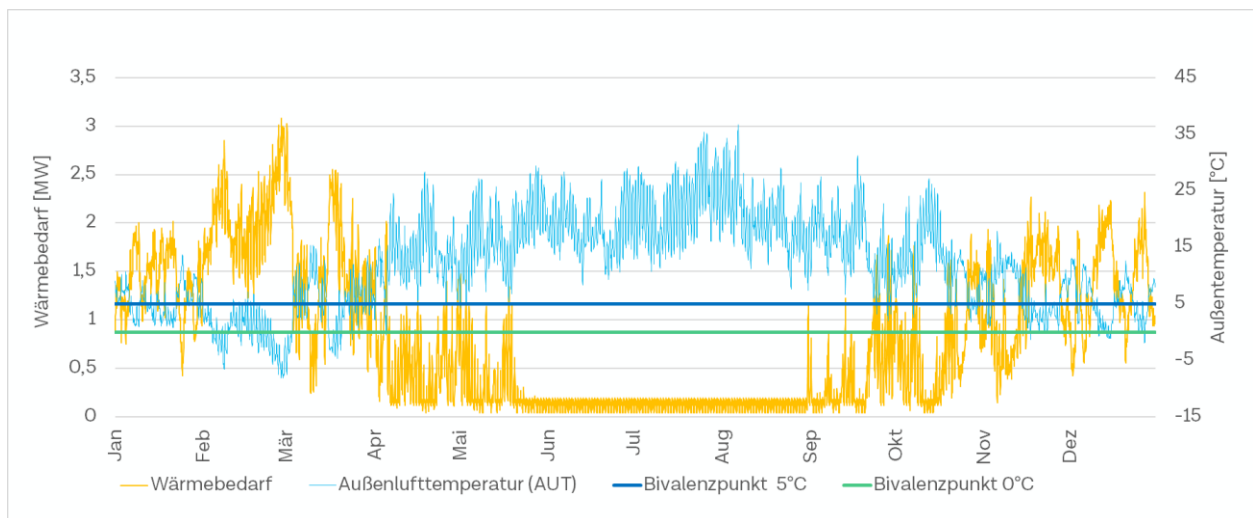


Abbildung 12: Bivalenzpunkte in Abhängigkeit des Wärmebedarfs aus Szenario B

Das Potenzial der Außenluft ist im Prinzip nach oben frei skalierbar und insbesondere dezentral – ohne alternative Umweltwärmequellen – eine gut geeignete Möglichkeit zur nachhaltigen Wärmeversorgung. Da sich die Effizienz jedoch antizyklisch zum Wärmebedarf verhält (hohe Bedarfe bei geringen Effizienzen im Winter und umgekehrt im Sommer), sollte jeweils geprüft werden, ob die Wärmequelle mit anderen Technologien kombiniert werden kann, die eine bessere Effizienz bei kalten Außentemperaturen aufweisen.

Ein weiterer Parameter, der bei der Planung von Luftwärmepumpen zu berücksichtigen ist, ist der Platzbedarf für den Außenteil (Rückkühler) der Wärmepumpe. Zwei typische Aufstellungsarten sind in Abbildung 13 dargestellt. Die Rückkühler in V-Form sind dabei auf die Aufstellfläche bezogen sehr effizient, ragen jedoch mehrere Meter in die Höhe. Die Tischkühler wiederum lassen sich wenige Zentimeter über dem Erdreich oder Dächern modular mehrreihig montieren oder auch stapeln.



Abbildung 13: Aufstellungsarten von Rückkühlern V-Form (links) und Tisch-Form (rechts)¹⁰

Da die Rückkühler im Betrieb insbesondere unter hoher Last regelmäßig gefrieren und wieder auftauen müssen, werden die Aggregate mit ca. 15 % überdimensioniert. Werden typische Abmessungen von 2,7 m x 12,5 m und Reihenabständen von 2,5 m angenommen, benötigen die Rückkühler in V-Form bei einem Bivalenzpunkt von 5 °C eine Fläche von knapp 600 m² zur Deckung des Wärmebedarfs aus Szenario B. Diese Fläche vergrößert sich auf etwa 1.000 m² bei einem Bivalenzpunkt von 0 °C. Durch eine optimierte Auslegung können die benötigten Flächen noch verkleinert werden.

3.2 Grubengas

Die STEAG betreibt auf dem Gelände der Zeche Westerholt seit Anfang der 2000er Jahre eine Grubengasanlage zur Erzeugung von Strom und Wärme. Die Anlage besteht aus drei BHKW-Blöcken mit je einer Leistung von 1,3 MW elektrisch. Die Anlage ist nach BImSchV genehmigt und wird nach dem EEG vergütet. Der Betrieb der Anlage ist derzeit nicht befristet. Die Blöcke werden alle ca. 60.000 Betriebsstunden umfänglich gewartet und alle beweglichen Teile ausgewechselt. Der komplette Austausch eines Blocks / Containers wäre im laufenden Betrieb möglich.

Das Grubengas tritt unterirdisch aus und fällt kontinuierlich an. Es muss abgeführt werden, was über eine direkte Entgasung in die Atmosphäre erfolgen könnte. Um den dabei entstehenden klimaschädlichen diffusen Methanstrom zu vermeiden, wird das Grubengas energetisch genutzt und das Methan in weniger klimaschädliches CO₂ umgewandelt. Der Anfall des Grubengases ist i.d.R. stabil, kann aber gemäß Erfahrung anderer Zechen plötzlich endlich werden, so dass keine Erzeugungsgarantien für Wärme und Strom gegeben werden können. Prinzipiell wäre die Einspeisung von Erdgas oder Wasserstoff bis zu einem Anteil von ca. 20 bis 30 % denkbar. Die entsprechende Wirtschaftlichkeit wäre zu prüfen.

¹⁰ PlanEnerg

Stand heute wird Strom über die 110 kV Station an der Grünstraße in das Netz der Stadt Herten eingespeist. Wärme wird ausgekoppelt und in die Fernwärmeleitung der Uniper Wärme mit ca. 130 ° (3-3,2 MW Wärme in ca. 8000 h) eingespeist. Die Meistersiedlung nordwestlich des Zechengeländes wird daraus mit auf ca. 60 °C runtergemischter Wärme versorgt. Es sind ca. 80 Gebäude mit einer Leistung von 850 bis 1.000 kW angeschlossen, was nur einem Anteil von ca. 10 % im Uniper-Fernwärmenetz entspricht. Die STEAG tritt aktuell nicht als Endkundenversorger auf und schließt dies und die daraus entstehenden Folgen wie Besicherung durch Spitzenlasterzeugung für die Zukunft aus.

Die RAG wird die Grubenwasserhaltung in Zukunft so betreiben, dass ca. 2030 bis 2035 das Wasser in den Gruben auf bis zu -600 m ansteigen wird. Nach Flutung der Grube wird die Gasmenge und evtl. auch die Gasqualität abnehmen. Die Gasmenge kann dadurch auf bis zu 30 bis 50 % zurückgehen. Eine Teilversorgung des zukünftigen Mischgebiets Neue Zeche Westerholt mit Wärme (z.B. auch Prozesswärme bis ca. 130 °C) und Strom durch die Grubengasanlage ist von Seiten der STEAG grundsätzlich denkbar. Da das Potenzial aber Unsicherheiten bzgl. Menge und Qualität beinhaltet, sollten aber Rückfallalternativen vorgehalten und die Spitzenlastversorgung anderweitig abgesichert werden.

3.3 Grubenwasser

Grundsätzlich bestehen verschiedene Möglichkeiten das Grubenwasser der ehemaligen Zeche thermisch zu nutzen. Hierbei kommen einerseits offene Systeme, bei denen das Grubenwasser direkt nach oben gepumpt, ihm Wärme entzogen und es anschließend wieder eingeleitet wird, sowie andererseits geschlossene Systeme (vgl. Abbildung 14), bei denen eine Sonde in einen Schacht bzw. das Grubenwasser eingebracht wird, dort Wärme aufnimmt und diese nach oben leitet. Grundsätzlich ermöglichen offene Systeme deutlich höhere Leistungen als geschlossene Systeme. Der Fachbericht „Potenzialstudie Warmes Grubenwasser“ (2018) vom Internationalen Geothermiezentrum und der Hochschule Bremen und Leitung von Prof. Dr. Rolf Bracke und im Auftrag des Landesamtes für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrheinwestfalen gibt hier einen guten Überblick über Potenziale und umgesetzte Projekte. Es zeigt sich das geschlossene Systeme auf Grund der geringeren Leistungen i.d.R. für Wärmeversorgungen in der Größenordnung einzelner Gebäude und nicht für ganze Quartiere eingesetzt werden.

Da die Schächte der Zeche Westerholt mittlerweile voll- bzw. teilverfüllt sind, kommen offene Systeme nicht in Frage. Über die bestehenden Steigleitungen könnten Schacht 1 und Schacht 3 über ein geschlossenes System erschlossen werden. Die Steigleitung in Schacht 3 ist allerdings mit Sonden für ein Monitoring ausgestattet, das auch zukünftig mindestens temporär erforderlich, so dass eine anderweitige Nutzung der Steigleitung mit der RAG abzustimmen wäre.

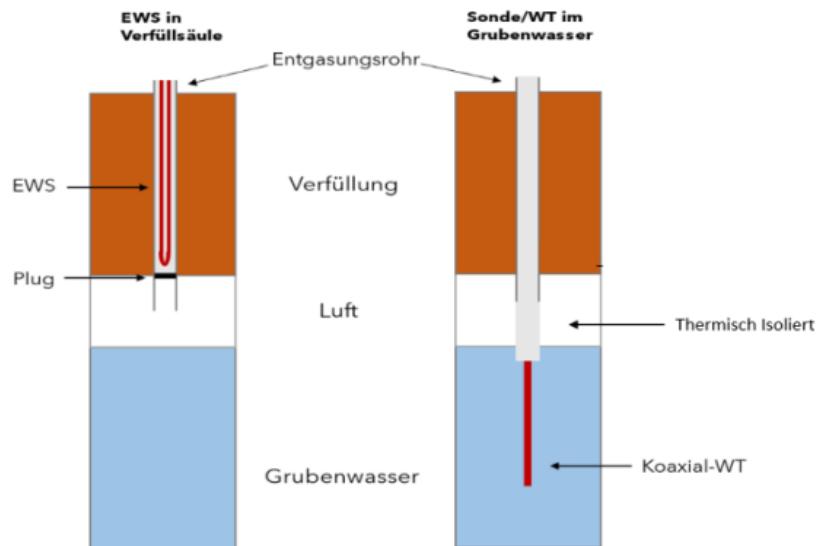


Abbildung 14: Geschlossene Varianten zur thermischen Erschließung der Zeche Westerholt¹¹

Das Potenzial für ein geschlossenes System wurde anhand verschiedener Eignungskriterien wie Mindestmächtigkeit der Verfüllsäule von 400 m, Mindestdurchmesser der Leitung von 150 mm und Mindestmächtigkeit der Wassersäule von 200 m im Rahmen der Masterarbeit „Nachhaltiges Energiekonzept für die Neue Zeche Westerholt Geothermische Nutzung der Bergwerkinfrastruktur“ von Lina Klaudat für Schacht 1 mit ca. 165 kW bzw. für Schacht 3 mit ca. 132 kW bewertet. Im Verhältnis zu den benötigten Bedarfen im Projektgebiet der Neuen Zeche Westerholt kann durch das Grubenwasser über ein geschlossenes System nur ein geringfügiger Anteil gedeckt werden, sodass das Potenzial im Weiteren nicht in die Variantenbetrachtung eingeht.

Die Potenzialbetrachtung der Schachtbauwerke als thermische Speicher erfolgt im separaten Kapitel 3.10.2.

3.4 Wärme-Kälte-Kopplung

Der Prozess von Wärmepumpen bzw. Kältemaschinen kann als Wärme-Kälte-Kopplung eingesetzt werden. Das Prinzip ist hier jeweils das Gleiche. Das Temperaturniveau einer Wärmequelle bzw. -senke wird mittels Stromeinsatz auf ein anderes Niveau verschoben. Wird nur eine Seite des Systems genutzt, wird bspw. der Umweltquelle Außenluft eine bestimmte Wärmemenge entzogen und zum Kühlen abgekühlt oder zum Heizen erwärmt. Die jeweils andere Seite „verfällt“, indem die Energie ungenutzt an die Außenluft zurückgegeben wird. Somit lassen sich aus einer kWh Strom ca. 3 kWh Kälte oder 4 kWh

¹¹ Klaudat (2021): Nachhaltiges Energiekonzept für die Neue Zeche Westerholt. Geothermische Nutzung der Bergwerkinfrastruktur

Wärme erzeugen. Nutzt man jedoch beide Seiten gleichzeitig, spricht man von einem gekoppelten Prozess bzw. Energieverschiebung. Die Effizienz der Anlage steigt hierbei deutlich an, da aus 1 kWh Strom gleichzeitig ca. 3 kWh Kälte und 4 kWh Wärme bereitgestellt werden. Hierfür ist jedoch erforderlich, dass Wärme- und Kältebedarf gleichzeitig anfallen oder der gerade nicht benötigte Teil gespeichert werden kann. Gut geeignet für eine gekoppelte Wärme- und Kältebereitstellung sind daher z.B. ganzjährige Grundlasten wie Klimatisierung von Serverräumen oder Trinkwarmwasser.

Um das Potenzial der Wärme-Kälte-Kopplung im Projektgebiet zu bewerten, wurden die Lastgänge für Wärme und Kälte gegenübergestellt. Für die Wärmeseite wurde hierbei der Lastgang aus Szenario B für die Raumwärme und das Trinkwarmwasser berücksichtigt. Für die Kälteseite wurde angenommen, dass ca. 80 % der Kältebedarf durch gezielte Vermarktung an Ansiedler mit relevantem Klimatisierungsbedarf (z.B. Serverräume, klimatisierte Büroflächen, Labore mit moderaten Kälteanforderungen) im südwestlichen Bereich des Projektgebiets angesiedelt werden können (s. Abbildung 15). Weiterhin wurden 50 % des Kältebedarfs zur Raumklimatisierung und in Abhängigkeit der Außentemperatur dargestellt. Die verbleibenden 50 % wurden als Grundlast für nutzerspezifische Anwendungen angesetzt und wie folgt auf die Jahreszeiten verteilt:

- Sommer: 100 % der Leistung
- Übergangszeiten: 60 % der Leistung
- Winter: 40 % der Leistung



Abbildung 15: Verortung potenzielles Kälte-Vorzugsgebiet

Abbildung 16 zeigt nun, dass die Abwärme der Kältebereitstellung ausreichend geeignet wäre, um den sommerlichen Trinkwarmwasserbedarf zu decken. Tatsächlich lässt der Kältelastgang sogar noch etwas Potenzial offen, der den Wärmelastgang übersteigt und aus dem bislang keine Umwandlung von Kälte in Wärme erfolgt. Es wäre also nicht erforderlich 80 % des Kältebedarfs im Vorzugsgebiet zu verorten, um den sommerlichen Wärmebedarf zu decken.

Umgekehrt ist das Abwärmepotenzial der Kältebereitstellung allerdings nicht groß genug, um eine saisonale Verschiebung und dafür notwendige Speicherkosten zu rechtfertigen.

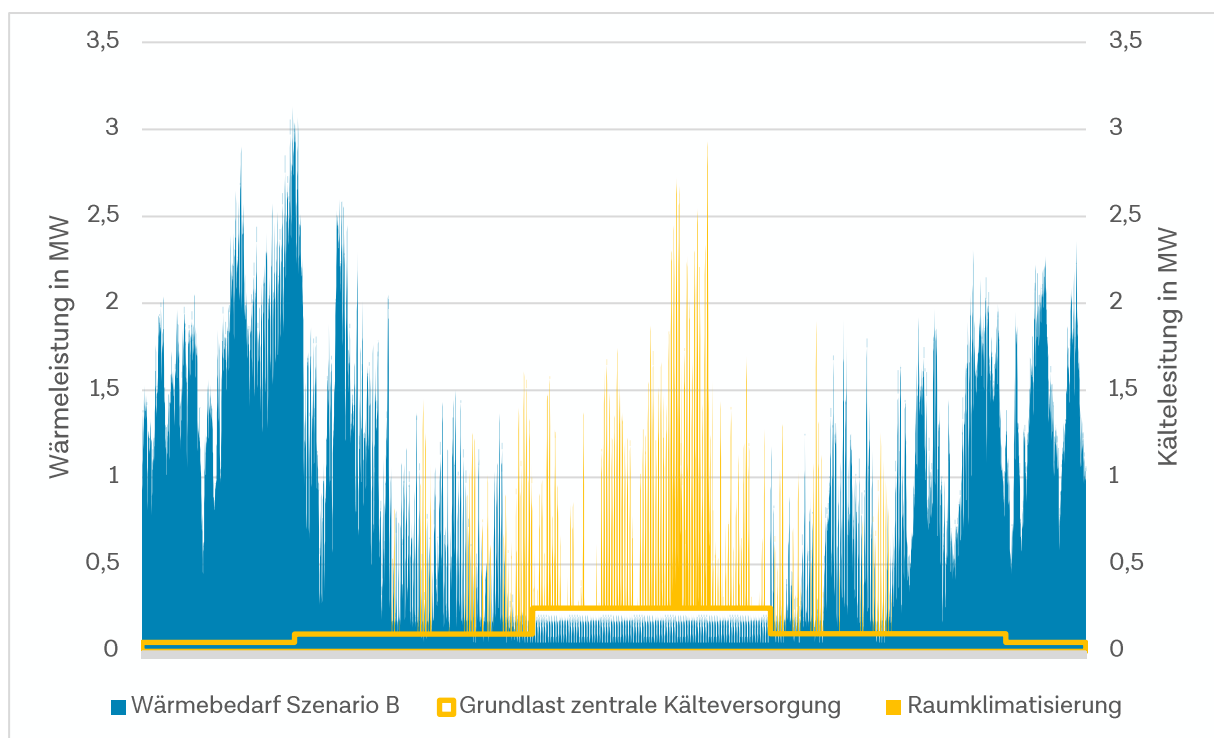


Abbildung 16: Gegenüberstellung Wärme- und Kältelastgang

Alternativ zur direkten Wärme-Kälte-Kopplung können Wärmepumpen bzw. Kältemaschinen aber auch reversibel betrieben werden, indem zeitlich versetzt zwischen den beiden Nutzungsarten Wärme oder Kälte gewechselt wird und ein und dieselbe, ggf. gebäudeeigene dezentrale Anlage im Sommer Klimakälte und im Winter Raumwärme zur Verfügung stellt. Dies reduziert die Investitionskosten für Wärme- und Kältebereitstellung deutlich, setzt aber voraus, dass nicht gleichzeitig Wärme und Kälte benötigt werden.

3.5 Photovoltaik

Das elektrische Potenzial der erneuerbaren Energieerzeugung ergibt sich hauptsächlich durch den Einsatz von Photovoltaik (PV)-Modulen auf Dach- und Fassadenflächen. Auf Flachdächern im Projektgebiet wird auch die Kombination von PV-Anlagen und Dachbegrünung in Betracht gezogen. Die solare Nutzung von Freiflächen wurde bereits beim Projektstart ausgeschlossen, da im Projektgebiet und der direkten Umgebung keine Freiflächen verfügbar sind.

3.5.1 Kombination von Photovoltaikanlagen und extensiver Dachbegrünung

Die Aufstellung von PV-Anlagen auf extensiv begrünten Dachflächen bietet zahlreiche Synergien. Zunächst kann die innerstädtisch knappe Fläche für beide Anwendungen genutzt werden.



Abbildung 17: Kombination von Photovoltaik und Gründach

Darüber hinaus verbessert die Bepflanzung die Rahmenbedingung zur Aufstellung und Nutzung der technischen Anlagen. Die Stromleistung der Module sinkt bei hoher Sonneneinstrahlung mit zunehmender Aufheizung, da sich der elektrische Widerstand in der Anlage erhöht. Der produktabhängige Temperatur-Koeffizient gibt an, wie sich die Leistung mit Änderung der Temperatur verändert und liegt im Bereich von 0,5 %/K. Adiabate Kühlung und Umgebungsverschattung der Begrünung wirken dem im Sommer entgegen, indem die Temperatur der Module nahe der Umgebungslufttemperatur bleibt, die Anlage sich im Sommer nicht aufheizt und so an Effizienz gewinnt. Bei einer vermiedenen Temperaturdifferenz von 8 K kann der Wirkungsgrad hierbei um 4 bis 5 % gesteigert werden. Auf das Jahr bezogen sind Mehrerträge von ca. 2 % je Modul möglich. Umgekehrt entsteht jedoch der Nachteil, dass die Module mit mehr Abstand gestellt werden müssen, damit die Pflanzen ausreichend Licht und Wasser erhalten. Somit ist i.d.R. bei gleicher Dachfläche mit ca. 30 % weniger Ertrag zu rechnen.

Die Module werden hierfür typischerweise in der sogenannten Aufstellungsvariante „Schmetterling“ (s. Abbildung 17 und Abbildung 18) installiert.

Wird der Rahmen zur Aufstellung der Solarmodule unter der Begrünung angebracht, dient das Gewicht der Pflanzen und ihres Nährstoffsubstrats als statische Auflast. Hiermit wird eine flächige Lastverteilung erreicht, die im Gegensatz zur Verankerung mit Betonteilen hohe Punktlasten sowie die Durchdringung der Dachhaut vermeidet. Weiterhin lässt sich das Substrat durch Aufblasen mit vergleichsweise geringem Aufwand auf das Dach transportieren.¹²

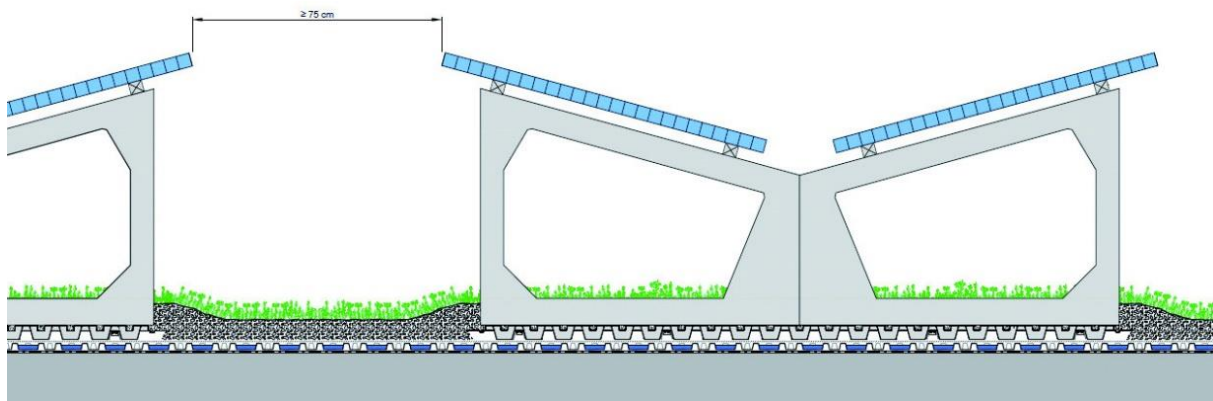


Abbildung 18: Aufstellungsvariante "Schmetterling"

3.5.2 Dachflächenpotenzial Photovoltaik

Das PV-Potenzial der Dachflächen wurde unter der Annahme von verschiedenen Dacharten und Ausrichtungen berechnet. Wie aus Abbildung 19 ersichtlich, sind der Großteil der Gebäude mit einem Azimut von ca. 30° zum geographischen Süden ausgerichtet. Darunter befinden sich Flachdächer und Satteldächer mit Ost-West- sowie Nord-Süd Ausrichtung. Für alle Dacharten wird eine Modulneigung von 30° zur planen Ebene angenommen. Dadurch ergibt sich ein spezifischer Ertrag von etwa 940 kWh/kWp im Projektgebiet.

¹² Fassadenbegrünungssymposium 2014 der Fachvereinigung Bauwerksbegrünung e.V. www.fbb.de

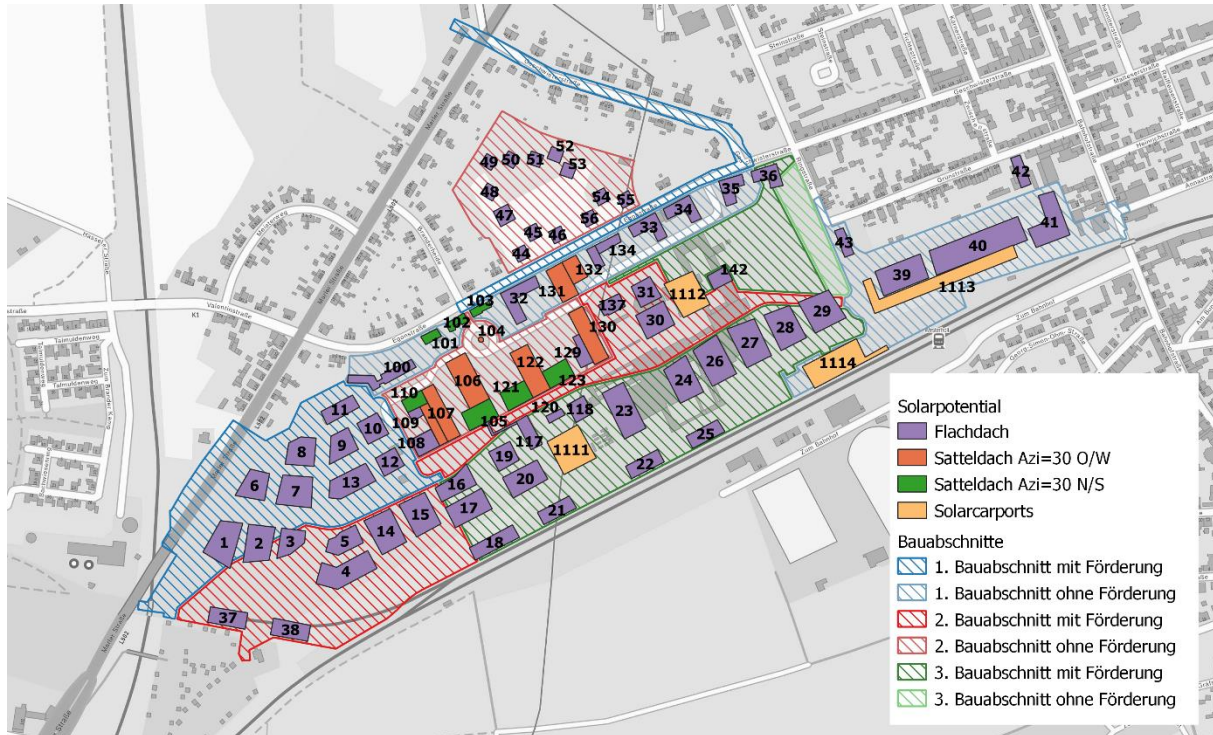


Abbildung 19: Kategorisierung für PV-Anlagen in den verschiedenen Bauabschnitten

Die Gesamtheit der Neubauten und Teile der bestehenden oder denkmalgeschützten Gebäude fallen unter die Kategorie der Flachdächer. Das Potenzial von Flachdächern wird unter der Berücksichtigung von erhöhten Modulabständen durch Dachbegrünung und einer Schmetterlingsausführung mit Ost-West Ausrichtung bestimmt. Hier ergibt sich eine nutzbare Fläche von ca. 46.800 m².

Weitere Bestandsgebäude und denkmalgeschützte Gebäude werden den Satteldächern zugeordnet. Bei Gebäuden mit Nord-Süd Ausrichtung wird lediglich die Dachfläche nach Süden berücksichtigt. Es ergibt sich eine weitere nutzbare Fläche von ca. 12.700 m².

Das sich dadurch ergebende Potenzial wird abschließend in Tabelle 1 dargestellt.

3.5.3 Überdachungspotenzial von Parkplätzen

Im Projektgebiet befinden sich in den drei Bauabschnitten vier geplante, öffentliche Parkplatzanlagen mit jeweils einer Stellplatzanzahl zwischen 70 und 125. Da jede Parkplatzanlage eine Anzahl von 35 Stellplätzen überschreitet, müssen nach § 8 der Landesbauordnung in NRW PV-Anlagen für geeignete Stellplatzflächen installiert werden.¹³

¹³ https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_text_anzeigen?v_id=74820170630142752068

Die Solarcarports können über verschiedene Varianten der Parkreihenüberdachung, wie in Abbildung 20 dargestellt, oder eine Gesamtüberdachung realisiert werden. Eine Integration von Ladesäulen in die Solarcarportstruktur ermöglicht eine direkte Nutzung des erzeugten Stroms und optimiert die Flächennutzung.

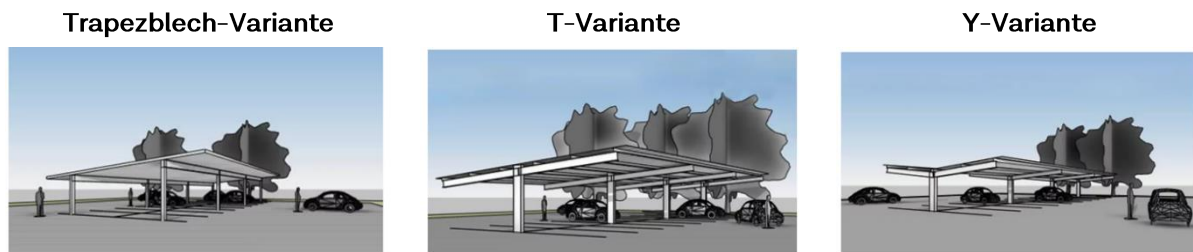


Abbildung 20: Solarcarportvarianten für die Parkreihenüberdachung¹⁴

Die Trapezblech- und T-Variante können mit idealer Ausrichtung der PV-Anlage konstruiert werden. Die Y-Variante bietet die Möglichkeit einer Ost-West Ausrichtung und eines zentralen Entwässerungssystems. Bei einer Gesamtüberdachung wird das maximale Flächenpotenzial für die PV-Beleuchtung genutzt. Zudem werden die Verkehrswege im Winter von Schnee und Eis freigehalten. Durch den Einsatz von Glas-Glas-Modulen lässt sich durch die erhöhte Lichtdurchlässigkeit zusätzliche Tagesbeleuchtung einsparen. Ausschließlich bei der Trapezblecheindeckung kann durch den geringeren Lichteinfall am Tag ein zusätzliches Beleuchtungskonzept notwendig sein. Bei der Berechnung des Solarcarportpotenzials wurde von einer Parkreihenüberdachung exklusive der Verkehrswege mit einem Flächennutzungsfaktor von 50 % ausgegangen.

Die sich daraus ergebenden Erzeugungspotenziale sind ebenfalls in Tabelle 1 dargestellt.

3.5.4 Fassadenpotenzial

Das Fassadenpotenzial wurde über die südlich, westlich und östlich ausgerichteten Fassadenflächen der in Abbildung 21 dargestellten Gebäude abgeschätzt. Dabei wurde für den Großteil der Gebäude angenommen, dass 50 % der Fassadenfläche von Türen oder Fenster eingenommen werden.

¹⁴ <https://www.hoermann-info.de/photovoltaik/parkplatzueberdachung>

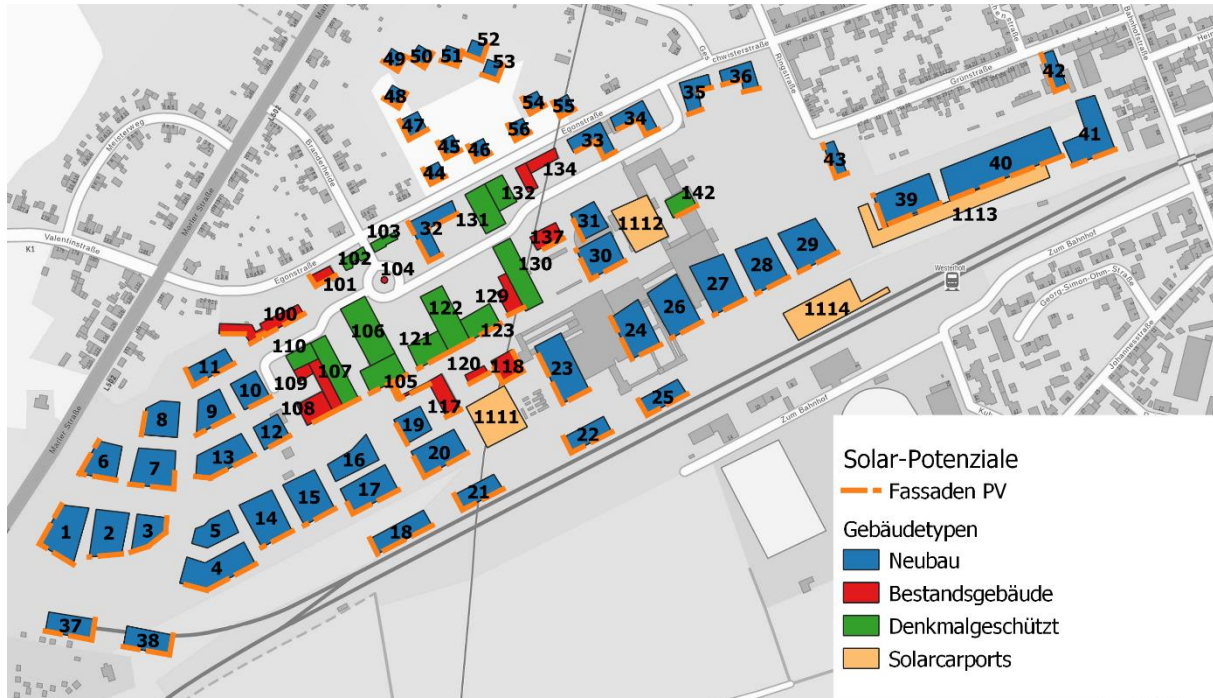


Abbildung 21: Fassadenpotenzial ausgewählter Gebäude

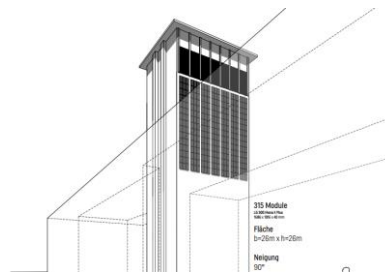
Eine genauere Betrachtung wurde bei den drei in Abbildung 22 dargestellten möglichen Landmarken vollzogen. Im Fall des Schacht 1 wurde angenommen, dass auf allen Gebäudeseiten außer der Nordfassade eine PV-Belegung von 70 % erreicht werden kann. Der Schacht 3 wird aus bautechnischen Gründen lediglich zu 40 % auf der Südfassade mit PV-Modulen versehen. Beim Mannschaftsgang wird eine fast komplette Belegung auf der Süd- und Westseite vorgesehen.

Schacht 1 (Nr. 118)



(Luftbildaufnahme)

Schacht 3 (Nr.142)



(Halfmann Architekten)

Mannschaftsgang (Nr. 116)



(Luftbildaufnahme)

Abbildung 22: Landmarken auf dem Projektgebiet

Die sich ergebenden Photovoltaik-Potenziale auf Dächern, Fassaden und Solarcarports werden zusammengefasst in Tabelle 1 dargestellt. In der Summe wurden sämtliche Potenzialflächen berücksichtigt. Ergänzend wurde aber auch eine Summe ohne die unter Denkmalschutz stehenden Gebäude sowie ohne die Hälfte des in Abbildung 21 rot markierten Gebäudebestands unter der Annahme, dass dieser aus statischen Gründen nicht genutzt werden können, gebildet. Das Fassadenpotenzial der Landmarken wurde in beiden Summen mitberücksichtigt.

Tabelle 7: Jährliches Photovoltaikpotenzial im Projektgebiet

	Installierbare Leistung	Jährliche Ertragsprognose	Bemerkung
Aufdach			
• Neubau	Ca. 3.820 kWp	Ca. 3.590 MWh	
• Bestand	Ca. 960 kWp	Ca. 900 MWh	Statikprüfung erforderlich
• Denkmalgeschützt	Ca. 1.050 kWp	Ca. 990 MWh	Statik- und Denkmalschutzprüfung erforderlich
Fassaden			
• Neubau	Ca. 1.030 kWp	Ca. 970 MWh	
• Bestand	Ca. 105 kWp	Ca. 100 MWh	Statikprüfung erforderlich
• Denkmalgeschützt	Ca. 110 kWp	Ca. 110 MWh	Statik- und Denkmalschutzprüfung erforderlich
• Landmarken	Ca. 360 kWp	Ca. 340 MWh	
Solarcarports	Ca. 1.070 kWp	Ca. 1.000 MWh	
Summe	Ca. 8.500 kWp	Ca. 8.000 MWh	
Summe mit 50 % Bestand und ohne Denkmalschutz	Ca. 6.800 kWp	Ca. 6.400 MWh	

3.6 Solarthermie

Die Solarthermie ermöglicht die Erzeugung von Wärme auf einem Temperaturniveau von ca. 60 °C und mehr für die Wärmeversorgung oder auch industrielle Prozesse. Zum Einsatz kommen nicht-konzentrierende Flach- oder Vakuumröhrenkollektoren sowie konzentrierende Solarkollektoren (CSP). Während konzentrierende Systeme auf eine direkte Sonneneinstrahlung angewiesen sind, können die nicht-konzentrierende Systeme auch die diffuse Strahlung an bewölkten Tagen zur Wärmeerzeugung nutzen. Da CSP-Systeme für eine wirtschaftliche Nutzung der Sonne nachgeführt werden müssen und entsprechend viel Platz bzw. Freiflächen benötigen, werden sie in diesem Projekt nicht weiter betrachtet.

3.6.1 Flachkollektoren

Ein Flachkollektor bezieht seine Wärme aus einer Absorberfläche, die in einem wärmeisolierten Kollektorgehäuse mit Glasabdeckung eingebaut ist. Die Antireflexbeschichtung auf dem Absorber ermöglicht ein hohes Absorptionsvermögen und einen geringen Emissionsgrad der Sonneneinstrahlung. Die absorbierte Wärme wird über einen mit dem Absorber verbundenen Solarkreislauf mit einer Wärmeträgerflüssigkeit dem Heizsystem zugeführt. Die Wärmeträgerflüssigkeit ist ein Gemisch aus Wasser und Frostschutzmitteln, die das Gefrieren und daraus entstehende Schäden in kalten Wintermonaten verhindern. Mittels eines Wärmetauschers wird die Wärme entweder direkt dem Heizkreislauf oder einem Speicher zugeführt. Aufgrund von Konvektions-/ Wärmestrahlungs- und Wärmeleitungsverlusten und der ohnehin niedrigeren Bestrahlungsstärke im Winter ist ein ganzjähriger Betrieb auf hohen Temperaturniveaus nicht möglich. Die einfache und störungsarme Technik zeichnet sich jedoch im Vergleich zu Vakuum-Röhrenkollektoren mit geringeren Investitionskosten aus.

3.6.2 Vakuum-Röhrenkollektoren

Unter dem Sammelbegriff Vakuumröhrenkollektor werden verschiedenste Bauarten gefasst, die sich vor allem in der Konzeption der Wärmeübertragung unterscheiden. Als gemeinsames Merkmal wiesen sie vakuumierte röhrenförmige Gläser auf, die als Isolierung für den innenliegenden Absorber und der Außenluft dienen. Im Gegensatz zum Flachkollektor treten dadurch lediglich Wärmestrahlungsverluste auf. Eine Herausforderung stellt jedoch die verlustarme Übertragung der erzeugten Wärme zum Verbraucher dar. Das Wärmeüberträgermedium kann entweder über ein U-förmig verlaufendes Absorberrohr direkt durch den Kollektor geleitet werden oder strömt außerhalb des Kollektors an einer Heatpipe entlang. Die Heatpipe ist ein geschlossenes System, in dem ein Wärmeträgermedium verdampft und nach oben in Richtung des Kondensators treibt. Dort findet über einen Kondensationsprozess die Wärmeübertragung auf den Solarkreislauf statt und das Kondensat fließt zum Heatpipeboden zurück.¹⁵

¹⁵ Schabbach, Thomas (2021): Solarthermie S.39

Ist rückseitig der Vakuum-Röhrenkollektoren ein reflektierender Parabolspiegel installiert, wird der Verbund als Compound Parabolic Concentrator (CPC) Kollektor bezeichnet. Transmittierte oder an den Rohren vorbeilaufende Strahlung wird somit auf die Rückseite des Absorbers reflektiert und erhöht somit den Wirkungsgrad. Durch die Abstände zwischen den Glasröhren fällt die effektive Absorberfläche trotzdem noch geringer aus als bei Flachkollektoren bezogen auf die Gesamtfläche der Module.¹⁶

Vakuum-Röhrenkollektoren haben die Eigenschaft auch noch in Wintermonaten bei hohen Temperaturdifferenzen eine hohe Effizienz zu erreichen, da durch die hohe Isolierfähigkeit ein großer Anteil der erzeugten Wärme nutzbar ist. Stark gemindert wird der Ertrag durch schneebedeckte Flächen, da das Abschmelzen der Kollektoren durch die geringen Wärmeverluste wesentlich länger dauert. Ein erhöhter Neigungswinkel bis hin zur senkrechten Anbringung der Module an Fassaden ermöglicht ein schnelleres Abfallen und erhöht die solare Nutzung der tiefstehenden Sonne in den Wintermonaten.¹⁷

3.6.3 Solarthermiepotezial im Projektgebiet

Das Solarpotenzial der Dachflächen im Projektgebiet kann unter Berücksichtigung der Dachart (Schräg- und Flachdach), Dachausrichtung, Verschattungssituation und Platzangebot auf den Dächern GIS-basiert bestimmt werden. Im Gegensatz zur Photovoltaik ist hier zu beachten, dass die Nutzung von Satteldachflächen mit Ost-West-Ausrichtung keine ausreichend hohe Bestrahlungsstärke zur Umwandlung in ein nutzbares Temperaturniveau erreichen. Dadurch ergeben sich im Projektgebiet für Solarthermie ca. 60.100 m² große potenziell nutzbare Dachflächen. Wird das Flächenpotenzial komplett ausgeschöpft, ergibt sich eine Bruttokollektorflächen von ca. 21.400 m². Durch die Installation von Flachkollektoren ist ein Jahreswärmeertrag von ca. 7.500 MWh auf einem Temperaturniveau von ca. 60 °C möglich.

Zum Erreichen dieses Potenzials müssen die Dächer der Bestandsgebäude statisch geprüft werden. Die durchschnittliche Flächenlast befüllter solarthermischer Aufdachanlagen kann zwischen 30 und 50 kg/m² liegen. Windlasten sind dabei noch nicht berücksichtigt. Bei Neubauten sind direkt entsprechende Reserverlasten einzuplanen. Zusätzlich zu den statischen Restriktionen muss für die Bestandsgebäude der Denkmalschutz berücksichtigt werden. Das solarthermische Potenzial verteilt sich wie folgt auf die Gebäudearten im Projektgebiet:

- Neubau: ca. 6.070 MWh p.a.
- Bestand (nicht denkmalgeschützt): ca. 600 MWh p.a.
- Denkmalgeschützter Bestand: ca. 800 MWh p.a.

¹⁶ Kaltschmitt et al. (2020): Erneuerbare Energien S. 257-258

¹⁷ Zubriski; Dick (2012): Measurement of the efficiency of evacuated tube solar collectors under various operating conditions

Das Solarthermiepotezial hat zumindest in Bezug auf die Raumheizung stets den Nachteil, dass sich der Ertragslastgang übers Jahr gesehen gegenläufig zum Bedarfslastgang verhält. Somit ist die Solarthermie i.d.R. nicht alleine in der Lage den kompletten Wärmebedarf übers Jahr zu decken, sondern muss durch weitere Erzeuger ergänzt werden.

Grundsätzlich ist eine solare Nutzung aller in Frage kommenden Dachflächen zu empfehlen. Da Photovoltaik und Solarthermie stets in direkter Flächenkonkurrenz stehen, wird für das Projektgebiet i.d.R. der Fokus auf der Photovoltaik liegen, da insbesondere die gewerblichen Nutzer hohe Strombedarfe verursachen, während insbesondere die sommerlichen (Trinkwarmwasser-)Bedarfe und somit effizient durch die Solarthermie zu decken sind eher gering ausfallen.

3.7 Exkurs: Wertschöpfung durch Wasserstoff

Die Entwicklungsgesellschaft Neue Zeche Westerholt möchte das verfügbare Gelände dazu nutzen, die Region bei der Entwicklung von zukunftsfähiger Wertschöpfung zu unterstützen. Auf den vorhandenen Gewerbeflächen sollen idealerweise Unternehmen mit dem Fokus auf nachhaltige Technologien und Geschäftsmodellen angesiedelt werden.

Vor dem Hintergrund eines klimaneutralen Betriebs des Industriegeländes stellt sich zudem die Frage, welche Rolle Wasserstofffahrzeuge spielen können.

In einem Workshop wurde den Teilnehmenden der EG NZW sowie der Klimaschutzstellen Herten und Gelsenkirchen von der umlaut energy GmbH Inhalte vermittelt, welche Anregungen für Nutzungsvarianten der Gewerbeflächen im Hinblick auf die Förderung und Ansiedelung nachhaltiger Industrien, insbesondere im Bereich der Wasserstofftechnologien, geben.

Zudem wurden Grundlagen vermittelt, welche zur Einschätzung der Rolle von Wasserstoff zur Abdeckung von Mobilitätsbedarfen dienen. Es wurde weiter ein Überblick der Betankungstechnologien und den für eine Tankstelle wichtigen wirtschaftlichen Faktoren gezeigt.

3.7.1 Möglichkeiten zum Aufbau von Wertschöpfung

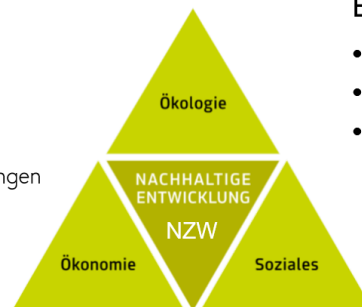
Die Möglichkeiten zum Aufbau von Wertschöpfung durch Wasserstoff unterscheiden sich größtenteils nicht von den Möglichkeiten anderer neuer Technologien und sind in Abbildung 23 dargestellt. Die Ansiedelung von Start-Ups oder etablierte Firmen könnte durch die gezielte Unterstützung von unternehmerischen Aktivitäten gefördert werden. Neben günstigen Büro- & Produktionsflächen ist für Technologieunternehmen im H₂-Bereich der Zugang zu passenden Laboren oder Testständen hilfreich. Diese sollten eine belastbare Infrastruktur zur Versorgung mit Strom und ggf. Wasserstoff aufweisen. Die Entwicklung von Innovationen profitiert von einem intensiven Austausch der Unternehmen mit Forschungseinrichtungen. Hierzu ist die Ansiedelung von wissenschaftlichen Einrichtungen hilfreich. Neben der Wertschöpfung durch die Produktion von Wasserstofftechnologien könnte auch ein Mehrwert durch die Produktion von Wasserstoff selbst geschaffen werden.

Start-Ups

- Accelerator–Service für Gründer
- Labore, Makerspace
- Büros, Co–Working
- Kooperation mit wissenschaftl. Einrichtungen zur Ansiedelung von Spin–Offs

Unternehmen

- Produktionsflächen für GreenTech
- Teststände



Energieversorgung

- Energieerzeugung Strom
- Wasserstofferzeugung
- Wärmeerzeugung Quartiersprojekt (Abwärme Elektrolyse)

Forschung & Bildung

- Wissenschaftliche Einrichtungen
- Lehre und Ausbildung
- Ideenfabrik
- Veranstaltungen Greentech
- Ausstellungsfläche

Abbildung 23: Möglichkeiten zum Aufbau von Wertschöpfung mit Wasserstoff

3.7.2 Akteure in der Region

Die Neue Zeche Westerholt ist umgeben von Akteuren der Wasserstoffwirtschaft, sowohl öffentliche Institutionen der Wirtschaftsförderung, als auch potenzielle Wasserstoffabnehmer in der Industrie und Mobilität. Abbildung 24 zeigt eine Übersicht der Akteure in der Region.

In Herten besteht seit 2009 das Wasserstoffkompetenzzentrum H2Herten. Auf dem Industrieareal der ehemaligen Zeche Ewald finden sich derzeit 17 Unternehmen und Institutionen, die sich für erneuerbare Energien, insbesondere für das Technologiefeld der Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie stark machen. Das Kompetenzzentrum bietet Bauflächen sowie, Büro- & Werkstattflächen in bestehenden Gebäuden. Eine durch Windstrom betriebene Elektrolyse produziert Wasserstoff für Unternehmen und eine H₂-Tankstelle. Darüber hinaus bietet das Kompetenzzentrum Unterstützung bei der Gründung von Unternehmen, der Förderung von Projekten und Matchmaking mit wissenschaftlichen Akteuren an. Die Stadt Herten möchte sich zu einem der Zentren für Wasserstofftechnologie des Ruhrgebiets entwickeln¹⁸.

In Gelsenkirchen hat sich die Initiative H2GE gegründet, mit dem Ziel die Infrastrukturvorteile des Standorts und die langjährige Wasserstoff-Kompetenz der lokalen Akteure nutzen. In der Initiative sind drei Projekte eingebunden. Das Hydrogen Industrial Research and Training Center (H2iRTC) bietet Infrastruktur für die Demonstration von Wasserstoffanwendungen im industriellen Maßstab und die Ausbildung von Fachkräften. Im H2Solution Lab der Westfälische Hochschule sollen Unternehmen bei der Umstellung auf die Wertschöpfung durch Wasserstoff unterstützt werden. Es stehen unter anderem Teststände für die Validierung von Wasserstoffsystemkomponenten zur Verfügung. Im

¹⁸ <https://metropole.ruhr/ruhrwasserstoff>

Projekt Klimahafen Gelsenkirchen wollen 17 lokale Unternehmen eine Blaupause für einen klimaneutralen Logistikstandort entwickeln. Dabei steht vor allem die Dekarbonisierung von Wärmebedarfen, insbesondere Prozesswärme, in großem Maßstab im Vordergrund. Hierzu wird eine Verlängerung der neu geplanten GETH2 Pipeline aus Lingen diskutiert. Aber auch der Bau einer lokalen Elektrolyse und eine trimodale Tankstelle stehen im Raum¹⁹.

Der lokale ÖPNV-Betreiber des Kreises Recklinghausen hat vor kurzem einen Förderbescheid für die Anschaffung von zehn Brennstoffzellenbussen erhalten²⁰. Zur Versorgung der Busse soll auf dem Betriebshof in Herten eine Wasserstofftankstelle aufgebaut werden. Es ist zu erwarten, dass in der Region in den nächsten zehn Jahren bis zu 60 Busse auf Wasserstoff umgestellt werden.

Air Liquide betreibt bereits heute eine Wasserstoffpipeline, welche von Marl nach Castrop-Rauxel über das Zechengelände verläuft. Diese Pipeline wird derzeit für die Versorgung der Wasserstoffbedarfe in der Industrie genutzt. Zusätzlich zur bestehenden Pipeline soll über das Projekt GETH2 der Chemiapark in Marl und die Raffinerie in Gelsenkirchen bis 2024 mit einer überregionalen Wasserstoffpipeline an das EU-Hydrogen Backbone angeschlossen werden. Damit wird die Region Herten und Gelsenkirchen voraussichtlich als einer der Ersten in Deutschland an eine Pipelineinfrastruktur angebunden sein.



Abbildung 24: H2-Akteure in der Umgebung der NZW

¹⁹ <https://cleanenergypartnership.de/h2ge-wasserstoffstandort-gelsenkirchen-stellt-pilotprojekte-vor>

²⁰ <https://bottroper-zeitung.de/die-vestische-gibt-wasserstoff/>

3.7.3 Einordnung Neue Zeche Westerholt

In der vorher durchgeführten Analyse der regionalen Akteure wird ersichtlich, dass bereits zahlreiche Anknüpfungspunkte für Start-Ups, aber auch für etablierte Unternehmen in der Region bestehen. Diese bieten Gründungsberatung, Matchmaking und Vernetzung, Büros, Entwicklungsflächen sowie Testinfrastrukturen.

Ein Ansatzpunkt für die Bestimmung einer passenden Nische ist die Analyse, wie die NZW die Stadt Herten dabei unterstützen kann zu „einem der Zentren der Wasserstofftechnologien des Ruhrgebietes“ zu werden. Zum Beispiel könnte die NZW-Entwicklungsflächen für den Ausbau der Wasserstoffaktivitäten in der Stadt bieten.

Der Schlüssel für eine erfolgreiche Nutzung der Neuen Zeche Westerholt für Wasserstoffaktivitäten und eine damit verbundene Wertschöpfung liegt in der Integration bzw. die Ergänzung vorhandener Angebote in der Region. Hierbei gilt es die Zeche in der Wasserstofflandschaft des Ruhrgebietes zu verorten. Die Koordinierungsstelle Hydrogen Metropole Ruhr (HyMR) kümmert sich um die Sichtbarmachung der einzelnen Aktivitäten und unterstützt koordinierend den Markthochlauf der Wasserstoffwirtschaft²¹. Vor der Umsetzung von Vorhaben an der NZW wird daher ein Austausch mit der HyMR empfohlen.

3.7.4 Wasserstoffmobilität

Der Verkehrssektor ist mit 20 % für ein Fünftel der Treibhausgasemissionen in Deutschland verantwortlich. Diese wurden in den letzten knapp 30 Jahren lediglich um weniger als 1 % verringert. Um das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2045 zu erreichen, müssen diese Emissionen auf null gesenkt werden.

Für eine emissionsfreie Mobilität kommen batterieelektrische Fahrzeuge und mit Brennstoffzellen betriebene Fahrzeuge in Frage. Beide Technologien haben ihre Stärken und Schwächen wie Abbildung 25 zeigt und werden demnach voraussichtlich auch beide parallel benötigt.

Wasserstoff kann sowohl in PKW, leichten Nutzfahrzeugen (LNF), schweren Nutzfahrzeugen (SNF), Bussen und Sonderfahrzeugen eingesetzt werden. Nach aktueller Studienlage werden signifikante Marktanteile bei SNF und Bussen erwartet. Im Bereich der Nutzfahrzeuge können Brennstoffzellenfahrzeuge eher die hohen Anforderungen an Reichweite und schnelle Betankung erfüllen und damit eine hohe Verfügbarkeit erreichen.

²¹ <https://hydrogen.ruhr>



Abbildung 25: Qualitativer Vergleich batterieelektrischer LKW vs. Brennstoffzellen-LKW

Neben den Fahrzeugen bedarf es für den Einsatz von Wasserstoff in der Mobilität auch einer Tankstelleninfrastruktur. Wasserstoff wird in der Regel in einem Trailer angeliefert. Bei hoher Auslastung kann sich auch eine onsite-Elektrolyse oder eine Pipelineverbindung lohnen. Daneben werden die Komponenten Speicher, Kompressor, Kühleinheit und Dispenser für eine Tankstelle benötigt. Zusammen mit den Grundstücks- und Baukosten bestimmen diese Komponenten die Investitionskosten. Stromkosten für Kompression und Kühlung, Wartung und Instandhaltung komplettieren die Betriebskosten einer Tankstelle.

Im Betrieb einer Wasserstofftankstelle gibt es zwei relevante Einkommensströme. Den einen bildet der Verkauf des Wasserstoffs an sich und den anderen der Handel mit THG-Quoten, welche aus dem Inverkehrbringen von nachhaltigen Kraftstoffen gutgeschrieben werden. Der Verkauf von THG-Quoten macht derzeit einen signifikanten Anteil des Umsatzes aus und leistet einen großen Beitrag zur Wirtschaftlichkeit. Für die ökonomische Bewertung sollte von Fall zu Fall eine Machbarkeitsstudie durchgeführt werden.

Wasserstoff hat die Möglichkeit einen entscheidenden Beitrag zur Dekarbonisierung des Verkehrssektors beizutragen. Nichtsdestotrotz wird darauf hingewiesen, dass sich die Technologie aktuell in der Markthochlaufphase befindet. Dies hat auch die Bundesregierung erkannt und bietet großzügige Investitionsförderungen für die Fahrzeuge und der dazugehörigen Infrastruktur an.

3.7.5 Ideensammlung

Mit den anwesenden Teilnehmern wurden Ideen bezüglich der Nutzung der Neuen Zeche Westerholt zur Generierung von Wertschöpfung durch Wasserstoff gesammelt (s. Abbildung 26).

Die Neue Zeche Westerholt bietet laut Ansicht der Teilnehmenden:

- Wärmesenken für Abwärme
- Industrieflächen zur Ansiedelung und Expansion von Unternehmen
- Bestehende hohe Gebäude / Hallen
- Erzeugung von EE-Strom durch Solaranlagen innerhalb der NZW (auch mit vertikalen Flächen)
- Nutzung angrenzender Flächen zur Stromerzeugung
- Nähe zu einer bestehenden sowie einer neuen Wasserstoffpipeline
- Know-How der beiden Städte (Herten, Gelsenkirchen)

In der Diskussion wurden die folgenden Optionen zur Nutzung der NZW erwähnt:

- Ansiedelung von Einrichtungen zur Ausbildung bzw. der beruflichen Fortbildung im Bereich Wasserstoff. (Kooperation mit Westfälischen Hochschule Gelsenkirchen und der IHK)
- Forschung an Großmaschinen
- Wasserstoffproduktion durch Elektrolyse unter Nutzung der Abwärme

Was sollte als nächstes passieren:

- Partner ansprechen, welche Elektrolyseure betreiben könnten
- Bedarfe in der Region analysieren
- Zulieferbetriebe in der Region ansiedeln
- Anbindung an Infrastruktur mit grünem Wasserstoff aus Windenergie aufbauen

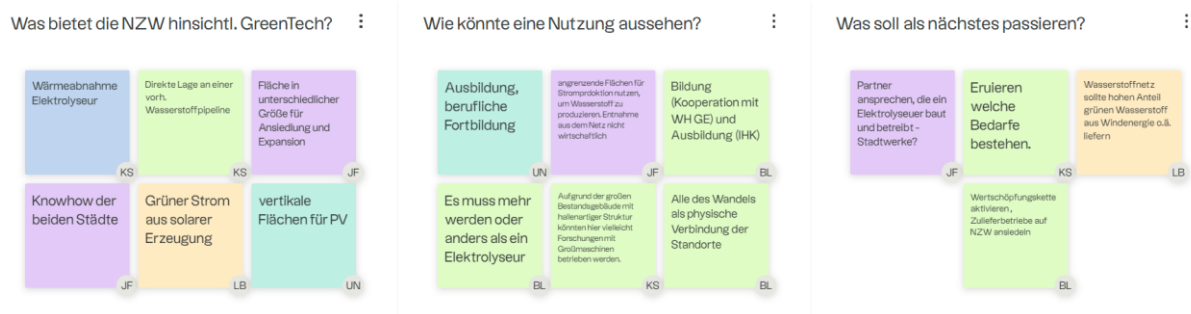


Abbildung 26: Ergebnisse der Ideensammlung

3.7.6 Diskussionsergebnisse

Der Bedarf einer weiteren Wasserstofftankstelle in der Region wird in Frage gestellt. Zudem soll in der Nähe der Zeche ein hohes Verkehrsaufkommen zu Lasten der Anwohner vermieden werden. Die NZW soll dementsprechend kein Logistikstandort werden.

Sollte ein Elektrolyseur im Quartier errichtet werden, könnte die Abwärme für eine zentrale Wärmeversorgung genutzt werden. Darüber hinaus könnten langfristig Brennstoffzellen-Heizungen zur Abdeckung von Lastspitzen genutzt werden.

Der Vorschlag von Umlaut eine großskalige Wasserstoffherzeugung unter Nutzung der Abwärme aufzubauen, wird grundsätzlich positiv aufgenommen. Abbildung 27 zeigt ein Grobkonzept zur Wasserstoffherzeugung in der NZW. Der erzeugte Wasserstoff könnte über die Wasserstoffpipeline abtransportiert und in der naheliegenden Industrie genutzt werden. In Zukunft könnte Wasserstoff zu Spitzenzeiten zur Wärme- & Stromerzeugung verwendet werden. Der Vorteil in der Erzeugung von Wasserstoff in einem Wohn- & Gewerbegebiet gegenüber der Erzeugung an einem Industriestandort liegt in der zusätzlichen Nutzung der Abwärme auf niedrigem Temperaturniveau. Mit dem Aufbau einer Wasserstoffherzeugung könnte der Standort auch zur Aus- & Fortbildung an den genutzten Technologien dienen.

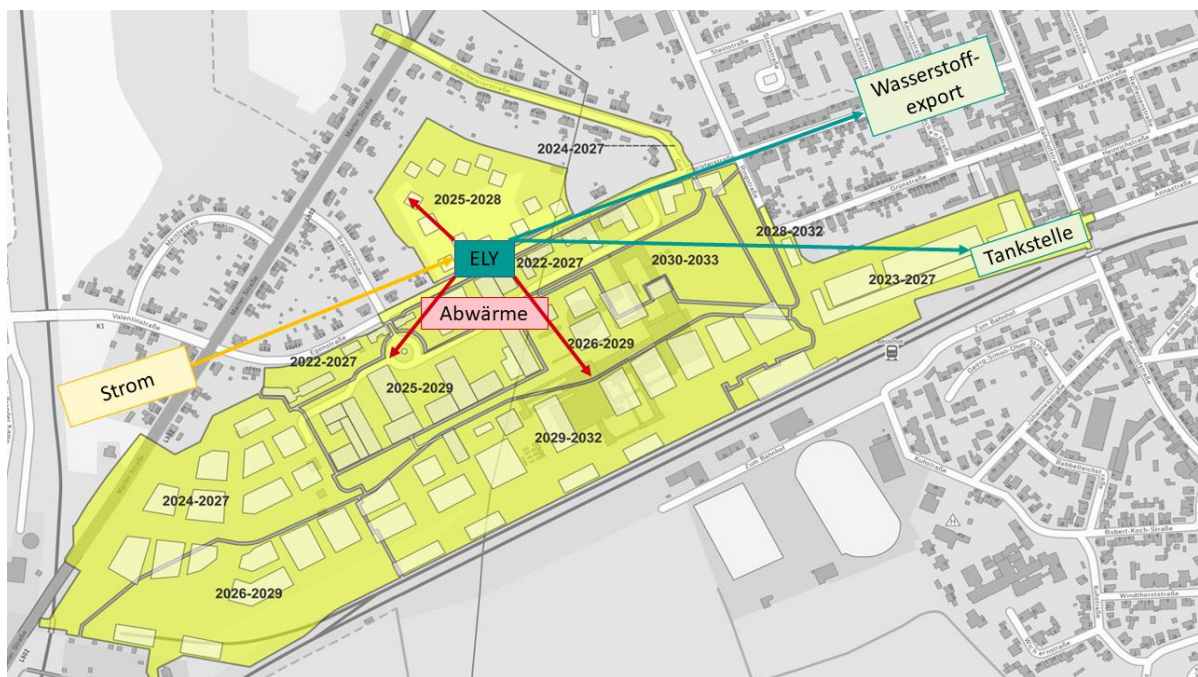


Abbildung 27: Konzept einer Wasserstoffherzeugung unter Abwärmenutzung

Da die Energieerzeugung auf der Fläche der NZW nicht ausreicht, um einen großskaligen Elektrolyseur zu betreiben, müsste dieser mit Strom aus dem Netz versorgt werden. Ein Teilnehmer äußert Bedenken bezüglich der Wirtschaftlichkeit der Wasserstoffherzeugung unter Bezug von Netzstrom. Dennoch soll das Konzept der Abwärmenutzung aus der Wasserstoffproduktion weitergedacht und untersucht werden.

Zum Abschluss wird nochmal hervorgehoben, dass die NZW durch ihre vielfältigen Entwicklungsmöglichkeiten und konzentrierten Bedarfe eine einzigartige „Perle“ darstellt. Innovative Energie- & Versorgungsunternehmen suchen entsprechende „Spielfelder“ für die Etablierung von integrierten Versorgungskonzepten.

3.8 Spitzenlastbereitstellung

Um das Erzeugersystem kostenoptimal zu kombinieren, werden i.d.R. investitionsintensive Komponenten wie Wärmepumpen nicht auf die benötigte Spitzenlast, sondern nur ca. 60 % ausgelegt. Sie sind somit gut geeignet die Grund- und Mittellast in einer Größenordnung von ca. 90 % der jährlichen Energiemenge zu decken. Ergänzend werden dann Spitzenlasterzeuger errichtet, die die in nur wenigen Stunden des Jahres anfallenden höchsten Lasten decken, und die nur geringe Investitionskosten aufweisen, aber ggf. höhere verbrauchsabhängige oder auch schlechtere Nachhaltigkeitskriterien aufweisen. Diese fallen entsprechend aber weniger ins Gewicht, da nur eine geringe jährliche Energiemenge von weniger als 10 % darüber erfolgen. Hierfür kommen verschiedene Spitzenlastoptionen in Frage, die im Folgenden kurz vorgestellt werden sollen.

Fossile Erdgaskessel können auch in größtenteils nachhaltigen Energieversorgungskonzepten für eine kostengünstige Spitzenlastbereitstellung eingesetzt, solange ihr Anteil an der Jahresarbeit vergleichsweise gering bleibt. Ihr Vorteil liegt in den geringen Investitionskosten und lag lange Zeit in den vergleichsweise geringen Erdgaspreisen. Ihr Nachteil liegt im fossilen Brennstoff bzw. sich den daraus ergebenden CO₂-Emissionen. Da im Projektgebiet der Neuen Zeche Westerholt kein Erdgasnetz für den Brennstoffbezug vorhanden ist, wird diese Möglichkeit nicht weiter berücksichtigt.

Biomethankessel stellen die ebenfalls investitionskostengünstige, aber nachhaltigere Alternative zu Erdgaskesseln dar. Hierbei kann das Biomethan entweder direkt aus einer benachbarten Biogasanlage (inkl. Aufbereitung) oder bilanziell über das Erdgasnetz bezogen werden. Der Biomethanpreis liegt i.d.R. höher als der für Erdgas. Auf Grund der geringen Jahresmenge kann die Art der Bereitstellung aber trotzdem zu vergleichsweise geringen Wärmegestehungskosten bei gleichzeitig geringen CO₂-Emissionen führen. Der im Projektgebiet der Neuen Zeche Westerholt weder ein Erdgasnetz für bilanziellen Bezug noch eine benachbarte Biogasanlage für einen direkten Bezug existieren, wird diese Möglichkeit zunächst nicht weiter berücksichtigt.

Wasserstoffkessel stellen grundsätzlich eine technische Möglichkeit für die Spitzenlasterzeugung dar. Wirtschaftlich stellen sie sich schlechter als Erdgas- oder Biomethankessel dar, da einerseits etwas höhere Investitionskosten als auch andererseits deutlich höhere Brennstoffkosten anfallen. Die Frage der Nachhaltigkeit hängt von der Art des bezogenen Wasserstoffs ab. Je nach Herkunft des in der Elektrolyse eingesetzten Stroms unterscheidet man zwischen folgenden Wasserstoff-Farben:

- Grauer Wasserstoff: Dampfreformierung fossiler Brennstoffe wie Erdgas, Kohle oder Öl; CO₂-Emissionen
- Blauer Wasserstoff: grauer Wasserstoff, bei dem jedoch das anfallende CO₂ danach unterirdisch gelagert wird (CCS)

- Türkiser Wasserstoff: Wasserstoff aus Methanpyrolyse; fester Kohlenstoff als Nebenprodukt; CO₂-Emissionen abhängig vom Energieeinsatz der Pyrolyse
- Pinker Wasserstoff: Atomstrom; keine CO₂-Emissionen, aber radioaktiver Abfall
- Grüner Wasserstoff: erneuerbarer Strom aus Wind-, Wasserkraft oder Solarenergie; keine CO₂-Emissionen

Für ein nachhaltiges Versorgungskonzept sollte daher nur grüner Wasserstoff eingesetzt werden. Dieser ist jedoch eine wertvolle und entsprechend teure Ressource, die anderen Anwendungen wie industriellen Zwecken z.B. in der Metallverarbeitung oder dem (Schwerlast-)Verkehr vorbehalten sein sollte. Insbesondere die Wärmeversorgung mit niedrigen Vorlauftemperaturen im Neubau sind kein sinnvolles Einsatzgebiet. Direkt am Projektgebiet der Neuen Zeche Westerholt entlang verläuft eine Wasserstoff-Pipeline. Nach Aussage des Betreibers Air Liquide handelt es sich hierbei um hochreinen Wasserstoff, der industriellen Einsatzzwecken vorbehalten werden soll, sodass kein Richtpreisangebot für den Einsatz in der Wärmeversorgung genannt werden konnte. Auch diese Möglichkeit wird daher nicht weiter betrachtet.

Eine weitere Verbrennungsoption stellen **Pflanzenölkessel** dar. Hierbei werden aufbereitete Pflanzenöle als Brennstoff eingesetzt. Die Investitionskosten entscheiden sich nur unwesentlich vom Erdgaskessel. Ergänzend ist ein Öltank vorzusehen, um Brennstoffreserven für einen bestimmten Zeitraum vorzuhalten. Die Anlieferung erfolgt per Tanklaster. Die Kosten und die Nachhaltigkeit des Brennstoffs variieren mit Art des Pflanzenöls, dessen Aufbereitung sowie dessen Herkunftsort. I.d.R. sind die lokalen Ressourcen eher begrenzt, sodass die Anlieferung in einem Umkreis von bis zu wenigen hundert Kilometern erfolgt. Auch beim Pflanzenöl bzw. der Biomasse von Energiepflanzen besteht eine hohe Nutzungskonkurrenz u.a. durch Nahrungsmittelproduktion sowie andere Einsatzzwecke der Energiepflanzen wie die Bereitstellung von Prozesswärme. Da in der Spitzenlastbereitstellung jedoch nur kleine Brennstoffmengen benötigt werden, stellt dies eine gute und umsetzungswahrscheinliche Möglichkeit für die Neue Zeche Westerholt dar.

Alternativ zu Verbrennungstechnologien kommt auch **power-to-heat**, also der direkte Einsatz von Strom in der Wärmeerzeugung in Frage. Hierbei wird ein Elektrodenheizstab z.B. in den Wärmespeicher integriert und kann im Verhältnis von nahezu 1:1 Strom in Wärme umwandeln. Die Investitionskosten sind deutlich geringer als die einer entsprechenden Wärmepumpe. Dafür wird für eine Kilowattstunde Wärme beim Elektrodenheizstab deutlich mehr Strom benötigt, was auf Grund der auf das Jahr bezogen geringen Energiemenge jedoch vernachlässigt werden kann. Verteuert wird die Variante durch die Investition in einen ausreichend großen Stromanschluss sowie den zu zahlenden Leistungspreis für die Vorhaltung der benötigten Anschlussleistung. Die Nachhaltigkeit dieser Option hängt von der Herkunft des Stroms ab. Da der Bedarf typischerweise in den kältesten Tagen im

Winter anfällt, ist davon auszugehen, dass eher schlechte CO₂-Werte auf Grund von notwendigem Netzbezug und vergleichsweise geringem Anteil Erneuerbarer im Netz der öffentlichen Versorgung erreicht werden. Für die Neue Zeche Westerholt stellt dies grundsätzlich eine Möglichkeit für die Spitzenlastbereitstellung dar. Die konkreten Werte bzgl. Stromanschluss und Leistungspreis sind im Weiteren zwischen Wärmeversorgung und Stromversorgung auszuhandeln.

Grundsätzlich stellt auch **Fernwärme** eine Option für die Spitzenlastbereitstellung dar, sofern ein Fernwärmenetz in der Nähe existiert und Reserverlasten vorhanden sind. Die Kosten für die Fernwärme setzen sich aus Arbeits- und Leistungspreis zusammen. Während der Arbeitspreis auf Grund der geringen Jahresmenge weniger ins Gewicht fällt, ist der Leistungspreis für die vorzuhaltende Spitzenlast ähnlich wie bei Power-to-Heat für den Stromanschluss i.d.R. nicht wirtschaftlich. Die Nachhaltigkeit der Spitzenlastoption hängt von den Wärmeanteilen im Fernwärmenetz ab. Direkt am bzw. sogar durch das Projektgebiet der Neuen Zeche Westerholt hindurch führt die Fernwärmeleitung der Uniper Wärme GmbH. Stand heute ist die Wärme nicht treibhausgasfrei, sondern erreicht auf Grund von Kraft-Wärme-Kopplung mit Erdgaseinsatz einen Wert von 95 g CO₂/kWh bzw. einen Primärenergiefaktor (PEF) bis 2028 von 0,28. Für die Neue Zeche Westerholt stellt die Fernwärme insbesondere dann, wenn die Uniper Wärme GmbH an der Wärmeversorgung beteiligt wäre und entsprechend ein hoher Leistungspreis vermieden werden kann, und sofern die Fernwärme in Zukunft dekarbonisiert wird, eine interessante Spitzenlastbereitstellung dar.

3.9 Dezentrale Bereitstellung für anwendungsspezifische Bedarfe

Nutzer- und anwendungsspezifische Bedarfe zukünftiger Gewerbebetriebe hängen stark davon ab, welche Unternehmen und Branchen sich letztlich im Projektgebiet ansiedeln. Da diese auf verschiedenen Ebenen (Menge p.a., benötigte Leistung und Temperaturniveau) variabel sind und durch einen späteren Wechsel der Nutzer veränderlich bleiben, werden hier dezentrale Lösungen empfohlen. Bei der Bewertung der Möglichkeiten, Energie erneuerbar bereitzustellen sind die branchenspezifischen Verfahren, die verwendeten Wärmeträgermedien und die Temperatur- und Leistungsbereiche zu beachten.

Auch wenn die Möglichkeiten sehr unterschiedlich sind, so ist das Vorgehen zur Bewertung der erneuerbaren Energiepotenziale im Betrieb grundsätzlich immer ähnlich:

- Individuelle Bestandsaufnahme bzgl. Energiebedarf (Strom, Wärme, mechanische Energie etc.) in Leistungshöhe, Jahresmenge und spezifischen Anforderungen, wie z.B. Temperaturniveau
- Technische und ökonomische Bewertung der Versorgungsmöglichkeiten
- Auswahl geeigneter Versorgungsmöglichkeiten

- Optimierung des Versorgungskonzepts durch technische, ökonomische und regelungstechnische Instrumente wie z.B. betriebliches Lastmanagement, Eigenstromerzeugung oder Flexibilisierungsmöglichkeiten
- Vorbereitung und Planung der konkreten Versorgungslösung

Viele Anwendungen bedürfen am Ende des Einsatzes von elektrischer Energie. Daher ist ein hoher Anteil aus erneuerbarem Strom z.B. durch solare Nutzung der Dachflächen notwendig. Um den Strombedarf im Unternehmen und im Projektgebiet zu optimieren, ist ein betriebliches Lastmanagement zu empfehlen. Dabei können Lasten zeitlich verschoben oder in ihrer Höhe variiert werden. Möglichkeiten zur Flexibilisierung in Produktionsprozessen können aus technischer Sicht mit den Parametern maximale Leistungsänderungsgeschwindigkeit und Regelungsbereich beschrieben werden. Technische Maßnahmen, die eine solche technische Flexibilität ermöglichen sind:

- Einführung, Verbesserung von Kontroll- und Steuerungstechnologien
- Erhöhung der Speicherkapazität durch Isolierung
- Anpassung der Prozessintensität
- Fahren im Teillastbereich bei überdimensionaler Anlagenauslegung bei Strömungsmaschinen
- Investition in oder Vergrößerung von Energiespeichern
- Vergrößern von Materialspeichern im Produktionsprozess
- Organisatorische Umstellungen
- Einführung neuer Technologien und Prozesse mit höherer Flexibilität

Durch Lastmodulation können im Rahmen des betrieblichen Spitzenlastmanagements oder durch Nutzung von Preisdifferenzen am Strommarkt Kostenvorteile genutzt werden. Interessante Modelle für die Verbraucher ergeben sich hierbei durch die Lastverschiebung und Speicherung von Energie in verschiedenen Formen. Insbesondere Kälte bietet hierbei Potenziale als Pufferspeicher, indem Kühlhäuser beispielsweise in Zeiten hohen Stromaufkommens und niedriger Strompreise auf niedrigere als die benötigten Temperaturen abgekühlt werden und somit die Kühlzeiten verkürzt und verschoben werden können.

3.10 Speichermöglichkeiten

Um das zeitliche Auseinanderfallen von Energiebedarf und -bereitstellung auszugleichen, können verschiedene Speicherarten eingesetzt werden, die im Weiteren dargestellt werden. Die Speicher werden dabei über die Dauer der Speicherzyklen unterschieden. Während Pufferspeicher kurzfristig z.B. für einige Stunden oder Tage Wärme speichern und so den Ausgleich zwischen Tag und Nacht schaffen oder einen gleichmäßigen Betrieb der Erzeugeranlagen wie Wärmepumpen ermöglichen, speichern Saisonspeicher die Energie über deutlich längere Zeiträume, um den vorhandenen Energieüberschuss über Monate hinweg z.B. aus dem Sommer in die Heizperiode zu verschieben.

3.10.1 Pufferspeicher

Bei einem Pufferspeicher handelt es sich üblicherweise um einen mit Wasser gefüllten Wärmespeicher, der die Differenz zwischen Wärmerzeugung und Wärmeverbrauch ausgleicht und damit bis zu einem bestimmten Grad eine Entkopplung zwischen Erzeugung und Bedarf ermöglicht, die sich positiv auf Anforderungen an Wärmequellen auswirkt.

Hierbei wird das erwärmte Wasser, zu Zeiten in denen kein Bedarf / Verbrauch besteht, in einem großen Wasserbehälter – dem Pufferspeicher – zwischenspeichert bzw. gepuffert. Aufgrund der temperaturabhängigen Dichte von Wasser stellt sich bei größeren Speichern eine Temperaturschichtung ein. Das heiße Wasser steigt nach oben und das kalte Wasser, welches eine größere Dichte aufweist, sinkt nach unten. Der Speicher wird entsprechend schichtweise be- und entladen, d.h. dass oben das warme Wasser und unten das kalte Wasser dem Speicher zugeführt wird. Das heiße Wasser wird der oberen Schicht entnommen. Aufgrund der Schichtung ergeben sich folgende Vorteile:

- Zum einen kann stets warmes Wasser entnommen werden, auch wenn nur das obere Drittel die gewünschte Vorlauftemperatur aufweist, und der Speicher nicht vollständig geladen ist.
- Die Wärmeverluste sind geringer als bei einem Speicher mit einer homogenen Temperatur im gesamten Speicher.
- Es stehen weiterhin Kapazitäten zur Verfügung, um unmittelbar mehr Wärme aufzunehmen, sollte dies z.B. wetterbedingt kurzfristig erforderlich sein.
- Diese Vorteile führen dazu, dass Schichtladespeicher vergleichsweise kleiner dimensioniert werden können und somit nicht nur günstiger sind, sondern auch einen geringeren Platzbedarf aufweisen.

Bei einem drucklosen Speicher würde die oberste Schicht eine Temperatur von bis zu ca. 98 °C erreichen. Der Rücklauf im unteren Teil liegt in diesem Fall bei ca. 60 °C, es sei denn der Rücklauf kommt aufgrund einer höheren Wärmeabnahme kälter zurück. Sollten im Wärmenetz höhere Vorlauftemperaturen erforderlich sein, so muss das Wasser aus dem Speicher entsprechend nachgeheizt werden.

3.10.2 Saisonale Speicher

Als saisonale Speicher, die Energie über mehrere Wochen und Monate zwischen Bereitstellung und Bedarf verschieben können, kommen verschiedene Arten in Betracht, die im Folgenden kurz vorgestellt werden sollen.

Aquiferspeicher sind unterirdische, natürliche Speicher innerhalb von wassertragenden Erdschichten, den sogenannten Aquiferen. Sie bestehen in der Regel aus zwei Bohrungen mit einer Tiefe von über 100 m, da die Schichten darüber der Versorgung mit Trinkwasser dienen. Sie können als saisonale Wärme- oder Kältespeicher genutzt werden.

Das aus der „kalten“ Bohrung entnommene Wasser wird im Sommer mit Wärme (aus Kühlprozessen, Solaranlagen, Abwärme aus BHKW usw.) beladen und in die „warme“ Bohrung injiziert, wo sich im Aquifer eine sogenannte Wärmeblase bildet. Im Winter wird diese Wärmeblase dann mit umgekehrter Strömungsrichtung abgefordert. Für einen derartigen Speicher sind entsprechende wassertragende Schichten erforderlich, die laut Kataster im Bereich der Neuen Zeche Westerholt nicht vorliegen.²²

Erdbeckenspeicher bestehen aus einer Grube in Form eines Kegelstumpfes, die mit einer wasser-dichten und thermisch beständigen Folie ausgekleidet wird. Der relativ einfache Aufbau macht diese Speicherart vergleichsweise günstig. Erdbeckenspeicher werden heute in einer Größenverordnung von ca. 10.000 bis 200.000 m³ errichtet und finden vor allem in dänischen Wärmeversorgungssystem Anwendung.

Erdsondenfelder können ebenfalls als saisonale Speicher genutzt werden, indem im Sommer Wärme (z.B. aus Kälteprozessen, Solarabsorbern oder Rückkühlaggregaten) über Erdsonden in den Boden eingebracht und in der Heizperiode wieder entnommen wird.

Eisspeicher machen sich die latente Wärme beim Phasenübergang von Wasser zu Eis zu nutzen, wodurch bei gleicher Baugröße eine höhere Wärmespeicherkapazität als im Heißwasserspeicher erreicht wird. Auch hier kann überschüssige Wärme eingespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt wieder entnommen werden. Eisspeicher werden typischerweise in runder Bauform mit einem üblichen Durchmesser von ca. 19 m bei 6 m Tiefe errichtet. Es wird eine i.d.R. aus Beton bestehende und nicht isolierte Zisterne errichtet bzw. eingegraben. Im Inneren befinden sich große, spiralförmig angeordnete Leitungen, in denen sich eine Sole (Gemisch aus Wasser und Frostschutzmittel) befindet. Hierüber wird Wärme in den Speicher eingebracht oder entnommen.

Auf dem Projektgebiet der Neuen Zeche Westerholt kommen neben den bisher vorgestellten Speicherarten als Besonderheit aus der Vergangenheit als Bergwerkstandort auch die **Schachtbauwerke** als Speicherort in Frage. Hierbei kann überschüssige Wärme in einer der tieferliegenden Sohlen eingebracht und zu einem späteren Zeitpunkt wieder entnommen werden. Diese Anwendung wurde bereits im Rahmen einer Masterarbeit von Lina Klaudat untersucht.²³

Saisonale Speicher bieten sich immer dann an, wenn Energiebereitstellung und -bedarf zeitlich auseinanderfallen und günstig verfügbare Energie gespeichert werden soll. Auf dem Projektgebiet der Neuen Zeche Westerholt fallen aktuell keine relevanten zu speichernden Wärmemengen an.

²² <https://www.geothermie.nrw.de/geothermie2022/?lang=de>

²³ Klaudat (2021): Nachhaltiges Energiekonzept für die Neue Zeche Westerholt. Geothermische Nutzung der Bergwerksinfrastruktur

Freiflächen-Solarthermie wie in der Arbeit von Klaudat angenommen wird es auf dem Projektgebiet nach aktuellem Stand nicht geben, da die benötigten Freiflächen nicht zur Verfügung stehen. Abwärme aus der Kältebereitstellung fällt zwar grundsätzlich im Sommer an und könnte in die Heizperiode verschoben werden, auf Grund der unklaren Bedarfe durch die heute noch unbekannten zukünftigen Nutzer ist das Potenzial aber nicht ausreichend versorgungssicher, um darauf ein Versorgungskonzept mit entsprechender Speichertechnik aufzubauen. Weitere Abwärmepotenziale aus gewerblichen oder industriellen Anwendungen sind aktuell nicht bekannt, auf Grund der erwarteten Nutzerstruktur aber auch eher unwahrscheinlich. In den noch zu betrachtenden Wärmeversorgungsvarianten werden daher aktuell keine saisonalen Speicher eingebunden.

4. VARIANTENENTWICKLUNG UND -VERGLEICH

4.1 Gegenüberstellung von Bedarfen und Potenzialen

Abbildung 28 gibt eine Übersicht über die verfügbaren Wärmequellen und veranschaulicht deren mögliche Abdeckung des Wärmebedarfs der drei Szenarien. Es zeigt sich, dass das Geothermiepotezial durch Erdsonden und die Außenluft das höchste Potenzial aufweisen. Beide Potenziale sind in der Lage eine eigenständige Versorgungslösung darzustellen. Es ist zu berücksichtigen, dass durch die Aufstellung weiterer Rückkühler das Potenzial der Außenluft gesteigert werden kann, solange die benötigten Flächen bereitgestellt werden können. Das Geothermiepotezial ist durch die verfügbaren Bohrflächen, Sondenabstände und maximalen Entzugsleistungen begrenzt.

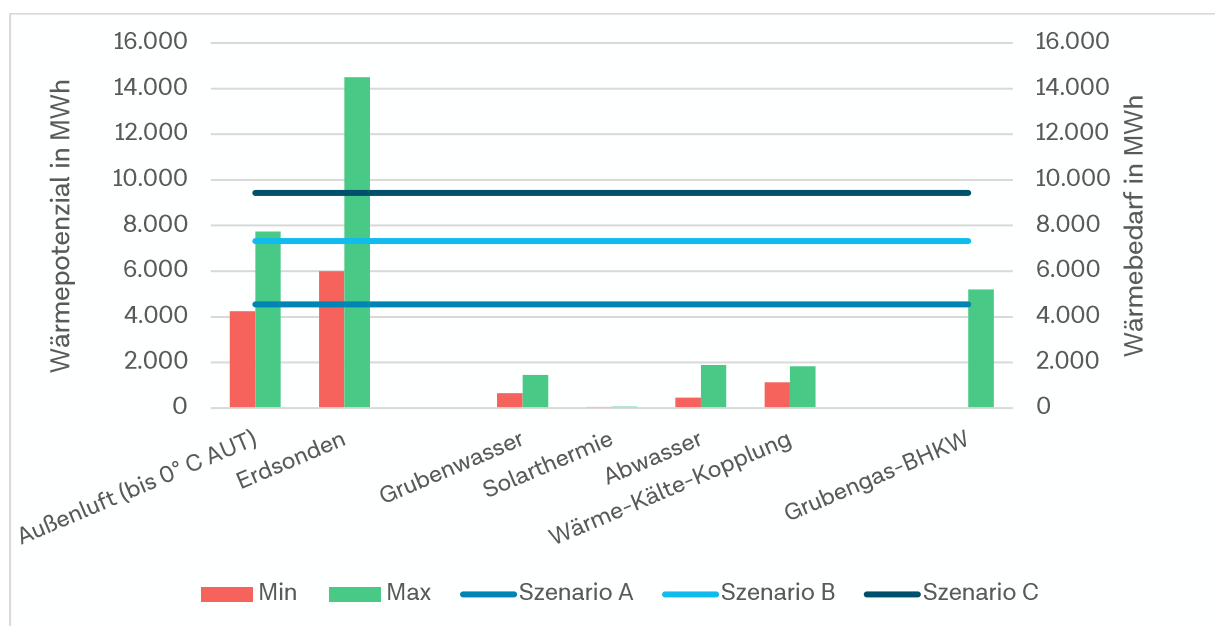


Abbildung 28: Potenzielle Wärmeerzeugung und Wärmebedarfe der drei Szenarien

Die eigenständige Versorgung durch Grubenwasser, Solarthermie, Abwasser oder der Wärme-Kälte-Kopplung ist durch das vergleichsweise geringe Potenzial nicht möglich. In Kombination mit einem der beiden Hauptpotenziale der Außenluft oder Geothermie ist eine Umsetzung jedoch denkbar, um den Flächenbedarf oder die Sondendichte zu reduzieren. Das Potenzial des Grubenwassers wird insbesondere durch die bereits voll- bzw. teilverfüllten Schächte begrenzt. Das angegebene Solarthermiefpotenzial bezieht sich lediglich auf das Aufdachpotenzial auf einem der als Energiezentrale in Frage kommenden Schächte, da Freiflächen nicht verfügbar sind und Dachflächen anderer Gebäude nicht für eine zentrale Versorgung geeignet sind. Das Solarthermiefpotenzial kann dezentral genutzt werden, um sommerliche Wärmebedarfe (z.B. niederkalorische Prozesswärme im Gewerbe) zu decken, steht aber stets in direkter Flächenkonkurrenz zur Photovoltaik. Das Grubengas-BHKW bietet heute ein gutes und ausreichendes Wärmepotenzial, das sich zukünftig aber verändern kann bzw. mit dem Anstieg des Grubenwassers verändern wird. Da hier aus Sicht des Betreibers keine Versorgungssicherheit gegeben ist, wird es in den betrachteten Varianten nicht berücksichtigt.

4.2 Beschreibung der Varianten

Für eine emissionsarme Wärme- und Kälteversorgung des Projektgebiets werden fünf verschiedene Varianten betrachtet, die die Energiebedarfe von Wohn-, Büro- und Gewerbegebäuden decken können und die soeben beschriebenen gut verfügbaren Potenzialen nutzen. Neben einer dezentralen Versorgung als Referenz werden zentrale Wärmenetze mit unterschiedlichen Umweltquellen miteinander verglichen. Folgende Varianten, die in den weiteren Kapiteln noch konkreter beschrieben werden, werden betrachtet:

1. Dezentrale Luft-Wärmepumpen + Elektroheizstäbe für Spitzenlast
2. Zentrale Geothermie-Wärmepumpe + Pflanzenölkessel für Spitzenlast
3. Zentrale Geothermie- & Luft-Wärmepumpe + Pflanzenölkessel für Spitzenlast
4. Zentrale Wärme-Kälte-Kopplung + Luft-Wärmepumpe + Pflanzenölkessel für Spitzenlast
5. „Kaltes“ Netz mit Geothermie + dezentrale Wärmepumpen

In der dezentralen Variante bieten sich Elektroheizstäbe als Spitzenlastbereitstellung an, da diese einfach in einen Wärmespeicher integriert werden können und keinen weiteren Brennstoffbezug und -lagerung erfordern. In den zentralen Varianten wurde sich zunächst für einen Pflanzenölkessel entschieden, der jedoch auch durch andere zuvor beschriebene Spitzenlastbereitstellungen ersetzt werden könnte. In Variante 4 wird eine Wärme-Kälte-Kopplung als eins der nicht zur alleinigen Versorgungssicherheit ausreichend verfügbaren Potenziale kombiniert. Sollte sich im späteren Projektverlauf herausstellen, dass ein anderes Potenzial (z.B. Abwärme eines Elektrolyseurs, gewerbliche Abwärme) zur Verfügung steht und besser geeignet ist, könnte dies entsprechend ersetzt werden.

In Abstimmung mit dem Auftraggeber wurde Szenario B als Grundlage für den Variantenvergleich gewählt. Für das Projektgebiet ergibt sich ein Gesamtwärmebedarf von 7.320 MWh. Für die Schachtgebäude 1,2 und 3, sowie den Grubenlüfter und Mannschaftsgang wurden keine Wärmebedarfe

angenommen. Im Projektgebiet ergeben sich somit 78 mit Wärme zu versorgende Gebäude. Die Jahresdauerlinie aus Abbildung 29 wurde als Basis zur ersten Leistungsabschätzung der Wärmeerzeuger verwendet. Eine Spitzenlast von etwa 3,15 MW wird am kältesten Tag des Jahres erwartet.

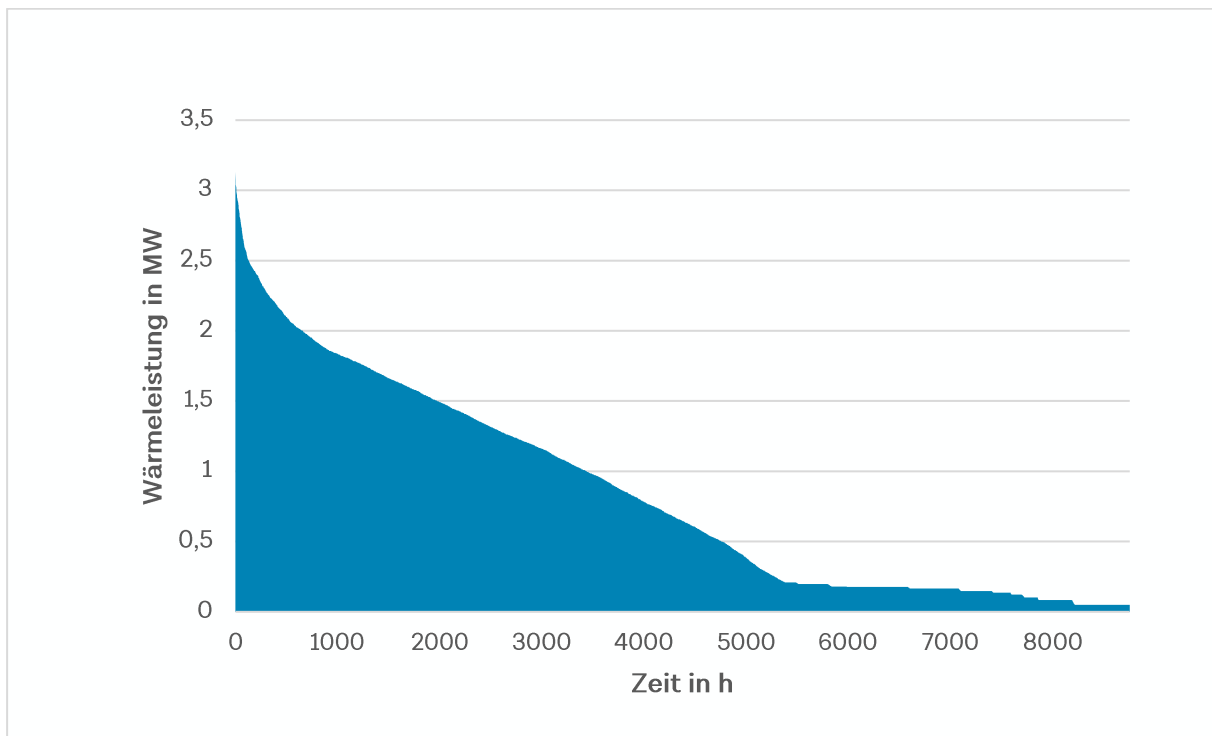


Abbildung 29: Jahresdauerlinie des dezentralen Wärmebedarfs aus Szenario B

Die dezentrale Variante hat den Vorteil, dass die benötigten Leistungen einzeln und nach konkretem Bedarf und im zeitlichen Rahmen der Erschließung ausgelegt werden können. Umgekehrt ergeben sich jedoch Nachteile daraus, dass einerseits 100 % der benötigten Leistung installiert werden müssen, da es keine Gleichzeitigkeit zwischen den Abnehmenden gibt und andererseits kleine Anlagen im Bereich von ca. 100 kW spezifisch teurer sind als große Anlagen im Bereich von mehreren hundert oder tausend kW.

Die zentralen Varianten haben die Vorteile der Gleichzeitigkeit, da i.d.R. nie alle Abnehmenden auf voller Leistung gleichzeitig anfordern, sodass die Leistung der Bereitstellungsanlagen auf ca. 90 % ausgelegt werden kann, und der wirtschaftlichen Skaleneffekte von großen gegenüber kleinen Anlagen. Umgekehrt muss zur Verteilung ein Wärmenetz errichtet werden, dass zusätzliche Kosten verursacht, außerdem fallen in Abhängigkeit der Netztemperatur und der Netzdämmung Verteilungsverluste an.

4.2.1 Energiezentrale

Die dezentrale Variante erfordert in jedem Gebäude einzeln Technikaufstellflächen für Wärmepumpen und Speicher. Die zentralen Versorgungsvarianten hingegen benötigen jeweils eine Energiezentrale, in der die verschiedenen Komponenten der Energiebereitstellung wie Wärmepumpen und/oder Kessel sowie der Wärmeverteilung (Umwälzpumpen, Druckhaltung) und Regelungstechnik untergebracht werden. Speicher können je nach Größe ebenfalls in der Energiezentrale selbst oder in Außenaufstellung in direkter Nähe untergebracht werden. Für die Energiezentrale kommen verschiedene Standorte infrage. Der blaue Punkt in Abbildung 30 steht repräsentativ für eine Energiezentrale am relativ zentral gelegenen Standort des heutigen Grubengas-BHKWs. Durch den angrenzenden Schacht 1 (Nr. 118) ist eine solare Nutzung der Landmarke nicht ausgeschlossen. Eine direkte Integration in den Schacht 1 ist aber auch denkbar, soweit der aktuelle Bauzustand dieses zulässt. Weitere mögliche Standorte sind die Heizzentrale Uniper (Nr. 122), der Schacht 3 (Nr. 142) oder das 53 kV-Schaltheis (Nr. 133). Die verschiedenen Optionen weisen unterschiedliche Vor- und Nachteile auf:

- Standort Grubengas-BHKW
 - Relativ zentrale Lage im Projektgebiet
 - Aktuell Außenaufstellung, ggf. Einhausung wegen Schallemissionen erforderlich
 - Relativ freie Gestaltung des erforderlichen Gebäudes
 - Solare Hülle Schacht 1 kann ggf. genutzt werden (Statikprüfung erforderlich)
- Schacht 1
 - Relativ zentrale Lage im Projektgebiet
 - Vorgaben des Bestands (Flächenverfügbarkeit, Kosten für Umbau...) sind zu prüfen
 - Solare Hülle mit Photovoltaik und / oder Solarthermie (Statikprüfung erforderlich)
- Schacht 3
 - Eher ungünstige Lage im Projektgebiet
 - Vorgaben des Bestands (Flächenverfügbarkeit, Kosten für Umbau...) sind zu prüfen
 - Potenzial der Solaren Hülle mit Photovoltaik und / oder Solarthermie (Statikprüfung erforderlich) ist voraussichtlich geringer als bei Schacht 1
- Heizzentrale Uniper
 - Relativ zentrale Lage im Projektgebiet
 - Vorgaben des Bestands (Flächenverfügbarkeit, Kosten für Umbau...) sind zu prüfen
 - Bestehende Verteilung für die Versorgung der Meistersiedlung ist hier untergebracht
 - Solarpotenzial auf Grund Denkmalschutz ggf. nicht vorhanden
- 53 kV-Schaltheis
 - Eher ungünstige Lage im Projektgebiet
 - Vorgaben des Bestands (Flächenverfügbarkeit, Kosten für Umbau...) sind zu prüfen
 - Eher geringes Solarpotenzial (Statikprüfung erforderlich) auf Grund der eher geringen Gebäudegröße



Zur Auswahl der zukünftigen Energiezentrale wird eine tiefergehende Untersuchung empfohlen, in der die konkreten Anforderungen und Möglichkeiten der einzelnen Gebäude geprüft und mit Kosten insbesondere für Errichtung und Umbau bewertet werden. Hierbei spielen z.B. auch andere Nutzungsmöglichkeiten der Gebäude eine Rolle.

In Abhängigkeit der Versorgungsvariante entstehen unterschiedliche Anforderungen an die Energiezentrale. Für die Aufstellung sind insbesondere die Maße der Hauptkomponenten wie Wärmepumpen, Spitzenlasterzeuger, Pufferspeicher und Verteiler zu berücksichtigen. Hierbei sind neben der reinen Stellfläche ebenfalls die Einbringung und ggf. Ausbringung bei der Revision von Komponenten durch entsprechende Platzreserven und Tore zu bedenken sowie der Platzbedarf für Wartungs- und Bewegungsflächen. Auch dies sollte bereits im Aufstellplan bedacht werden. Der Platzbedarf einer Energiezentrale liegt typischerweise bei mehreren hundert Quadratmetern, hängt von den konkret eingesetzten Komponenten und deren Leistungsklasse ab und erfordert ggf. auch Flächen in Außenaufstellung z.B. für Rückkühlaggregate für Luft-Wärmepumpen oder Kältemaschinen.

Weiterhin ist zu berücksichtigen, dass sämtliche hydraulische Komponenten miteinander verrohrt werden müssen. Hierfür sind entsprechend Leitungswege, ggf. auch in der Höhe vorzusehen. Der Platzbedarf der Leitungswege erhöht sich in Abhängigkeit der Dämmung.

Bei der Unterbringung von Komponenten (z.B. Photovoltaik, Rückkühlaggregate) auf dem Dach oder in oberen Stockwerken ist neben dem Platzbedarf auch die Statik zu berücksichtigen.

Bei der Errichtung von Energiezentralen in Bestandsgebäuden sind insbesondere die baulichen Maßnahmen wie Abbruch von Wänden und Decken, Erstellung oder Vergrößerungen von Öffnungen für Zu- und Abluft oder die Ein- und Ausbringung von Komponenten sowie größere Kernbohrungen, aber auch die Herstellung von Fundamenten zu berücksichtigen.

Verschiedene Erzeuger (z.B. Wärmepumpen, Spitzenlasterzeuger...) und weitere Komponenten wie Speicher sind über eine sinnvolle Reihenfolge miteinander zu verbinden. Grundsätzlich unterscheidet man zwischen der Reihenschaltung sowie der Parallelschaltung verschiedener Komponenten. Die Verschaltung hängt dabei einerseits von der typischen / optimierten bzw. angestrebten Betriebsart der einzelnen Komponenten ab

- Wärmepumpenmodule: Grund- und Mittellast, i.d.R. parallel zueinander
- Spitzenlast: Redundanz und Versorgungssicherheit, keine Befüllung des Speichers; in Reihe, wenn Temperaturanhebung anderer Erzeuger gewünscht ist

Ein Pufferspeicher sollte i.d.R. geeignet sein, eine minimale Betriebszeit der Erzeuger von ca. einer bis einigen wenigen Stunden bzw. eine Versorgungssicherheit von bis zu mehreren Tagen ermöglichen. Bei der hydraulischen Anbindung sind im Wesentlichen die Betriebstemperaturen (Vor- und Rücklauf), die Art und Leistungsgröße der bestehenden Wärmeerzeuger, die umlaufende Wassermengen sowie die Platzverhältnisse im Aufstellraum zu berücksichtigen.

Die elektrische Netzanbindung findet bis zu einer elektrischen Leistung von ca. 100 kW_{el} direkt auf der vorhandenen Niederspannungsebene statt. Darüber hinaus werden Wärmepumpen oder PV-Anlagen über einen Transformator an das Mittelspannungsnetz angeschlossen. Beim üblichen Anwendungsfall „Netzparallelbetrieb“ (kein Inselnetzbetrieb, verpflichtende Abnahme durch die Netzbetreiber) sind dabei die Technischen Anschlussbedingungen (TAB) des Stromversorgers sowie die BDEW-Richtlinie „Parallelbetrieb mit dem Niederspannungsnetz“ zu beachten.

Bei elektrischen Wärmeerzeugern wie Wärmepumpen und Power-to-heat-Kesseln sind frühzeitig die elektrischen Anschlussleistungen zu berücksichtigen. Hierdurch können erhebliche Kosten als Baukostenzuschuss für den Stromanschluss entstehen.

Ein Anschluss an ein Erdgasnetz ist für das Projektgebiet „Neue Zeche Westerholt“ aktuell nicht vorgesehen.

Eine mögliche Abgasführung z.B. für einen Pflanzenölkessel als Spitzenlast ist im weiteren Projektverlauf zu planen und die Schornsteinhöhenberechnung durchzuführen. Hierbei spielen Durchmesser und Höhe in Abhängigkeit von Leistung, Brennstoff aber auch umgebenden Gebäude(höhe)n eine Rolle. Wir empfehlen den zuständigen Bezirksschornsteinfeger möglichst früh in den Planungsprozess miteinzubeziehen.

Grundsätzlich ist ein natürlicher Abgaszug zu empfehlen. Alternativ kann ein zusätzliches Gebläse eingesetzt werden, das jedoch wiederum Stromanschluss und Wartungsaufwand erfordert. Bei der Auslegung sind die Grenzwerte in Abhängigkeit der Leistungsklasse berücksichtigen (z.B. BImSchG). Bei der Planung der Zu- und Abluftversorgung sind die entsprechenden Vorschriften der landesspezifischen Feuerungsverordnung (FeuVO) zu beachten, welche einen Mindestquerschnitt der Zuluftöffnung in Abhängigkeit von der Feuerungsleistung fordert.

Für Wärmepumpen und Kälteanlagen sind insbesondere die Anforderungen durch das jeweilige Kältemittel zu berücksichtigen.

Das Thema Lärm- und Schallschutz darf ebenfalls nicht vernachlässigt werden. Die Erforderlichkeit einer Schallschutzhaube oder ggf. Maßnahmen zum baulichen Schallschutz sind zu prüfen. Zudem ist stets auf eine schallentkoppelte Aufstellung aller Komponenten zu beachten. Umgebende Anforderungen sind zu berücksichtigen (z.B. beruhigtes Wohngebiet oder Industriegebiete, Schlaf- oder Kitaräume nebenan).

Für Kältemittel, Schmierstoffe oder sonstige wassergefährdende Stoffe, die bestimmte Anforderungen für Lagerung oder Auffang im Havarie-/Leckagefall erfordern, sind entsprechende Vorkehrungen zu treffen und frühzeitig in die Planungen einzubeziehen.

4.2.2 Energieverteilung in Netzen

Ein mögliches Wärmenetz zur zentralen Versorgung wie in den Varianten 2 bis 4 ist in Abbildung 30 dargestellt. Es erstreckt sich über etwa 2.750 m und für Netztemperaturen von 60 °C im Vorlauf und 40 °C im Rücklauf weist es Rohrnennweiten von DN40 bis DN200 auf. Um niedrige Netzverluste von etwa 3% zu erreichen, wird von Kunststoffmantelverbundrohre (KMR) der Dämmserie 3 ausgegangen. Im Fall eines „kalten“ Netzes wie in Variante 5 wird eine Isolierung überflüssig, da sich die Netztemperatur (10 bis 20 °C) im Bereich der Erdoberflächentemperatur befindet. Die Netzverluste werden mit 1,5 % dementsprechend niedriger veranschlagt. Zusätzlich fungiert die Rohrtrasse hier als Erdkollektor und erzielt Wärmegewinne. Im Weiteren werden hierfür Polyethylen (PE) ummantelte Stahlmantelrohre (SMR) mit Nennweiten von DN80 bis DN400 angenommen.



Abbildung 30: Wärmenetz (ca. 60 °C im Vorlauf) für eine zentrale Wärmeversorgung

Für Variante 4 wird von einem Vorzugsgebiet für die Kälteversorgung ausgegangen, das sich von einer Energiezentrale aus im südwestlichen Projektgebiet parallel zum Wärmenetz erstreckt (s. Abbildung 31). Das Netz hat eine Länge von ca. 1.000 m, Nennweiten von DN100 bis DN200 und kann ebenfalls aus ungedämmten PE-SMR-Rohren errichtet werden. Auch hier werden 3 % Netzverluste angesetzt.



Abbildung 31: Kältenetz (ca. 16 °C im Vorlauf) für die zentrale Versorgung eines Vorzugsgebiets

4.2.3 Zeitliche Erschließung

Bei der Erschließung der Netze sind die drei Bauabschnitte, in denen das Projektgebiet erschlossen wird, zu berücksichtigen. Entsprechend sollten die Netze von der Energiezentrale aus zunächst entlang der Haupteerschließungsstrasse für die Entwässerung geführt werden, die im ersten Bauabschnitt erschlossen wird (s. Abbildung 32).

Im Rahmen des ersten Bauabschnitts kann außerdem eine Energiezentrale mit den hierfür zur Versorgung notwendigen Komponenten und Leistungsgrößen errichtet werden. Das Gebäude der Energiezentrale sollte hierbei mit entsprechenden Reserveflächen ausgelegt werden, so dass im Rahmen der weiteren Bauabschnitte weitere Versorgungsleistung untergebracht und das Versorgungsgebiet entsprechend erweitert werden kann.

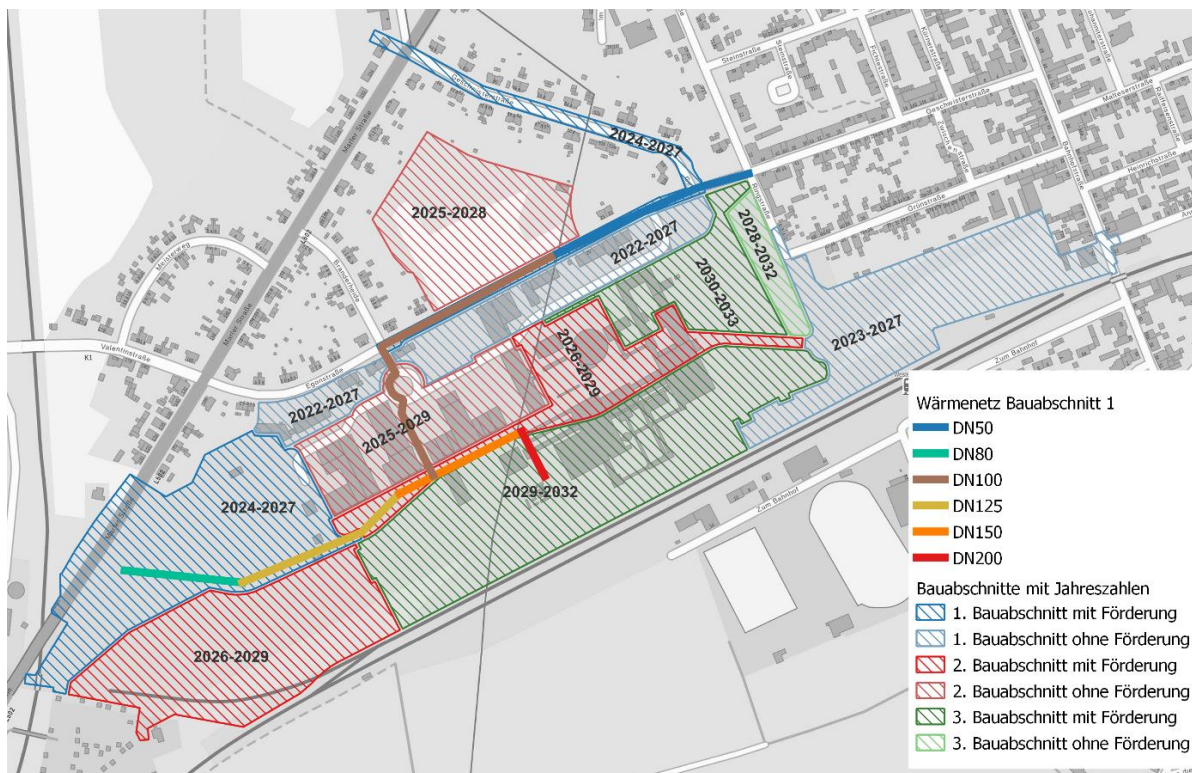


Abbildung 32: Potenzielle Wärmetrasse 1. BA

Im Rahmen der Erschließung des 2. BA kann das Wärmenetz nach Westen und ins Wohngebiet im Norden erweitert werden (s. Abbildung 33). In diesem Zusammenhang kann auch die vorhandene Versorgungsleistung z.B. um weitere Wärmepumpenmodule erweitert werden. Die Wärmepumpenmodule werden dabei i.d.R. parallel verschaltet, so dass sie gegenseitig auch als Redundanz dienen können.

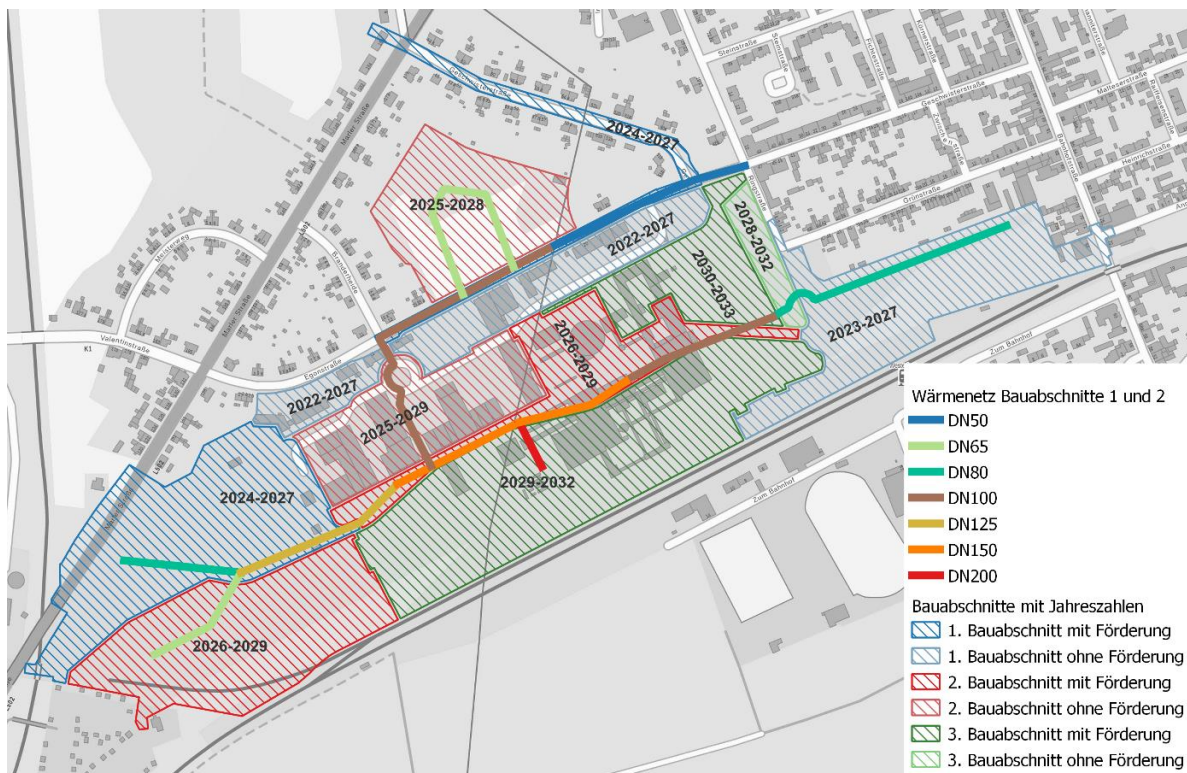


Abbildung 33: Potenzielle Wärmetrasse 2. BA

Im Rahmen des 3. Bauabschnitts sollte das Netz auf Grund hydraulischer Vorteile im Betrieb zu einem Ring geschlossen werden. Außerdem werden durch weitere Stichleitungen die letzten noch ausstehenden Bereiche erschlossen. Auch die Energiezentrale bzw. die Versorgungsleistung wird nun auf den Endausbau erweitert.

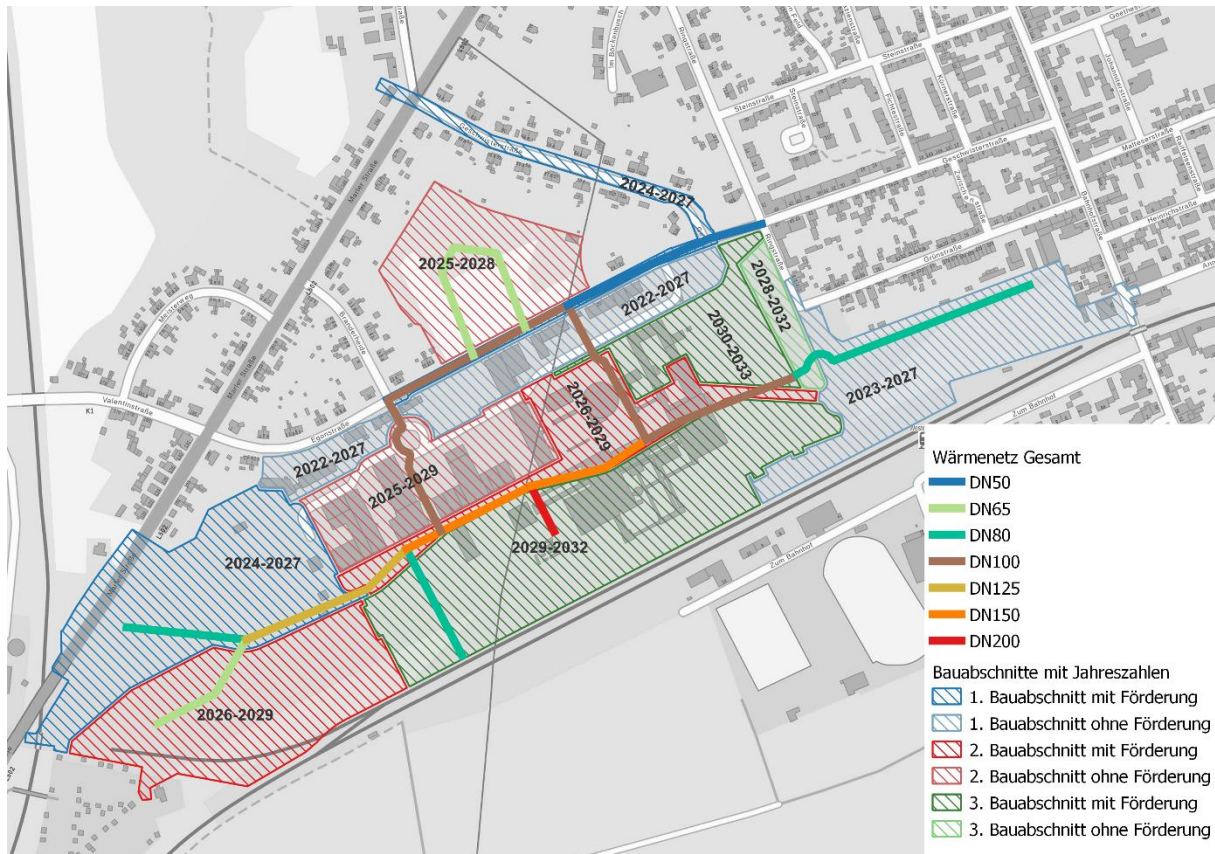


Abbildung 34: Potenzielle Wärmetrasse 3. BA

4.2.4 Variante 1 – Dezentrale Luftwärmepumpen

Die dezentrale Referenzvariante basiert auf gebäudeeigenen Luft- Wärmepumpen, um die benötigte Wärme bereitzustellen. Gebäude, die einen Kältebedarf haben, werden über ein reversibles Wärmepumpensystem oder mittels zusätzlicher elektrischer Kältemaschinen versorgt. Die Wärme- und Kälteleistung muss mit einer Gleichzeitigkeit von 100 % verfügbar sein. Die Luftwärmepumpen werden aus Gründen der Kosteneffizienz auf ca. 60 % der erwarteten Spitzenlast vorausgelegt, mit der über das Jahr etwa 90 % der Wärmemenge erzeugt werden sollen. Der restliche Anteil wird über ein ebenfalls gebäudeeigenes elektrisches Power-to-Heat (P2H) Modul bereitgestellt, das entweder direkt in

der Wärmepumpe integriert ist oder extern zugeschaltet bzw. in den Wärmespeicher integriert werden kann.

Zur vergleichbaren Darstellung der dezentralen Versorgungsvariante wurden die 78 mit Wärme zu versorgenden Gebäude in drei Bedarfskategorien unterteilt. Hierfür wurden Verbrauchsgrenzen gebildet und ein durchschnittlicher Wärmebedarfswert pro Gebäude in der jeweiligen Kategorie abgeschätzt. Die Aufteilung fokussiert die gleichmäßige Gebäudeanzahl innerhalb der drei Hauptnutzungsarten Wohnen, Büro und Gewerbe. Die ermittelten Werte wurden gerundet und sind der Tabelle 8 zu entnehmen.

Tabelle 8: Wärmebedarfskategorien dezentrale Versorgungsvariante

Kategorisierung	Wärmebedarf jährlich gesamt	Anteil am Gesamtbedarf	Anzahl Gebäude	Wärmebedarf pro Gebäude
„Niedrig“ Wohnen bis 50 MWh	740 MWh	10 %	30	25 MWh
„Mittel“ Büro 50–200 MWh	4.490 MWh	61,5 %	40	112 MWh
„Hoch“ Gewerbe 200–350 MWh	2.090 MWh	28,5 %	8	261 MWh
Gesamt	7.320 MWh	100%	78	-

Die Kategorisierung der dezentralen Strom- und Kältebedarfe folgt dem Vorgehen der Wärmebedarfsaufteilung. Auf Basis der ermittelten Wärme-, Strom- und Kältebedarfe wurden im Anschluss Beispielgebäude aus dem Projektgebiet gewählt, die den durchschnittlichen Gebäudebedarf bestmöglich widerspiegeln. Die Gebäudeauswahl fand auf Basis der Energiebedarfe pro Gebäude statt, die zusammen mit den Referenzwerten in der Tabelle 9 aufgelistet sind.

Tabelle 9: Ausgewählte Beispielgebäude für die Bedarfskategorien

Kategorisierung	Wärmebedarf MWh		Strombedarf MWh		Kältebedarf MWh	
	Gebäude	Referenz	Gebäude	Referenz	Gebäude	Referenz
30 X Gebäude 45 / „Niedrig“	24,83	25	49,54	50	-	3,5
40 X Gebäude 8 / „Mittel“	111,72	112	228,22	230	38,52	33
8 X Gebäude 26 / „Hoch“	263,84	261	538,95	535	90,98	72
Gesamtbilanz	7.324	7.320	14.930	15.000	2.268	2.200

Für die Kategorie Wohnen gilt das Gebäude 45 aus Abbildung 30 im nördlich gelegenen Wohngebiet mit einem minimal abweichenden Wärmebedarf pro Gebäude als Referenz. Da für das Gebiet

nördlich der Egonstraße eine reine Wohnnutzung vorgesehen ist, wird hier nicht von einem Kältebedarf ausgegangen.

Zweigeschossige Gebäude werden vor allem im ersten Bauabschnitt des sich westlich ansiedelnden Gewerbegebiets angenommen. Mit geringfügig unterschreitenden Wärmebedarf und einem etwas erhöhten Kältebedarf stellt ein Neubau den Referenzwert für die Nutzungsart Büro dar. Eine gewerbliche Nutzung mit hohen Energiebedarfen wird über einen dreigeschossigen Neubau im dritten Bauabschnitt des südlichen Gewerbegebiets dargestellt. Bilanzell auf die 78 Gebäude verteilt, stimmt der Wärmebedarf der ausgewählten Gebäude gut mit dem Referenzwert überein. Der Gesamtstrombedarf liegt dabei etwas unter der Referenz und der Kältebedarf etwas darüber.

4.2.5 Variante 2 – Zentrale Geothermie-Wärmepumpe

Die zentrale Geothermie nutzt ca. 150 m tiefe Erdsonden als Wärmequelle, unter der Annahme, dass der Bohrvorgang je Sonde innerhalb eines Tages und somit kostenoptimal durchgeführt werden kann. Zur Deckung des etwa 7.530 MWh p.a. hohen Gesamtwärmebedarfs inklusive der Netzverluste unter Einhaltung der maximalen Vollaststunden der Erdsonden, werden ca. 560 Bohrungen benötigt. Es wird berücksichtigt, dass im Sondenvorlauf die Temperaturgrenze von -3 °C nicht unterschritten wird, sodass das Wärmeträgermedium nach 50 Jahren weiterhin minimal $-1,5\text{ °C}$ beträgt. Mit 2.100 Vollaststunden Wärmeentzug im Jahr, da sowohl Raum- als auch Trinkwarmwasserwärme gedeckt werden sollen, wird eine natürliche Regeneration des Erdbodens vorausgesetzt. Mit einer Gleichzeitigkeit von 90 % soll 60 % der Spitzenleistung durch Wärmepumpen gedeckt werden. Werden beide Parameter berücksichtigt, ergibt sich auf Basis der Spitzenlast ($\sim 3,15\text{ MW}$) eine maximale Wärmepumpenleistung von etwa 1,7 MW.

Ein zusätzlicher Spitzenlasterzeuger mit der gleichen Leistung soll den übrigen Wärmebedarf, vor allem an kalten Tagen mit hohem Wärmebedarf decken. Gleichzeitig ist hierdurch eine gewisse Redundanz für den Ausfall (geplant oder ungeplant) einer der Komponenten gegeben. Wird die Wärmepumpenleistung auf zwei Module (2+3) mit jeweils 0,85 MW aufgeteilt und der Spitzenlasterzeuger auf unter 10 % der Gesamtwärmeerzeugung begrenzt, ergibt sich das Schaubild aus Abbildung 35.

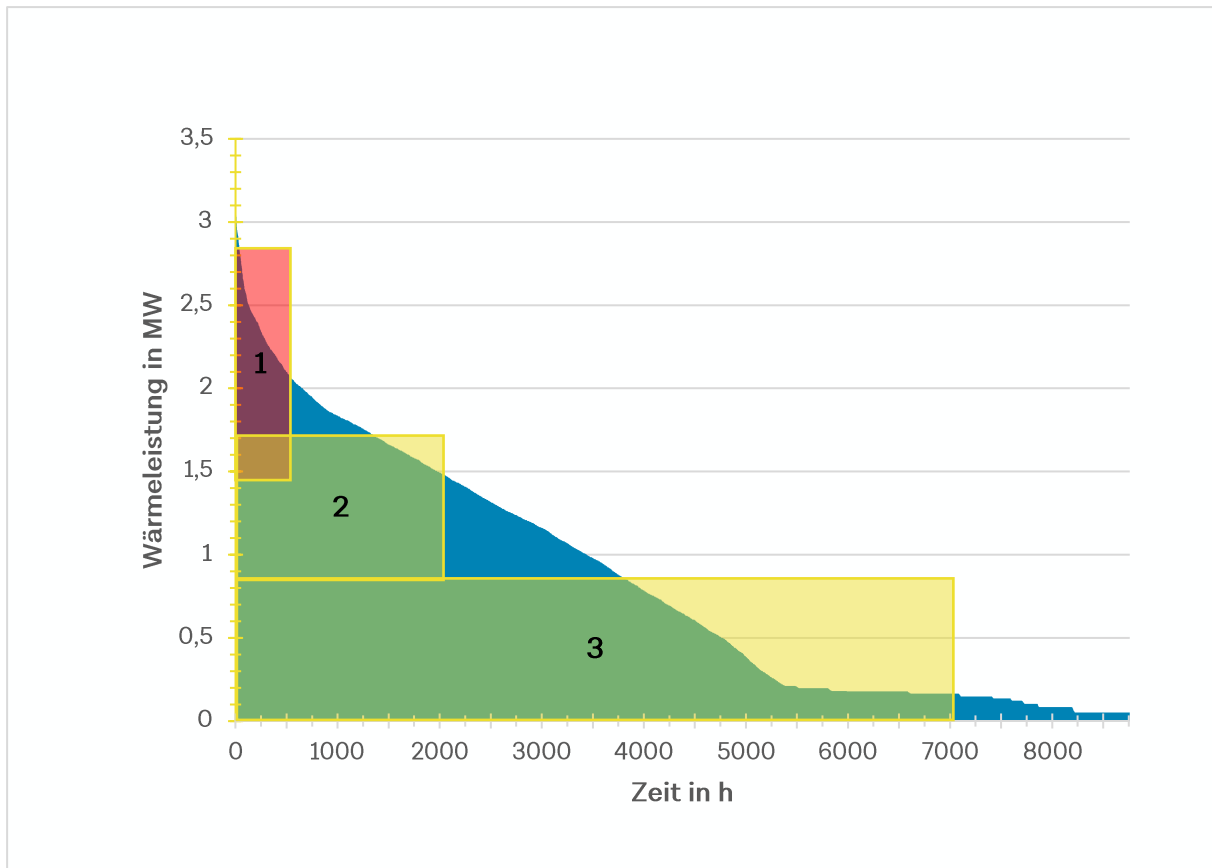


Abbildung 35: Wärmebereitstellung durch Solewärmepumpen (2+3) und Spitzenlasterzeuger (1)

Die Kälteerzeugung wird hier, wie in der Referenzvariante dezentral für die Gebäude bereitgestellt, die einen Kältebedarf haben. Die Spitzenlastbereitstellung wird über einen Pflanzenölkessel, der mit Bioheizöl betrieben wird, sichergestellt. Der Bioanteil setzt sich aus Fettsäuremethylestern (FAME) zusammen und kann aus verschiedenen Rohstoffen bestehen, darunter zählt auch Rapsölmethylester (RME). Im Gegensatz zu reinem Rapsöl erfüllt das Bioöl die Mindestanforderungen für Heizöle und ermöglicht eine sichere Lagerung und einen störungsfreien Betrieb.²⁴ Zusätzlich zum Kessel wird ein Öltank installiert, so kann ein ausreichender Brennstoffvorrat gelagert werden, um eine Versorgungssicherheit über den erwarteten Anteil des Kessels innerhalb der Heizperiode, aber auch über einen ca. zweiwöchigen Ausfall der Wärmepumpe zu gewährleisten. Die Anlieferung des Brennstoffs erfolgt mit einem Tanklaster.

²⁴ https://www.zukunftsheizen.de/docs/uploads/2021/11/Anforderungen_zum_Einsatz_von_Heizoeel_mit_FAME-Anteilen.pdf

4.2.6 Variante 3 – Zentrale Geothermie- & Luft-Wärmepumpe

Die Kombination der Geothermie und Luft als Umweltquellen gleicht in der Auslegung der zentralen Geothermie Versorgungsvariante, wobei eines der Wärmepumpenmodule mit beiden Umweltquellen gekoppelt wird und nach Bedarf zwischen diesen umschalten kann. Vorteil der zweiten Umweltquelle ist die Reduzierung der benötigten Sondenbohrungen, da die Außenluft vor allem in den Sommermonaten zur Trinkwarmwasserbereitstellung und in den Übergangszeiten sehr effektiv genutzt werden kann. Dies schont einerseits das verfügbare geothermische Potenzial und reduziert andererseits die Investitionskosten, die durch das Sondenfeld entstehen. Zur Realisierung muss dafür eine zusätzliche Fläche für Rückkühler in der Nähe der Energiezentrale eingeplant werden.

4.2.7 Variante 4 – Zentrale Wärme-Kälte Kopplung & Luft-Wärmepumpe

Variante 4 macht sich die gekoppelte Bereitstellung von Wärme und Kälte mit Wärmepumpen bzw. Kältemaschinen zu Nutze.

Hier kommen zwei verschiedene Wärmepumpensysteme zum Einsatz. Zum einen wird das Konzept der Energieverschiebung genutzt, bei dem eine Wasser-Wasser-Wärmepumpe gleichzeitig Kälte sowie die Abwärme aus deren Erzeugung bereitstellt. Dies funktioniert jedoch nur zu Zeiten mit gleichzeitig anfallenden Wärme- und Kältebedarf, z.B. im Sommer, wenn gleichzeitig Räume gekühlt werden und Trinkwarmwasserbedarfe z.B. für Duschen anfallen, oder im Winter, wenn parallel zum Raumwärmebedarf einzelne Räume wie Serverstellflächen oder Laboranwendungen ganzjährig gekühlt werden.

Zu Zeiten, an denen ein höherer Wärmebedarf als Kältebedarf benötigt wird (vice versa), kommt eine reversible Wärmepumpe zum Einsatz. Diese kann entweder im Heizbetrieb Wärme oder im Kühlbetrieb Kälte bereitstellen. Die jeweils andere Energieform wird „über Dach entsorgt“. Dafür werden wiederum Rückkühler benötigt, die abhängig vom Betriebsfall als Wärmequelle oder -senke dienen. Dies wird durch die Integration weiterer Ventile innerhalb des Kältekreises ermöglicht.

Ein solches System, wie in Abbildung 36 dargestellt, wird als reversibel bezeichnet und kann entweder zum Heizen (links) oder Kühlen (rechts) genutzt werden. Ein zusätzliches Expansionsventil ermöglicht bei Fließrichtungsänderung des Kältemittels (Beim Wechsel von Heiz- zu Kühlbetrieb, vice versa) einen optimierten Betriebspunkt, durch den die Effizienz gesteigert und die Lärmemission verringert werden kann. Alle weiteren Komponenten gleichen sich, können jedoch je nach Betriebsart und Fließrichtung unterschiedliche Aufgaben erfüllen. Im Kühlbetrieb nimmt der Verflüssiger beispielsweise die Aufgabe des Verdampfers an und entzieht dem Heizwasser die Wärme, wodurch das Gebäude aktiv gekühlt wird. Das erwärmte Kältemittel wird im Anschluss, wie im Heizbetrieb, im Verdichter auf ein erhöhtes Temperaturniveau gebracht. Über den ursprünglichen Verdampfer verflüssigt sich das Kältemittel wiederum und kann nun Wärme an die Umweltquelle abgeben.

Es wird parallel zum zentralen Wärmenetz ein Kältenetz in das süd-östlich gelegene Vorzugsgebiet integriert (vgl. Abbildung 31), um die Kälte zu verteilen. Da voraussichtlich nicht alle Gebäude einen

Kältebedarf aufweisen werden und auf Grund des Verhältnisses von Wärme- und Kältebedarf, wird das Kältenetz nicht über das gesamte Projektgebiet vorgesehen, sondern in seiner Größe so beschränkt, dass die anfallende Abwärme im Sommer sinnvoll in das Wärmenetz integriert werden kann. Eine größere Auslegung des Kältenetzes würde zu höheren Investitionskosten bei einer gleichzeitig geringeren Abnahmedichte je Trassenmeter führen und so die Wirtschaftlichkeit negativ beeinflussen.

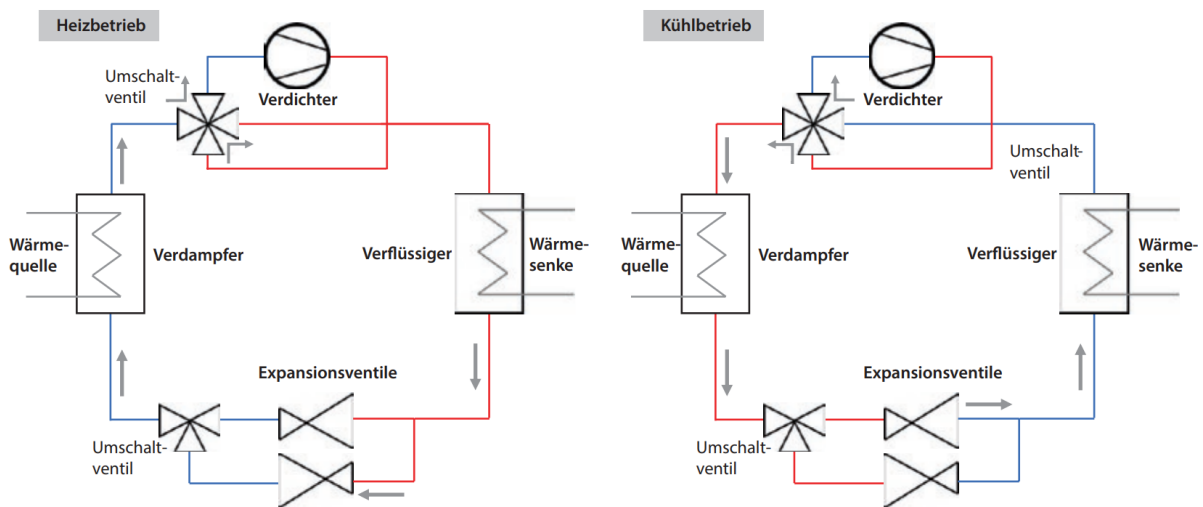


Abbildung 36: Reversibler Kältekreis ²⁵

4.2.8 Variante 5 – „Kaltes“ Netz mit dezentralen Wärmepumpen

Das „kalte“ Nahwärmenetz hat den gleichen Trassenverlauf wie in den vorangegangenen Varianten 2 bis 4, wird aber auf einem geringeren Temperaturniveau betrieben und kombiniert die Eigenschaften der dezentralen Referenz mit denen einer zentralen Versorgungsvariante. Ähnlich wie bei der zentralen Geothermie werden Erdsonden benötigt, die an einem Sammelpunkt zusammenlaufen und in die oberflächennahen Rohrleitungen einspeisen. Die Netztemperaturen schwanken je nach Jahreszeit und Wärme- und Kältebedarf zwischen 10 bis 20 °C im Vorlauf und haben eine Temperaturdifferenz von ca. 3 K zum Rücklauf. Jedes Gebäude besitzt eine Übergabestation mit jeweils einer Sole-Wasser-Wärmepumpe, einem PtH-Modul und einem Wärmespeicher und stellt sich individuell das benötigte Temperaturniveau zur Verfügung. Hat das Gebäude einen Kältebedarf kommt auch hier eine Wärmepumpe mit Energieverschiebung oder eine reversible Wärmepumpen zum Einsatz, je nachdem ob die Bedarfe gleichzeitig oder in unterschiedlichen Zeiträumen anfallen.

²⁵ Glaesmann, Nicolas (2022): Technik von Wärmepumpenheizungen. S. 99

4.3 Simulation und Optimierung der Varianten

Die Simulation der Varianten 1 bis 4 erfolgt jeweils für ein Jahr stundengenau mit der Software energyPRO. Variante 5 kann im Rahmen des Energiekonzepts auf Grund der komplexen hydraulischen Situation des „Kalten“ Netzes nicht dynamisch abgebildet werden.

Durch die dynamische Simulation wird sichtbar, ob das Erzeugersystem geeignet ist, in jeder einzelnen Stunde des Jahres die anfallenden Bedarfe zu decken. Zur Simulation der Wärmepumpen werden relevante Auslegungspunkte der Leistungsdaten aus realen Datenblättern verschiedener Anbieter genutzt. Das Energiekonzept ist jedoch herstellerunabhängig zu verstehen und die verschiedenen Anbieter und Modelle können auch durch andere ersetzt werden. Jeder Komponente wird außerdem ein Betriebsverhalten z.B. Beschränkung der Teillast zugewiesen. Als Puffer wird ein Wärmespeicher zwischengeschaltet. Die Energiebedarfe basieren auf dem Szenario B und werden anhand von Außentemperatur und Nutzerprofilen über die einzelnen Stunden des Jahres verteilt. Die Simulationsergebnisse werden zur Optimierung der einzelnen Varianten verwendet.

4.3.1 Simulation der dezentralen Variante

Die ausgewählten Beispielgebäude 8, 26 und 45 werden aufgrund der guten Wärmebedarfsübereinstimmung als Simulationsgrundlage für die dezentrale Versorgungsvariante verwendet. Neben der Wärmeerzeugung werden in dieser Variante auch Aufdach-Photovoltaikanlagen je Gebäude in die Simulation eingebunden. Unter Berücksichtigung der potenziellen Solarerträge der jeweiligen Gebäude können die Wärmeerzeugeranteile und die Eigenstrommengen bestimmt werden. Die Stromlastprofile aus Abbildung 37 sind angelehnt an die standardisierten Lastprofile der VDEW und spiegeln die drei verschiedenen Nutzungsarten wider.

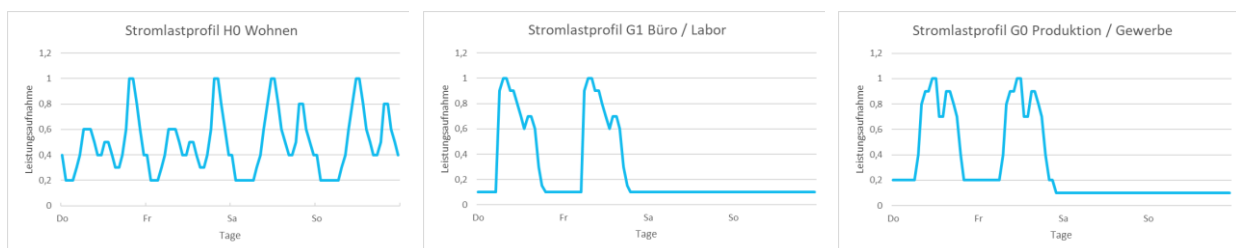


Abbildung 37: Stromlastprofile für die Nutzungsarten

Die Bedarfskategorie „Niedrig Wohnen“ ist beispielhaft in Abbildung 38 dargestellt. Der Aufbau orientiert sich an den gebäudespezifischen Kennzahlen, wie den begrünten Photovoltaik-Aufdachanlagen und den Strom- und Wärmebedarfen.

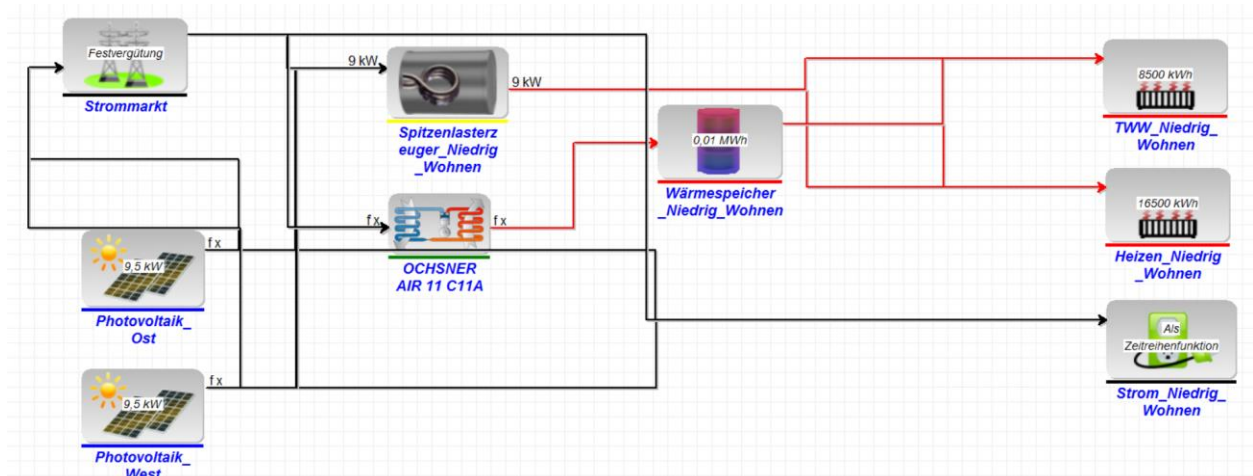


Abbildung 38: Aufbau eines dezentralen Simulationsmodells

Die Luftwärmepumpe und der Spitzenlasterzeuger sind sowohl mit den Photovoltaik-Modulen verbunden als auch mit dem Strommarkt, um eine Eigenstromnutzung zu simulieren. Anders als der Spitzenlasterzeuger kann die bereitgestellte Wärme der Wärmepumpe in einem Speicher zwischengespeichert werden, um einen möglichst hohen Wärmeertrag aus dem eingesetzten Strom zu generieren. Die Größe des Speichers wird durch die Maximalleistung der Wärmepumpe limitiert. Die Abbildung 39 zeigt, dass sich ab einer Speichergröße von 0,3 m³ eine Sättigung des Wärmepumpenstromanteils einstellt. Mit dieser Speichergröße stellt die Wärmepumpe 96,4 % der benötigten Wärme bereit.

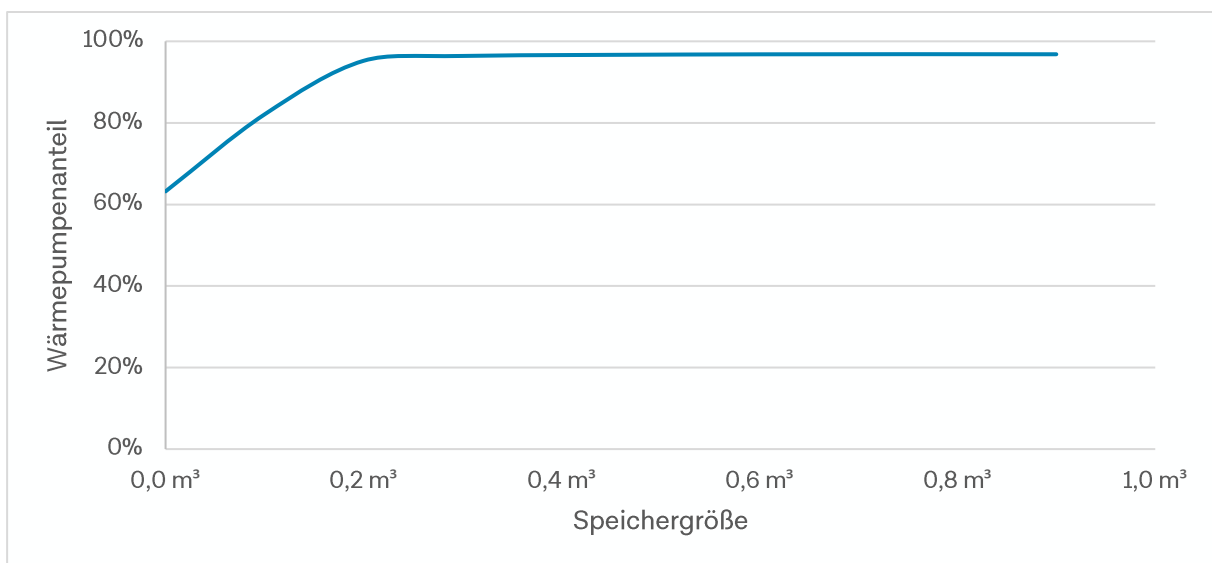


Abbildung 39: Auslegung des dezentralen Wärmespeichers

Eine detaillierte Analyse lässt sich anhand der graphischen Simulationsergebnisse aus Abbildung 40 ziehen. Hier ist ersichtlich, dass der Wärmespeicher (unterer Streifen, orange) an Tagen in den Monaten Februar und März komplett geleert wird. Während dieser Tage muss das P2H-Modul (erster Streifen von oben, gelb) die zusätzliche Wärmeleistung bereitstellen.

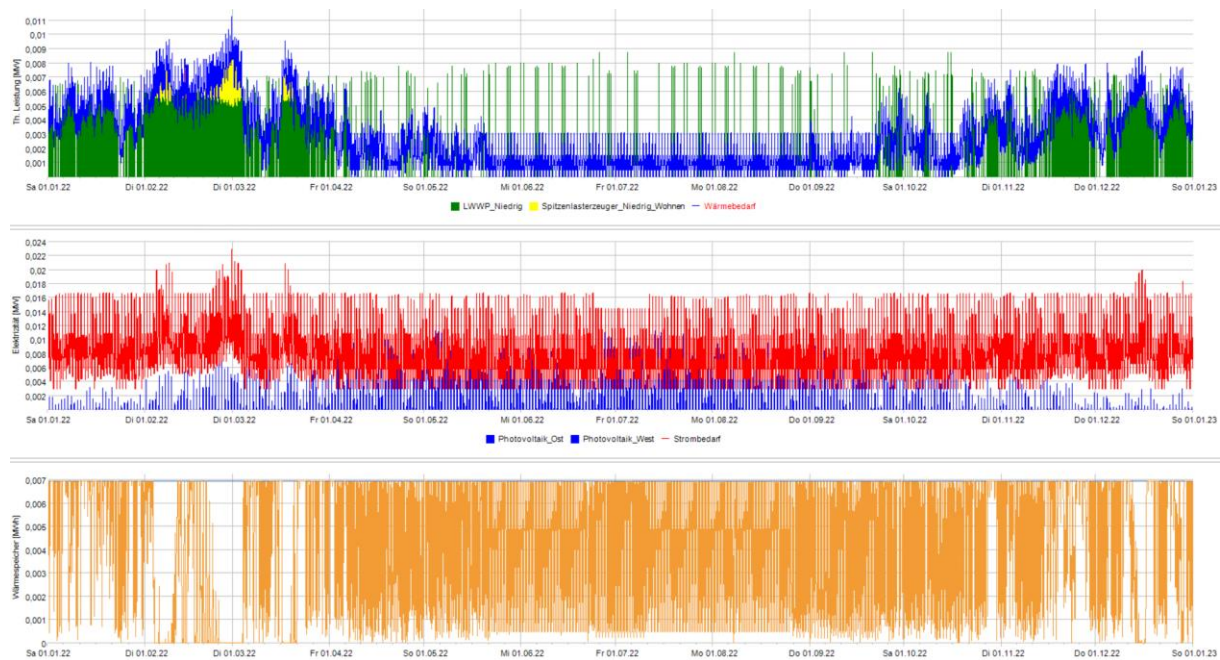


Abbildung 40: Graphische Auswertung der dezentralen Versorgung in der Kategorie „Niedrig“

Der über die PV-Aufdachanlagen erzeugte Strom wird zu knapp 94 % von den Wärmeerzeugern und den täglichen Stromnutzbedarfen genutzt. Lediglich an vereinzelten Tagen in den Sommermonaten fällt ein Erzeugungsüberschuss der solaren Erzeugungsspitzen an, der ins Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird. Die Gegenüberstellung von Strombedarf und Stromerzeugung (zweiter Streifen von oben, rot – Bedarf und blau – Erzeugung) zeigt jedoch, dass insbesondere in der Heizperiode die Stromerzeugung deutlich zu gering ist und Strom aus dem Netz sowohl für die Wärmepumpe als auch den Nutzerstrom bezogen werden muss. Bei einer jährlichen Wärmeproduktion von 24,2 MWh erreicht die Wärmepumpe eine Jahresarbeitszahl JAZ von 3,03 und 3.617 Volllaststunden.

Aus einer Lastspitzenanalyse am kältesten Tag des Jahres werden somit zusätzliche 9 kW des P2H-Moduls benötigt.

Die Simulationsergebnisse für die drei Gebäudekategorien „Niedrig“, „Mittel“ und „Hoch“ sind in der Tabelle 10 aufgeführt.

Tabelle 10: Simulationsergebnisse der dezentralen Referenzvariante

Wärmeerzeuger/ Komponenten	Dezentrale Variante		
Gebäudekategorie	„Niedrig“	„Mittel“	„Hoch“
Leistung Wp in kW	6,7	32,6	65,1
Leistung Elektroheizstab in kW	9	50	110
Speicher in m³	0,3	1,2	3
JAZ Wärmepumpe	3,03	2,94	2,93

4.3.2 Simulation der zentralen Versorgungsvarianten

Zur Simulation der zentralen Varianten wurden zusätzlich zum Wärmebedarf der 78 mit Wärme zu versorgenden Gebäude 3 % Netzverluste mitbetrachtet. Des Weiteren wurden die einzelnen Gebäudebedarfe zusammengefasst, um die Abnahme des Netzes darzustellen. Die gebäudeseitigen Photovoltaikanlagen wurden nicht mit dargestellt, da auf Grund der rechtlichen Situation eine Eigenstromnutzung für die Energiezentrale von Strom, der auf anderen Grundstücken bereitgestellt wird, nicht möglich bzw. nicht wirtschaftlich ist.

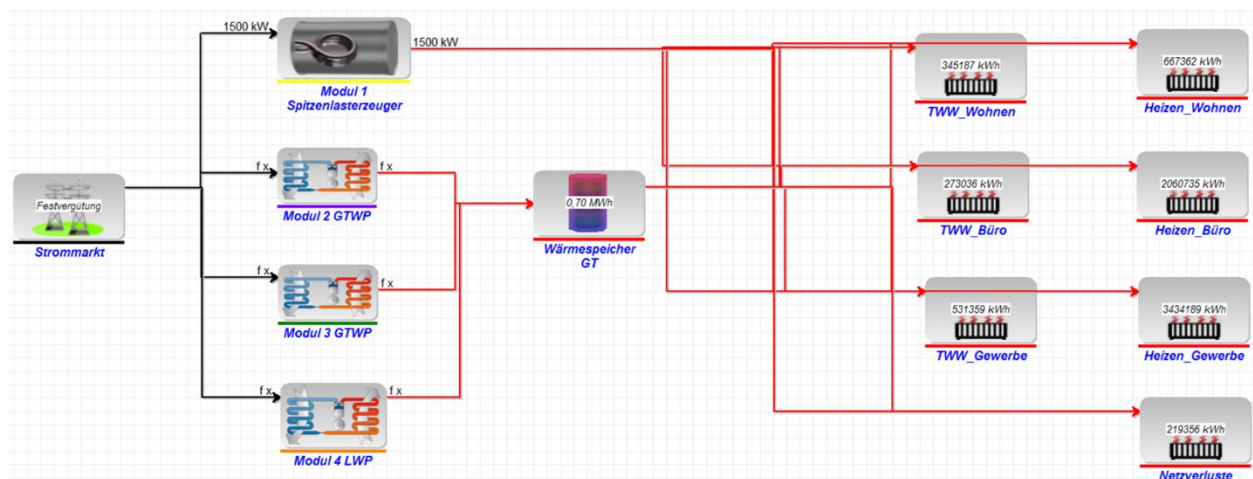


Abbildung 41: Aufbau der zentralen Variante Geothermie und Luft

Tabelle 11 stellt wiederum die Eingangsparameter sowie die Simulationsergebnisse wie die erreichten JAZ der Wärmepumpenmodule dar.

Tabelle 11: Simulationsergebnisse der zentralen Versorgungsvarianten

Wärmeerzeuger/ Komponenten	Zentrale Varianten		
Gebäudekategorie	Geothermie	Geothermie / Luft	Luft/WKK
Leistung Wp in MW	2x 824	850 / 859	1.700 / 266
Leistung Pflanzölkessel in kW	1.500	1.500	1.500
Speicher in m ³	30	30	50
JAZ Wärmepumpe	3,63	3,63 / 3,34	2,85 / 5,92

Abbildung 42 stellt die sich ergebenden Erzeugeranteile an der Wärmebereitstellung dar. Es zeigt sich, dass die Spitzenlastbereitstellung in den Varianten 2 und 3 mit ca. 9 % den höchsten Anteil verursacht. Es folgen Variante 5 mit 7 % und Variante 1 mit 5 %. Den geringsten Anteil mit lediglich 3 % erreicht Variante 4, da hier durch die für die Kältebereitstellung im Sommer benötigte Wärmepumpenleistung in der Heizperiode auch höhere Leistungen durch die Wärmepumpe abgedeckt werden können.

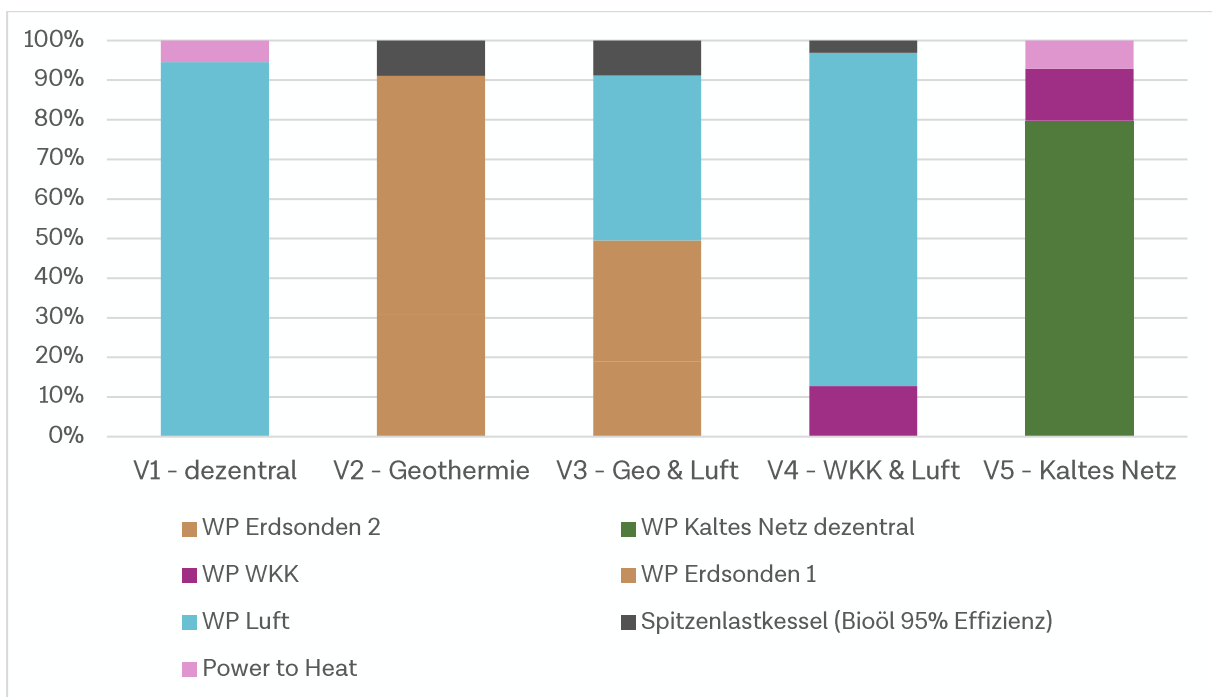


Abbildung 42: Anteile der Wärmeerzeuger je Variante

4.4 Wirtschaftlicher Variantenvergleich

Im Rahmen des wirtschaftlichen Variantenvergleichs werden die Lebenszykluskosten der verschiedenen Varianten bewertet. Hierbei werden in Anlehnung an die VDI 2067 jeweils Investitionskosten, Betriebskosten für Instandhaltung und Wartung und verbrauchsabhängige Kosten für Brennstoffe und Strom einbezogen.

4.4.1 Eingangsparameter

Es werden dabei die folgenden wirtschaftlichen Parameter zu Grunde gelegt:

- Zins: 2,5 %
- Betrachtungszeitraum: 20 Jahre
- Nutzungsdauern (Ersatzinvestitionen) und Aufwendungen für Instandsetzung und Wartung nach VDI 2067
- 10 % der Investitionskosten für Unvorhergesehenes
- 20 % der Investitionskosten als Baunebenkosten (Planungsleistungen, Genehmigungen und Gutachten)
- Alle Kosten: netto

Die folgenden Strom- und Brennstoffpreise inkl. CO₂-Kosten werden angesetzt:

- Strompreis:
 - Dezentrale Wärmepumpen: 199 €/MWh
 - Zentrale Wärmepumpen: 186 €/MWh
- Brennstoffpreise
 - Biodiesel: 240 €/MWh, vorläufig keine CO₂-Kosten²⁶

Für die Stromkosten wurde der Mittelwert über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren anhand der Entwicklung für die Großhandelspreise des mittleren Strompreispfades einer von Prognos im September 2022 veröffentlichten Studie angenommen.²⁷ In den Strompreis fließen neben dem Großhandelspreis auch Umlagen und Abgaben z.B. Netznutzungsentgelte und Stromsteuer ein. Hierbei ist auch berücksichtigt, dass die EEG-Umlage seit Juli 2022 entfällt. Zudem wird eine Inflationsrate von 2,6% pro Jahr angenommen. Der Biodieselpreis bezieht sich auf den Mittelwert der Großhandelspreise ohne Mehrwertsteuer ab Tanklager aus dem Jahr 2022.²⁸

²⁶ Die vom Bundeskabinett beschlossene Emissionsberichterstattungsverordnung sieht vor, dass ab 2027 unter bestimmten Voraussetzungen auch für nachhaltig zertifizierte Biokraftstoffe ein CO₂-Preis zu zahlen ist.

²⁷ prognos Strompreisprognose Großhandelsstrompreise 20.09.2022

²⁸ <https://www.ufop.de/medien/downloads/agrar-info/marktinformationen/>

Die Jahresarbeitszahlen (Quotient aus nutzbarer Wärme und eingesetztem Strom) der Wärmepumpen werden den Simulationsergebnissen entnommen. Für die nicht simulierte Variante 5 wird die JAZ der Variante 2 Geothermie übernommen, da den Wärmepumpen hier anders als in Variante 1 das „Kalte“ Netz und somit insbesondere in der Heizperiode eine höhere Quelltemperatur als die Außenluft zur Verfügung steht.

Die angenommenen Leistungen und Dimensionen wurden überschlägig im Rahmen des Konzepts ermittelt und über die Simulation geprüft bzw. optimiert. Die angenommenen Kosten gehen teilweise auf Richtpreisangebote, teilweise auf Studien sowie auf Erfahrungswerte aus anderen Projekten zurück. Alle Angaben verstehen sich als vorläufige Annahmen im Rahmen eines Konzepts und können im weiteren Projektverlauf entsprechend abweichen. Auf Grund der spezifischen Anforderungen im Projektgebiet wurden auf die üblichen Kosten der Erdsondenerrichtung 20 % für den Umgang und die Entsorgung von Altlasten aufgeschlagen. Für die Errichtung von Wärme- und Kältenetzen wurden Investitionskosten für Erdarbeiten und Rohre inkl. Dämmung berücksichtigt. Die Wiederherstellung der Oberflächen wurde nicht berücksichtigt, da davon ausgegangen wurde, dass dies unter die gesamten Erschließungskosten fällt bzw. synergetisch gemeinsam mit der Erschließung für Strom, Wasser und Daten erfolgt.

Gegenüber den Kosten werden mögliche Fördermittel gegengerechnet. Hierbei werden folgende Förderprogramme berücksichtigt:

- V1 dezentral: keine Fördermittel
 - Da in Szenario B der Energiestandard KfW 55 berücksichtigt wurden, konnte aktuell kein Förderprogramm ermittelt werden. Sollte abweichend der KfW 40-Standard erreicht werden, kann über die Bundesförderung Effiziente Gebäude (BEG) ein Tilgungszuschuss beantragt werden.
- V2 bis V4 zentral: Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW)
 - Investitionsförderung: 40 % auf die förderfähigen Investitionskosten (Erzeugerkomponenten und Wärmenetz)
 - Betriebskostenförderung: max. 90 % der Wärmepumpenstromkosten in den ersten 10 Betriebsjahren in Abhängigkeit der JAZ
- V5 „Kaltes“ Netz: Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW)
 - Investitionsförderung: 40 % auf die förderfähigen Investitionskosten (Erzeugerkomponenten und Wärmenetz); hierbei sind dezentrale Wärmepumpen nur förderfähig, wenn sie später im Besitz des Netzbetreibers verbleiben
 - Betriebskostenförderung entfällt für die dezentralen Wärmepumpen, da sie nicht in ein Wärmenetz einspeisen

Voraussetzung für die BEW-Förderung sind mindestens 17 Gebäude, die vom Wärmenetz versorgt werden, sowie ein Anteil von 75 % erneuerbaren, der in allen betrachteten Varianten erreicht wird. Die Förderung nach BEG ist abhängig von der Effizienz bzw. dem SCOP der jeweiligen Wärmepumpe und bleibt daher im Einzelfall zu prüfen. Des Weiteren wurde im BEW mittlerweile die Förderung einer Wirtschaftlichkeitslücke gegenüber nicht-treibhausgasneutralen Varianten ergänzt, sodass im Weiteren ein Nachweis zu erbringen ist, wie hoch diese Lücke und damit letztlich die Förderung ist. Das Förderprogramm teilt sich in zwei Module. Im ersten Modul wird eine Machbarkeitsstudie (Energiekonzept sowie Leistungsphase 3 Entwurf und 4 Genehmigungsplanung der HOAI) gefördert. Im anschließenden zweiten Modul können die weiteren Leistungsphasen der HOAI sowie die Investitionskosten gefördert werden.

4.4.2 Investitionskosten

Jeweils zu Projektbeginn sind die Investitionskosten der benötigten Komponenten vorzufinanzieren. Für die einzelnen Varianten werden diese in Abhängigkeit der Komponenten in Abbildung 43 dargestellt.

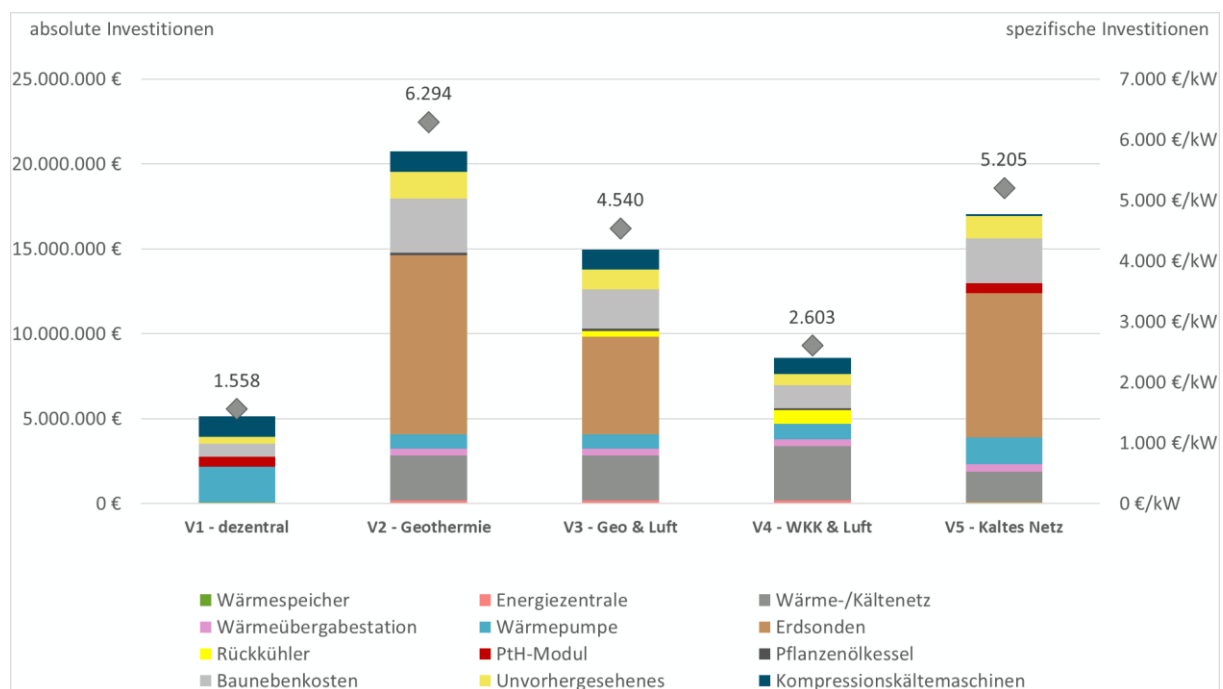


Abbildung 43: Investitionskosten der einzelnen Varianten

Die geringsten Investitionskosten ergeben sich mit ca. 5,1 Mio. € in Variante 1, wobei hier aktuell keine Fördermittel ermittelt werden konnten. Die Varianten 2, 3 und 5 sind auf Grund der benötigten Erdsondenfelder besonders investitionskostenintensiv. Die höchsten Kosten entstehen mit ca. 20,7 Mio € in

Variante 2. Da in Variante 3 und 5 das Erdsondenfeld jeweils reduziert wird, fallen hier nur Kosten von ca. 14,9 bzw. 17,0 Mio € an. Variante 4 stellt mit ca. 8,5 Mio. € Investitionskosten die günstigste der zentralen Varianten dar. Neben den Bereitstellungsanlagen wie Wärmepumpen, Spitzenlasterzeugung und Speichern sind auch Kosten für Wärmenetze, eine Energiezentrale und Regelungstechnik mehrerer Einspeiser enthalten. Höhere Kosten in den Gebäuden für benötigte dezentrale Technikflächen in Variante 1 hingegen liegen außerhalb der Bilanzgrenze und sind nicht berücksichtigt.

Für die zentralen Varianten sind jeweils mögliche Investitionsförderungen über das BEW sowohl für die Netze als auch die Erzeugerkomponenten und Speicher gegengerechnet. Bei Variante 5 ist zu berücksichtigen, dass die konkrete Förderung der dezentralen Komponenten entsprechend der späteren Besitzverhältnisse noch zu prüfen bleibt.

Abbildung 44 stellt die Investitionskosten mit und ohne Förderung sowie die Förderquote der einzelnen Varianten dar. Es zeigt sich, dass die Investitionskosten der zentralen Varianten Förderquoten zwischen 32 und 38 % erreichen und somit gegenüber der dezentralen Variante 1 ohne Förderung deutlich aufholen können. Insbesondere Variante 4 mit der Wärme-Kälte-Kopplung ist kapitalgebunden nur noch unwesentlich teurer als die dezentralen Luftwärmepumpen und Kältemaschinen.

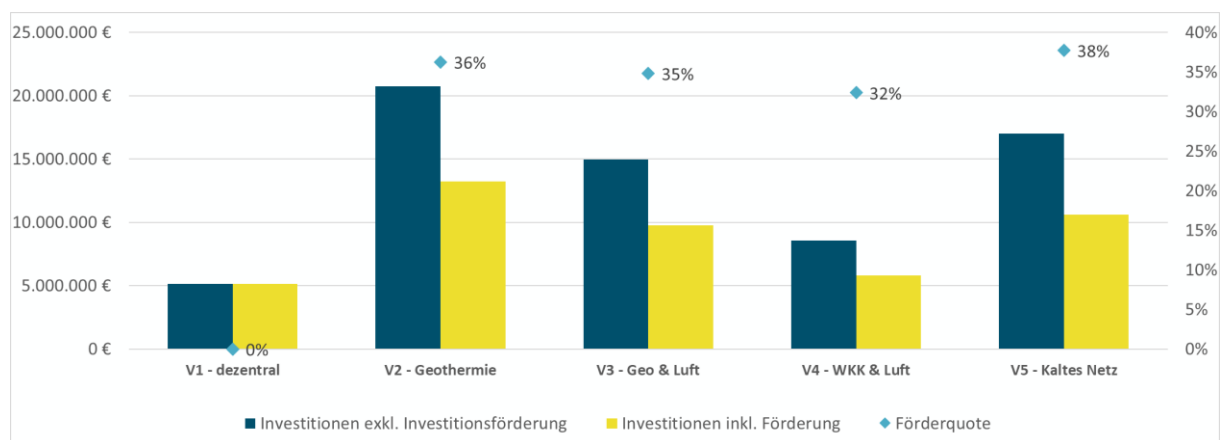


Abbildung 44: Investitionskosten mit und ohne Förderung

4.4.3 Jährliche Kosten

Neben den Investitionskosten sind aber auch jährlich anfallende verbrauchsabhängige Kosten wie Strom- und Brennstoffkosten sowie Betriebskosten für Wartung & Instandhaltung relevant für die Wirtschaftlichkeit der Varianten. Um diese vergleichbar zu machen, werden die Investitionskosten in eine jährliche Annuität der kapitalgebundenen Kosten umgerechnet.

Abbildung 45 stellt die jährlichen Kostenanteile der Varianten für kapitalgebundene, betriebsabhängige und verbrauchsabhängige Kosten sowie die Betriebskostenförderung durch das BEW dar. In Variante 5 ist der Wärmepumpenstrom nicht förderfähig, da hierfür erforderlich ist, dass die Wärmepumpen in ein Wärmenetz einspeisen.

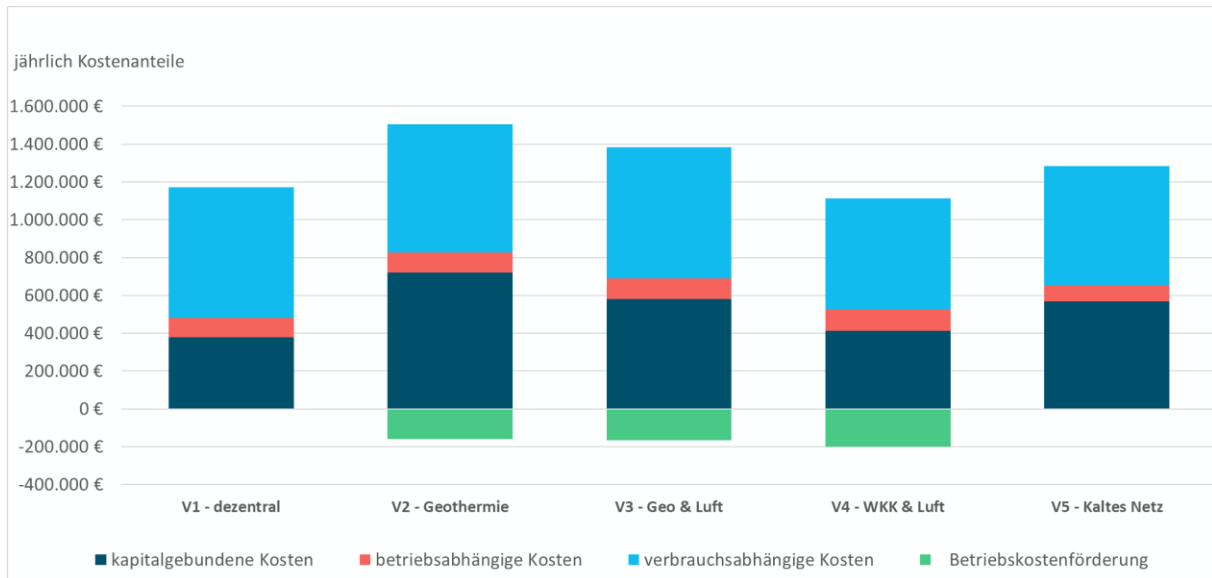


Abbildung 45: Jährliche Kosten der Varianten

Aus Tabelle 12 zeigt sich, dass die kapitalgebundenen Kosten nur etwa ein Drittel bis knapp 55 % der jährlichen Kosten ausmachen. Vor allem auf Grund der Stromkosten haben die verbrauchsabhängigen Kosten mit einem Anteil von ca. 50 bis knapp 65 % den größten Einfluss. Den geringsten Anteil mit ca. 6 bis 12 % verursachen Wartung und Instandhaltung der Anlagen. Somit rückt die dezentrale Variante bei der Betrachtung der jährlichen Gesamtkosten deutlich näher an die zentralen Varianten heran bzw. kann von Variante 4 sogar überholt werden.

Tabelle 12: Prozentuale Anteile an den jährlichen Gesamtkosten

Kategorisierung	Varianten				
	V1	V2	V3	V4	V5
Kapitalgebundene Kosten	32%	54%	48%	45%	44%
Betriebsabhängige Kosten	9%	8%	9%	12%	6%
Verbrauchsabhängige Kosten	59%	50%	57%	64%	49%

4.4.4 Spezifische Energiegestehungskosten

Werden die jährlichen Energiekosten mit den jährlichen Energieabsatz für Wärme und Kälte ins Verhältnis gesetzt, ergeben sich die Energiegestehungskosten. Diese werden in Abbildung 46 dargestellt.

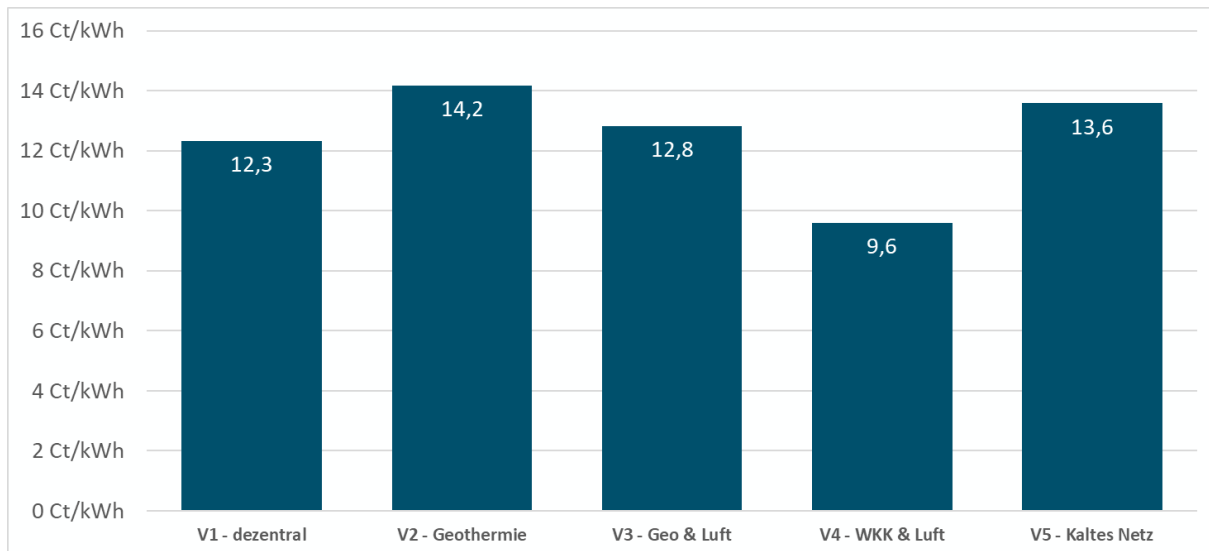


Abbildung 46: Energiegestehungskosten für Wärme und Kälte

Die geringsten Kosten erreicht mit 9,6 ct/kWh Variante 4 mit der Wärme-Kälte-Kopplung. Dahinter folgt die dezentrale Variante 1 mit 12,3 ct/kWh. Danach folgen die zentralen Varianten 3, 5 und 2, die auf Grund der Erdsondenfelder vergleichsweise teuer sind.

4.5 Ökologischer Variantenvergleich

4.5.1 Absolute und spezifische Emissionen

Da neben der Wirtschaftlichkeit auch die Nachhaltigkeit und der Einfluss der Wärmeerzeugung auf die Treibhausgasemissionen betrachtet werden sollen, wurden die Treibhausgasemissionen der einzelnen Varianten inkl. Vorketten bewertet. Dabei wurden die folgenden Emissionsfaktoren angesetzt:

- Bundesweiter Strommix: ca. 294 g CO₂/kWh
- Biodiesel: 187 g CO₂/kWh inkl. Vorkette²⁹

²⁹ <https://eur-lex.europa.eu/LexUriServ/LexUriServ.do?uri=OJ:L:2009:140:0016:0062:de:PDF>

Für den Netzbezug wurden dabei die jährlichen Emissionsfaktoren anhand der Ziele der Bundesregierung zum Ausbau der Erneuerbaren im Stromsektor abgeschätzt und über den Betrachtungszeitraum (20 Jahre ab Erschließung in 2026) gemittelt.

Abbildung 47 stellt die sich je Variante ergebenden CO₂-Emissionen dar. Entscheidend ist in allen Varianten der Stromeinsatz für die Wärmepumpen. Hier hängt die Höhe der Emissionen und somit die Nachhaltigkeit der Versorgung am Emissionsfaktor des Bundesweiten Strommix und somit deutschlandweiten Ausbau der Erneuerbaren.

Alle Varianten liegen in der Größenordnung von ca. 1.000 t CO₂ pro Jahr. Die geringsten Emissionen erreicht Variante 4 auf Grund der gekoppelten Wärme- und Kältebereitstellung. Danach folgen die anderen zentralen Varianten. Die höchsten Emissionen verursacht die dezentrale Variante 1 auf Grund der geringeren Effizienz der Luftwärmepumpen gegenüber den anderen Wärmepumpensystemen.

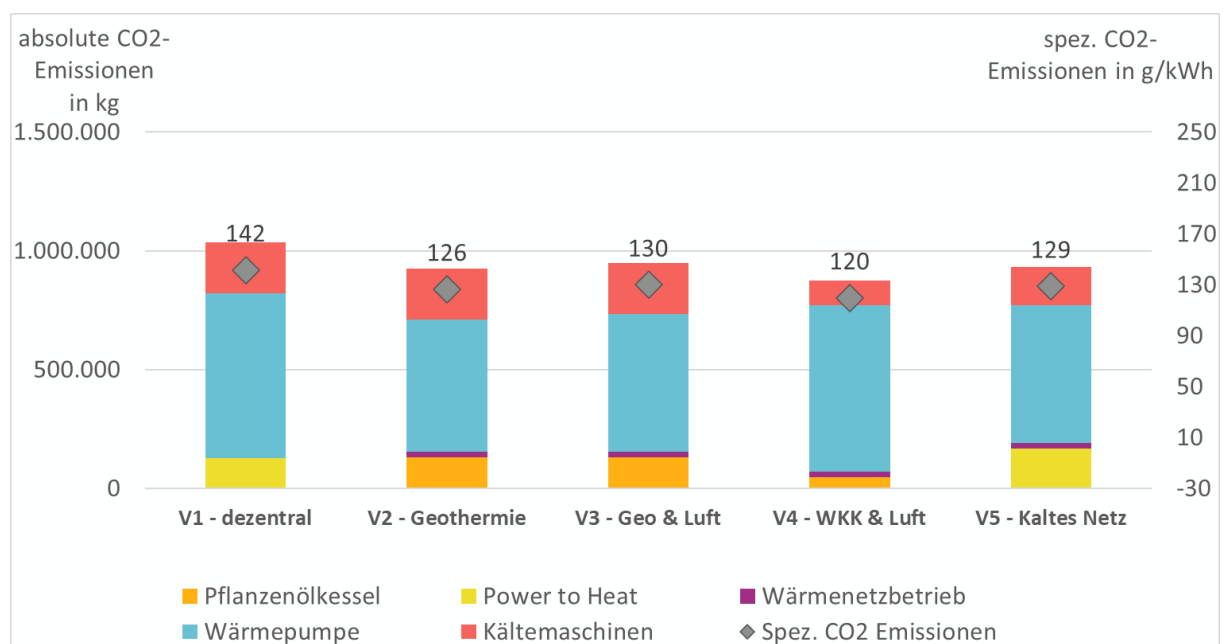


Abbildung 47: Jährliche und spezifische CO₂-Emissionen der Varianten

4.5.2 Bilanzierung der Wärmeerzeugung mittels PV-Strom

Für die Stadt Gelsenkirchen liegt ein Ratsbeschluss vor, dass die Wärmeversorgung von Projektgebieten bilanziell über die lokale Stromversorgung gedeckt werden können muss. Die CO₂-Bilanzierung auf dem Gelände der Neuen Zeche Westerholt wurde daher jeweils für die Variante mit dem höchsten und niedrigsten Stromeinsatz zur Wärmeerzeugung durchgeführt. Die dezentrale Referenzvariante liegt durch die 100 % Gleichzeitigkeit und der zusätzlichen Spitzenlastversorgung mittels PtH-

Modulen mit knapp 3.500 MWh vorne. Da die Wärmepumpen in dieser Variante dezentral im Projektgebiet verteilt sind, werden bilanziell alle potenziellen PV-Flächen gegengerechnet. Bilanziell kann der Wärmestrombedarf sowohl bei vollständiger PV-Belegung aller Gebäude (ca. 8.000 MWh p.a.) als auch bei reduzierter Belegung mit 50 % der Bestandgebäude, ohne Denkmalschutzgebäuden und mit Fassadenbelegung der Landmarken (ca. 6.400 MWh p.a.) gedeckt werden. In dem Fall verbleibt in Szenario B ein bilanzielles Solarpotenzial von ca. 4.500 MWh p.a. bis 6.100 MWh p.a. zur anteiligen Deckung von Nutzerstrom und elektrischer Ladeinfrastruktur (ca. 15.700 MWh p.a.).

Die zentrale Wärme-Kälte-Kopplung ergänzt um eine zentrale Luft-Wärmepumpe hat durch die hohe Effizienz der gekoppelten Bereitstellung und der Spitzenlastversorgung durch den Pflanzenölkessels mit etwa 2.600 MWh den niedrigsten Strombedarf. Da in dieser Variante die Wärmeversorgungsanlagen zentral errichtet werden, sollen nur PV-Potenziale der unmittelbaren Umgebung bei der Bilanzierung berücksichtigt werden. Es wurden daher nur die zwei umkreisten Areale aus Abbildung 48 gesondert betrachtet. Das grüne Areal liegt in direkter Umgebung von Schacht 1 und dem Grubengas-BHKW als potenziellem Standort für die Energiezentrale. Der PV-Strom in diesem Areal reicht bilanziell jedoch nur aus, um rund 40 % des Wärmepumpenbedarfs zu decken. Zudem liegen die Gebäude im dritten Bauabschnitt, sodass frühestens ab dem Jahr 2029 dieses Potenzial nutzbar wird.

Für eine vollständige Deckung der Wärmeversorgung mit lokalem PV-Strom wird ein Großteil des südlichen Gewerbegebiets benötigt, welches in Abbildung 48 blau umkreist ist. Zur lokalen und bilanziellen Deckung von Nutzerstrom und elektrischer Ladeinfrastruktur verblieben in diesem Fall ca. 3.780 MWh p.a. bis 5.380 MWh p.a. Ein Großteil der notwendigen Gebäude liegt auch hier größtenteils in den Bauabschnitten 2 und 3.

Es handelt sich hierbei um eine bilanzielle Betrachtung von jährlichen Energiemengen, die keine direkte Verbindung zwischen einzelnen Gebäuden mit Energiebereitstellung und -nutzung sowie keinerlei Betrachtung bzgl. Grundstücksgrenzen und elektrischen Arealnetzen berücksichtigt.

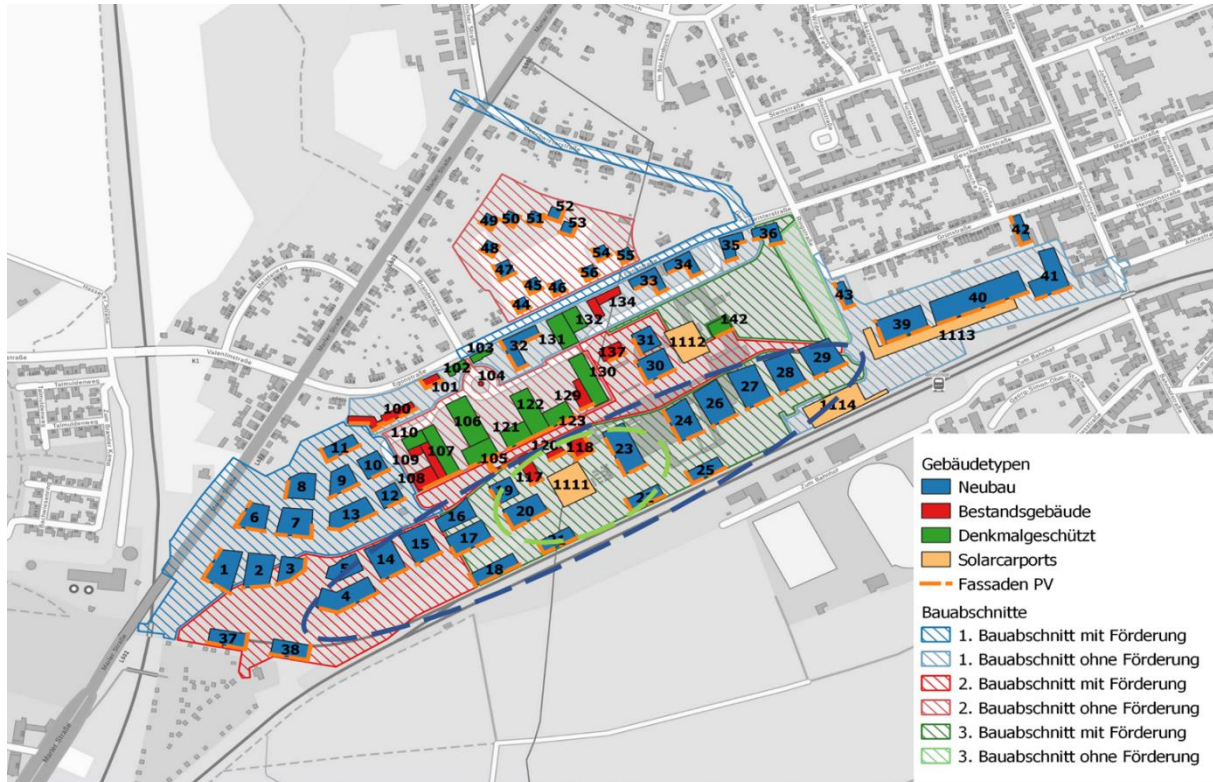


Abbildung 48: PV-Potenziale zur Deckung des Wärmestroms

4.6 Exkurs: Netzstabilität

Als Netzstabilität bezeichnet man den ausgeglichenen Zustand im Stromnetz der öffentlichen Versorgung auf einer bestimmten Netzfrequenz. Diese liegt in Deutschland typischerweise bei 50 Hz. Damit die Netzstabilität erreicht wird, muss die gleiche Menge Strom eingespeist werden, wie gerade aus dem Netz entnommen wird.

In der Vergangenheit ist die Stromerzeugung dem Verbrauch gefolgt. In Abhängigkeit des Strombedarfs stellten konventionelle, regelbare Kraftwerke u.a. basierend auf fossilen Brennstoffen wie Erdgas oder Kohle die benötigte Energie in der richtigen Menge und zum richtigen Zeitpunkt zur Verfügung und speisten diesen meist auf Übertragungsnetzebene ins Netz der öffentlichen Versorgung ein. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien speisen heute vermehrt volatile Erzeuger, die dargebotsabhängig von Wind und Solareinstrahlung sind, dezentral bereits auf Verteilnetzebene ein. Gleichzeitig wächst der Stromverbrauch u.a. durch die Sektorenkopplung, indem elektrische Energie vermehrt auch in Bereichen und Prozessen Wärmeversorgung und Verkehr eingesetzt wird, die in der Vergangenheit aus anderen Energieträgern wie Erdgas oder flüssigen Kraftstoffen versorgt wurden.

Deutschland und Europa stehen daher vor der Herausforderung, dass Stromverbrauch und -verteilung der schwankenden Verfügbarkeit und Erzeugung angepasst werden müssen und Energie zwischengespeichert werden muss, um auch zukünftig Versorgungssicherheit und Netzstabilität zu gewährleisten.

Für die Netzstabilität im jeweiligen Bilanzkreis sind die Netzbetreiber zuständig. Sie setzen hierzu verschiedene Instrumente des Energiemarktdesigns ein, um Erzeugung und Nachfrage zu flexibilisieren.

- **Lastmanagement:** Als variable Produktion oder Lastmanagement bezeichnet man Abweichungen vom üblichen Stromverbrauchsmuster in Reaktion auf Änderungen des Strompreises im Zeitverlauf oder Anreizzahlungen, die eingeführt wurden.³⁰ Auswirkungen können geringerer Stromverbrauch in Zeiten hoher Stromgroßhandelspreise oder höherer Stromverbrauch in Zeiten geringer oder sogar negativer Stromgroßhandelspreise sein. Beide Optionen können zur Systemstabilität des Netzes der öffentlichen Versorgung beitragen.
- **Regelleistung** stellt eine marktbasierte Maßnahme zur Aufrechterhaltung der Netzstabilität dar. Diese werden von den Netzbetreibern gegen Vergütung abgerufen, um kurzfristig und kurzzeitig Stromerzeugung und -nachfrage im Netz auszugleichen. Regelleistung wird regelzonenübergreifend auf Übertragungsnetzebene ausgeschrieben und dient der Frequenzhaltung. Regelleistung wird sowohl in positiver Form (Abschaltung von Lasten, Zuschaltung von Erzeugern) als auch in negativer Form (Zuschaltung von Lasten, Abschaltung von Erzeugern) benötigt.
- **Netzdienliches Verhalten** beschreibt die Fähigkeit von Anlagen, sich den Bedürfnissen des Netzes zum jeweiligen Zeitpunkt beispielsweise über ein Strompreissignal anpassen zu können. Die Anforderung des Netzes besteht dabei jeweils darin, zum jeweiligen Zeitpunkt in Abhängigkeit von aktueller Stromerzeugung und -nachfrage gerade viel Strom abgeben zu müssen oder aktuell nur wenig Strom abgeben zu können. Wissenschaftler vom Fraunhofer ISE haben hierfür eine Kennzahl den sogenannten Grid-Support-Coefficient entwickelt, um die Netzdienlichkeit von Gebäuden insbesondere in Bezug auf ihre Heizanlagen (BHKW und Wärmepumpen) bewerten zu können. Der Koeffizient gibt dabei das Optimierungspotenzial an, inwiefern die Anlage beispielsweise durch eine optimierte, strompreisbasierte Regelung bereits netzdienlich arbeitet oder im Gegenteil einer starken Abhängigkeit vom Lastprofil unterliegt und sich damit netzadvers oder netzneutral verhält.³¹

³⁰ Federal Energy Regulatory Commission, 2006 S. 5

³¹ <https://www.ise.fraunhofer.de/de/presse-und-medien/presseinformationen/2016/netzdienliche-gebäude-unterstützen-die-integration-erneuerbarer-energien.html>

Im Projektgebiet der Neuen Zeche Westerholt werden zukünftig verschiedene Komponenten Einfluss auf die Netzstabilität haben:

- Dezentral einspeisende Photovoltaik-Anlagen
- Dezentrale oder zentrale Wärmepumpen
- Ggf. dezentrale power-to-heat-Module
- Elektrische Ladeinfrastruktur
- Elektrische Verbraucher der sich ansiedelnden Unternehmen und Anwohner

Hierbei sind die Punkte Photovoltaik, elektrische Ladeinfrastruktur und elektrische Verbraucher der zukünftigen Ansiedler unabhängig von der gewählten Wärmeversorgungsvariante. Bei den Photovoltaikanlagen ist gebäudeweise eine optimale Anlagengröße auszulegen und zu prüfen, inwiefern ein Batteriespeicher sinnvoll ins Versorgungskonzept integriert werden kann, um die Anlage teilweise vom Netz zu entkoppeln. In der elektrischen Ladeinfrastruktur wird typischerweise ein Lademanagement vorgesehen, sodass nie alle Ladepunkte mit voller Leistung betrieben werden und u.a. die maximale Anschlussleistung reduziert werden kann. Inwiefern besondere Auswirkungen, aber auch Eingriffsmöglichkeiten auf bzw. in die Netzstabilität durch dezentrale elektrische Verbraucher möglich sind, hängt spezifisch vom jeweiligen Verbraucher, seiner elektrischen Leistung und seiner typischen Betriebsweise ab. Je höher die elektrische Leistung eines Verbrauchers desto eher bieten sich Möglichkeiten zum Lastmanagement, zu netzdienlichem Verhalten oder sogar Regelleistung.

Die Auswirkungen von Wärmepumpen und power-to-heat-Modulen hängen direkt mit der zukünftigen Wärmeversorgungsvariante zusammen. In allen vorgeschlagenen Versorgungsvarianten wurden elektrische Wärmepumpen berücksichtigt, sodass alle Varianten einen erheblichen Einfluss auf die Netzstabilität haben können. Der Vorteil zentraler Versorgungsvarianten mit wenigen, großen Wärmepumpenmodulen gegenüber dezentral vielen, kleinen Wärmepumpen liegt hierbei sowohl in den besseren Regelungsmöglichkeiten als auch im größeren Effekt durch die Steuerung einzelner Verbraucher. Durch die Optimierung von Wärmespeichern kann der Betrieb von Wärmepumpen netzdienlicher geregelt werden, sodass in Zeiten niedriger Strompreise Wärme bereitgestellt, gespeichert und in Zeiten mit höherer Nachfrage verschoben wird. Power-to-heat-Module kommen nur in den dezentralen Versorgungsvarianten als Spitzenlastabsicherung vor. Sie haben ebenfalls einen erheblichen Einfluss auf die Netzstabilität, da hier sogar im Verhältnis 1:1 Strom für Wärme aus dem Netz entnommen wird. Auf Grund der vergleichsweise geringen Leistungen und der dezentralen Regelungen sind die Eingriffsmöglichkeiten zur Verbesserung der Netzstabilität hier jedoch begrenzt.

4.7 Fazit Variantenvergleich & Empfehlung einer Vorzugsvariante

Um abschließend eine Vorzugsvariante zu empfehlen, wurden die folgenden Bewertungskriterien festgelegt:

- Investitionskosten
- Jährliche Energiekosten
- CO₂-Emissionen
- Auswirkungen auf Netzstabilität
- Integration anderer Potenziale (z.B. Abwärme)

Die ersten drei Kriterien lassen sich hierbei sehr gut quantifizieren und die Abweichung zum besten Ergebnis aller Varianten in Punkten darstellen. Die beiden letzten Kriterien lassen sich hingegen nur qualitativ bewerten und erläuternd in einer Punktzahl ausdrücken.

Für die geringsten **Investitionskosten** erhält Variante 1 die Höchstpunktzahl von 4, gefolgt von Variante 4 mit 3 Punkten und auf Grund der Investitionsförderung nur 7 % darüber. Es folgen Variante 3 und 5 mit jeweils 2 Punkten und 64 bzw. 69 % über dem besten Ergebnis. Den Schluss bildet Variante 2 mit nur 1 Punkt und 113 % über den Investitionskosten von Variante 1.

Für die **geringsten jährlichen Kosten** (unter Berücksichtigung einer BEW-Förderung) erhält Variante 4 Wärme-Kälte-Kopplung die Höchstpunktzahl 4. Es folgen Variante 1 und 3 mit jeweils 3 Punkten, da sie 25 bzw. 33 % vom besten Ergebnis abweichen. Variante 5 und 2 erhalten jeweils 2 Punkte, da sie 39 bzw. 48 % über dem besten Ergebnis liegen.

Die Höchstpunktzahl für die geringsten **CO₂-Emissionen** erhält Variante 4. Es folgen Variante 2, 5 und 3 mit jeweils 3 Punkten und lediglich 6, 7 bzw. 8 % über dem besten Ergebnis. Variante 1 liegt 18 % darüber und erhält somit nur 2 Punkte.

Alle fünf Varianten haben grundsätzlich durch die Wärmepumpenlösungen und ggf. zusätzlichen Power-to-Heat-Module einen relevanten Einfluss auf die lokale **Netzstabilität**. Da bei den großen, zentralen Wärmepumpen bessere Eingriffsmöglichkeiten für einen netzdienlichen Betrieb bestehen, erhalten die drei Varianten 2, 3 und 4 jeweils 3 Punkte. Variante 1 und 5 erhalten auf Grund der dezentralen Wärmepumpen und die entsprechend schlechteren Eingriffsmöglichkeiten auf die Netzstabilität sowie die zusätzlichen Power-to-Heat-Module nur 2 Punkte.

Die vier netzgebundenen Varianten bieten grundsätzlich die Möglichkeit zusätzliche Potenziale, die ggf. heute noch nicht bekannt sind, z.B. gewerbliche Abwärme **zentral einzubinden** und erhalten dafür 3 Punkte. Bei Variante 1 besteht diese Möglichkeit nur sehr begrenzt. Zwar könnte das eigene

Unternehmen oder ein direkter Nachbar auch hier z.B. anfallende Abwärme einbinden, die unkomplizierte Verteilung über die fehlende Netzinfrastruktur ist aber nicht möglich. Die Variante erhält daher nur 1 Punkt.

Tabelle 13 fasst die Punkte nochmal in einer Bewertungsmatrix zusammen und summiert sie über die Varianten auf. Die höchste Punktzahl erreicht somit Variante 4 mit 17 Punkten, gefolgt von Variante 3 mit 14 Punkten. Die Varianten 1, 2 und 5 liegen mit jeweils 12 Punkten gleich auf.

Werden entweder als Kriterium der Wirtschaftlichkeit die jährlichen Energiekosten oder als Kriterium des Klimaschutzes die CO₂-Emissionen doppelt gewichtet, so verändern sich zwar die Punkte leicht, die Reihenfolge der Varianten bleibt aber unverändert.

Tabelle 13: Bewertungsmatrix

Kriterium	Variante				
	1	2	3	4	5
	V1 - dezentral	V2 - Geothermie	V3 - Geo & Luft	V4 - WKK & Luft	V5 - Kaltes Netz
jährliche Energiekosten	3	2	3	4	2
Investitionen	4	1	2	3	2
absolute CO ₂ -Emissionen	2	3	3	4	3
Netzstabilität	2	3	3	3	2
Einbindung anderer Potenziale (z.B. Abwärme)	1	3	3	3	3
Gesamtbewertung	12	12	14	17	12
Gewichtetes Gesamturteil Wirtschaftlichkeit¹	15	14	17	21	14
Gewichtetes Gesamturteil Klimaschutz²	14	15	17	21	15

Abschließend kann somit Variante 4 Wärme-Kälte-Kopplung als Vorzugsvariante empfohlen werden. Da sich die Energieversorgung des Projektgebiets Neue Zeche Westerholt noch in einem sehr frühen Projektstadium befindet und gewisse Unsicherheiten über zukünftige Bedarfe, tatsächliche Potenziale und Wirtschaftlichkeit der Lösungsmöglichkeiten bestehen, müssen die Alternativen noch nicht verworfen werden. Grundsätzlich wird auf Grund verschiedener Kriterien wie Nachhaltigkeit, zentrale Integration weiterer Potenziale wie Abwärme und guter Einflussmöglichkeiten auf die Versorgung durch den Netzbetreiber eine zentrale Lösung empfohlen. In einem weiteren Schritt könnten nun die verschiedenen Varianten z.B. im Rahmen einer BEW-Förderung Modul 1 näher betrachtet werden. Hierbei wären einerseits die Potenziale insbesondere die Geothermie z.B. durch eine Vorentwurfsplanung durch einen Geologen und Durchführung eines Thermal Response Test, andererseits aber auch weiterführende Aspekte wie Festlegung einer Energiezentrale und sich daraus ergebender Kosten sowie die Förderbedingungen weiter zu konkretisieren.

Eine entsprechend vertiefende Machbarkeitsstudie könnte durch die EG NZW selbst oder auch den späteren Energieversorger erstellt werden (s. auch Kapitel 6). Die Entscheidung für die tatsächliche Umsetzungsvariante muss nicht zwingend durch die EG NZW selbst erfolgen, sondern kann ggf. auch dem zukünftigen Energieversorger mit entsprechenden Betriebserfahrungen überlassen werden. Die Kennzahlen der empfohlenen Vorzugsvariante wie max. Energiegestehungskosten oder Nachhaltigkeitskriterien wie max. CO₂-Emissionen können hierbei als Benchmark dienen.

5. STROMNETZBETRIEB

Um neben der Wärme- und Kälteversorgung auch die Stromversorgung im Konzept zu berücksichtigen, wurde der Austausch mit den beiden verantwortlichen Netzbetreibern gesucht. Auf Grund der Kommunalgrenze mittig durch das Projektgebiet sind das die Stadtwerke Herten auf dem östlichen Teil und die ELE Verteilnetz GmbH auf dem westlichen Teil des Projektgebiets.

Relevante Themen in den Abstimmungsgesprächen waren die potenziellen zukünftigen Strombedarfe sowie dezentrale Erzeugungspotenziale durch Photovoltaik und inwiefern diese zukünftig physisch über ein oder mehrere Stromnetze angebunden und versorgt werden können. Hierbei spielen auch zukünftige Eigentumsverhältnisse der Flächen und Infrastruktur eine Rolle.

Das Projektgebiet soll zukünftig privatisiert werden. Die Erschließung der öffentlichen Verkehrsflächen erfolgt durch die Kommunen. Die Netzstationen sollen privatisiert werden.

5.1 Osten des Projektgebiets – Stadtwerke Herten

Am 22.09.2022 erfolgte ein erstes Gespräch mit Frank Girke, Fachgebietsleiter Stromnetz bei den **Stadtwerken Herten**. Die SW Herten besitzen und betreiben mehrere Mittelspannungsleitungen und 10 kV-Stationen im Projektgebiet:

- RAG-Restbetrieb Westerholt, Nr. 248: Verfügbare Leistung ca. 2,5 MW; Diese Station versorgt die bestehenden Gebäude und ist im Besitz der RAG. Im Zuge der Erschließung des Baugebiets wird diese Station durch eine oder je nach Erfordernis durch mehrere Stationen der SW Herten ersetzt.
- Grubengasanlage Westerholt, Nr. 250: Verfügbare Leistung ca. 5 MW; Diese Station ist an einem Stickleit von der Hauptstation Bertlich aus an das 10 kV-Netz angeschlossen. Es könnte nach Rücksprache mit dem Betreiber der Grubengas-Anlage als Versorgungskabel für das Gewerbegebiet genutzt werden. Allerdings müsste die Stickleitung durch entsprechende neue 10 kV-Kabelverlegungen in eine sicherere Ringleitung umgewandelt werden.
- Zum Bahnhof, Nr. 207 a: verfügbare Leistung ca. 2,5 MW; Diese Station steht auf der südlichen Seite der Bahngleise und könnte für die Versorgung des östlichen Randbereichs des Baugebiets genutzt werden. Dazu ist eine Trassenquerung unter den derzeitigen Gleisen notwendig.

Laut Aussage der SW Herten wird es für die Versorgung größerer Kunden sowie größerer Photovoltaik-Anlagen notwendig sein, einen 10 kV-Kabelring durch das Baugebiet zu verlegen, der idealerweise eine (n-1)-Versorgungsmöglichkeit bietet. Die Anzahl der zu stellenden 10 kV-Stationen ist von der Lastdichte der Niederspannungskunden und der Anzahl der 10 kV- Sonderabnehmer abhängig und kann erst nach genauerer Kenntnis über die Nutzungsart ermittelt werden.

Die ehemaligen Kabel der Zeche können laut Aussage der SW Herten zukünftig nicht weiter genutzt werden, da sie gekappt und teilweise geklaut wurden, Bestandspläne nicht vorliegen und die Kabelqualität unbekannt ist. Weiterhin finden sich auf dem Gelände der Zeche viele Hinterlassenschaften u.a. des Verschiebebahnhofs (Gleisanlage, schwerer Asphalt...), die die Verlegung eines neuen Netzes erschweren.

Eine Kooperation mit der ELE Verteilnetz GmbH zur gemeinsamen Versorgung des Projektgebiets wurde in der Vergangenheit bereits diskutiert, allerdings auf Grund der Komplexität bei der Aufteilung der Netzentgelte verworfen. Das Netz der Stromversorgung würde entsprechend jeweils an der Grenze der Kommunen enden. Voraussichtlich würde aber eine Schaltmöglichkeit an der Gebietsgrenze vorgesehen, um sich gegenseitig in Notfällen und bei Wartung unterstützen zu können. Die Aufteilung der Anschlüsse könnte anhand der Straßenzüge z.B. anhand des Bebauungsplan-Entwurfs erfolgen.

5.2 Westen des Projektgebiets – ELE / EVNG

Am 09.11.2022 fand ein vergleichbarer Austausch mit Frank Janzen von der ELE Verteilnetz GmbH, Asset Management statt. Im Netzgebiet der ELE sind aktuell zwei Netzstationen – einerseits Egonstraße / Marler Straße und andererseits bei den Stellplätzen in der Nähe des Pfortnerhauses – bekannt. Auch in diesem Netz wäre voraussichtlich eine Netzertüchtigung erforderlich, um die zukünftigen Anschlussnehmer zu versorgen. Jedes Grundstück (aber nicht zwingend jedes Gebäude) sollte laut Aussage der ELE einen eigenen Netzanschluss erhalten. Sollte bei einigen Nutzern die Leistung so hoch sein, dass ein Direktanschluss an das 10 kV-Netz erforderlich ist, würde die zugehörige Netzstation auf dem jeweiligen Grundstück errichtet. Alle anderen Nutzer würden über mehrere, im Projektgebiet verteilte Netzstationen versorgt.

5.3 Gemeinsames weiteres Vorgehen

Zusammenführend fand am 07.12.2022 ein gemeinsames Gespräch mit den Verantwortungsträgern beider Energieversorger sowie der EG NZW statt. Hierbei wurden zunächst das gemeinsame Verständnis der Versorgungsaufgabe im Projektgebiet sowie das Verschneiden der beiden Versorgungsgebiete diskutiert. Der größere Anteil gewerblicher Ansiedler wird sich voraussichtlich auf Gelsenkirchener Gelände wiederfinden, da die ehemalige Kokerei auf der Hertener Fläche lag und somit auf Grund von Altlasten die Fläche nicht voll genutzt werden kann. Die lokalen Energieversorger zeigen

jeweils Interesse sich zu einem gemeinsamen Versorger im 50/50-Prinzip wie bei den bisherigen NZW-Themen zusammenzuschließen. Das physische Stromnetz wird voraussichtlich auf Grund der bekannten Komplexität bei der Berechnung der Netzentgelte als zwei aufeinander zulaufende Netze errichtet werden, wobei die Netze miteinander verknüpft werden können, um sich gegenseitig zu unterstützen. Die Idee eines nicht regulierten Arealnetzes, bei dem alle Kosten und Refinanzierungen beim Eigentümer liegen, wurde kurz diskutiert, ist aber für keinen Beteiligten interessant oder realistisch. Beide Energieversorger haben über ihre Rolle als Netzbetreiber die Pflicht die benötigte Netzinfrastuktur in den öffentlichen (ggf. später kommunal zu widmenden) Straßen zu errichten.

Die weiteren zeitlichen Schritte sehen vor, dass der städtebauliche Entwurf nachqualifiziert und in einen Bebauungsplan überführt werden soll. Mit dem Entwurf ist im ersten Quartal 2023 zu rechnen. Der finale B-Plan wird Ende 2023 erwartet. Die Erschließung erfolgt ab 2024 und die ersten Ansiedler werden innerhalb von drei Jahren erwartet. Der Abschluss wird in ca. 9 Jahren erwartet.

Um bzgl. der Stromversorgung die entsprechenden Vorbereitungen zu treffen, werden Anfang 2023 im Zusammenhang mit dem Endbericht zum Energiekonzept Angaben zu potenziellen Strombedarfen (aufgeteilt nach möglichen Gebäuden, öffentlichen Stellplätzen, ggf. Energiezentrale/Wärmepumpe) sowie lokale Stromerzeugungspotenziale (Leistung und Ertrag aufgeteilt auf die beiden Kommunen) an die beiden Netzbetreiber übergeben. Die beiden Netzbetreiber können somit in die Planung einsteigen, um die Anzahl benötigter Trafostationen zu bewerten und die Aufteilung der Straßenzüge anhand B-Plan-Entwurf vorzunehmen. Für die Qualifizierung des Städtebaulichen Entwurfs wären im Weiteren Standorte für Netzstationen zu deklarieren. Hierzu soll im weiteren Dialog erörtert werden, wie viele Netzstationen voraussichtlich benötigt werden

Es sollen weitere Gespräche bzgl. Gründung einer Projektgesellschaft ggf. unter juristischer Beratung geführt werden.

6. BETREIBERMODELLE WÄRMEVERSORGUNG

Grundsätzlich sind für das von der EG NZW zu entwickelnde Projektgebiet und dessen Versorgung mit Wärme für Heizung, Brauchwarmwasser und ggf. niederkalorischer Prozesswärme sowie ggf. Klimakälte verschiedene Betreibermodelle denkbar. Diese werden im Folgenden erläutert. Zusätzlich werden Vor- und Nachteile eines Anschluss- und Benutzungsgebotes beschrieben.

6.1 Betrieb durch die EG NZW oder eine Ausgründung

Zunächst einmal ist es möglich, dass die notwendigen Investitionen und Baumaßnahmen durch die EG NZW oder eine Ausgründung selbst finanziert und durchgeführt bzw. koordiniert werden. In diesem Fall würden die Anlagen auch durch die EG NZW, bzw. von der EG NZW eingesetztes Personal

oder ein mit der Betriebsführung betrauter Dienstleister, betrieben. Die Energie in Form von Wärme (und Kälte) würde durch die EG NZW an die Abnehmer, also vor allem die sich ansiedelnden Industrie- und Gewerbebetriebe, verkauft und durch die Erlöse würden die Annuitäten der abzuschreibenden Investitionen sowie die laufenden Kosten der Energieversorgung gedeckt werden.

Sollte der notwendige, mit den Fremdkapitalgebern zu vereinbarende Eigenkapitalanteil an den Investitionen nicht durch die EG NZW bereitgestellt werden können, bietet sich die Möglichkeit einer Ausgründung und Erweiterung. Weitere Partner neben der EG NZW, die ebenfalls einen gewissen Eigenkapitalanteil einbringen müssten, könnten beispielsweise regionale Stadtwerke oder weitere öffentliche Entwicklungsgesellschaften sein. Das Fremdkapital könnte durch die Hausbank der EG NZW in Verbindung mit geförderten KfW-Darlehen oder ggf. weitere Fremdkapitalgeber bereitgestellt werden.

Vorteil dieses Betreibermodells besteht darin, dass sämtliche Gestaltungsmöglichkeiten, sowohl hinsichtlich der technischen Realisierung als auch hinsichtlich der Preismodelle und der Anpassungen der Energieversorgung an die Gebietsentwicklung, bei der EG NZW verbleiben. Auf der anderen Seite trägt die EG NZW bzw. die Projektgesellschaft auch die Risiken, die sich aus fluktuierender Abnahme und der ungewissen Gebietsentwicklung ergeben. Eine Möglichkeit, diesen Risiken entgegenzuwirken, wäre ein modularer Aufbau der Energieversorgung, beispielsweise durch mehrere kleine Erzeuger und Bauabschnitte, die sich an die Gebietsentwicklung anpassen können. So können idealerweise große Investitionen in Komponenten, deren Nutzung aufgrund der Unsicherheit der Gebietsentwicklung noch nicht abgesehen werden kann, aufgeschoben werden, bis präzisere Prognosen möglich sind. Eine weitere Herausforderung kann ggf. in mangelnder Erfahrung im Betrieb von Energieanlagen und den entsprechenden Abrechnungen bestehen, hier könnte beispielsweise ein Zusammenschluss mit den lokalen Stadtwerken entgegenwirken.

6.2 Betrieb durch eine Infrastrukturgesellschaft der ansässigen Unternehmen

Ein zweites Betreibermodell besteht darin, dass die sich ansiedelnden Unternehmen in die Rolle des Betreibers rücken. Diese könnten sich beispielsweise als Gesellschafter einer „Infrastruktur-Gesellschaft“ zusammenschließen. Hierbei würden sich zusätzliche Schnittstellen mit dem Standortbetreiber EG NZW und ggf. weiteren Organen der öffentlichen Hand bspw. in Hinblick auf Wegenutzung und ggf. durch die EG NZW zur Verfügung gestellte bauseitige Leistungen ergeben. Beispiele für bauseitige Leistungen, die ggf. durch die EG NZW übernommen werden können, sind die Grünzeichnung der Trassenräume im öffentlichen Bereich, die Untersuchung auf Kampfmittel oder die Entsorgung von Altlasten.

Vorteile einer solchen Konstellation bestehen darin, dass die Einbindung von industrieller Abwärme besonders niederschwellig erfolgen könnte und die EG NZW keinerlei finanziellen Risiken für die Energieversorgung ausgesetzt ist. Für die Unternehmen besteht die Attraktivität einer solchen Variante

außerdem darin, dass sie die Energie selbst zu kostendeckenden Preisen ohne Marge für einen Dritten erzeugen können. Nachteilig ist in diesem Betreibermodell die geringe Einflussmöglichkeit der EG NZW auf die Wärmeversorgung des Gebietes. Darüber hinaus ergeben sich mehr Schnittstellen, administrativer Aufwand im Rahmen der Gesellschaft und die Betriebe würden unter Umständen in ihrer Energieversorgung voneinander abhängig. Insbesondere da es sich um ein Gebiet in der Entwicklung handelt, könnte die Beteiligung an einer „Infrastrukturgesellschaft“ für die ersten sich ansiedelnden Unternehmen als Herausforderung und Risiko betrachtet werden, jedoch unter Umständen auch als Chance für ein zusätzliches Geschäftsfeld.

Eine Option für ansässige Unternehmen sich an einer (Wärme-)Projektgesellschaft unter Führung der EG NZW zu beteiligen, wäre eine Möglichkeit Synergien zwischen den ersten beiden vorgestellten Betreibermodellen zu schaffen und insbesondere in der Anfangsphase Risiken auf der Seite der anzusiedelnden Unternehmen zu minimieren.

6.3 Gewerbliche Wärme- und Kältelieferung

Neben den beschriebenen Möglichkeiten ist auch ein Contracting-Modell, in dem die Erzeugungsanlagen (und Netze) durch einen Energieversorger errichtet und betrieben werden, denkbar. Im Fall eines Contractings würden Wärme und Kälte dann an die ansässigen Unternehmen verkauft. Hierbei würde dem Contractor die Konzession zur Wärme- (und Kälte-) Versorgung im Projektgebiet erteilt. Da der kalkulierte Auftragswert für die Konzession zur Wärme- und Kälteversorgung vermutlich die Schwelle von 5.350.000 € überschreitet, ist ggf. eine EU-weite Ausschreibung unter Berücksichtigung der Konzessionsvergabeverordnung (KonzVgV) notwendig. Im Rahmen des Konzessionsvergabeverfahrens, das durch einen externen Dienstleister begleitet werden könnte und unbedingt durch eine Rechtsberatung begleitet werden sollte, wird ein Konzessionär ermittelt, der die erforderlichen Anlagen zur Wärme- und ggf. Kälteversorgung errichtet und betreibt. Ähnlich wie für den Fall einer Infrastrukturgesellschaft ergeben sich auch für den Konzessionär Schnittstellen zur EG NZW sowie weiteren Behörden oder öffentlichen Organen hinsichtlich bauseitiger Leistungen, Wegenutzung und ggf. genehmigungsrechtlichen Themen (z.B. Errichtung von Geothermiesonden).

Um eine Konzessionsvergabe sinnvoll gestalten zu können, muss der Konzessionsgegenstand hinreichend genau bekannt sein. Die zu erwartenden Energiebedarfe sollten daher zumindest insofern präzisiert werden können, als dass eine ausreichende Kalkulationsgrundlage für den Bieter besteht. Ansonsten ist mit hohen Risikoaufschlägen zu rechnen, die die Wirtschaftlichkeit der Angebote deutlich verschlechtern würden. Zwischen dem Beginn eines Konzessionsvergabeverfahrens und der Aufnahme der Wärmeversorgung liegen inklusive der Vorbereitung der Vergabe üblicherweise mehrere Jahre. Darüber hinaus ist ggf. der Energiebedarf für bestimmte Bauabschnitte für die Bieter präziser zu quantifizieren, sodass eine Konzession zunächst nur für zu realisierende Bauabschnitte vergeben werden könnte. Die weiteren Abschnitte könnten als Erweiterungsgebiete oder Optionen im Vergabeverfahren betrachtet werden.

Wenn es keine rechtliche Vorgabe zur Konzessionsvergabe gibt, kann der Contractingauftrag nach selbst vorzugebenden Kriterien durch die EG NZW an einen zukünftigen Energieversorger vergeben werden. Hierbei kommen insbesondere die lokalen Akteure wie Stadtwerke und sonstige Energieversorger oder auch eine gemeinsame Projektgesellschaft aus den Stadtwerken Herten, der EVNG und ggf. der Uniper in Frage.

Vor- und Nachteile

Der Vorteil einer Konzessionsvergabe besteht darin, dass das finanzielle Risiko der Energieversorgung, zumindest in den vertraglich geregelten Grenzen, auf den Konzessionär übergeht. Planung, Bau, Realisierung und Betrieb erfolgen unter den festgelegten Rahmenbedingungen durch den Konzessionär, sodass Fündigkeitsrisiken, Mehrkosten bei Energieträgern oder Trassenbau in seiner Risikosphäre liegen. Darüber hinaus entsteht durch die Konzessionsvergabe ein Wettbewerb, der die Wahrscheinlichkeit besonders günstiger Angebote erhöht. In einem variantenoffenen Verfahren besteht außerdem die Möglichkeit, dass die technischen Konzepte der Bieter Ansätze und Technologien enthalten, die über das Energiekonzept hinausgehen und somit eine noch bessere Versorgungslösung als in der präferierten Referenzvariante ermöglichen. Auf diese Weise profitiert das Projekt von den Erfahrungen der potenziellen Energielieferanten sowie deren Knowhow und Vernetzungen, unter anderem in Bezug auf Marktkonditionen.

Nachteilig ist zum einen die zusätzliche Dauer, die durch die Durchführung eines Vergabeverfahrens entsteht. Außerdem ist für die erfolgreiche Durchführung eine hinreichend belastbare Kalkulationsgrundlage hinsichtlich Energiebedarfen und technischen Rahmenbedingungen für die Bieter erforderlich. Möglichkeiten diese Risiken einzuschränken sind in den vorigen Abschnitten beschrieben worden.

6.4 Einbeziehung möglicher Bürgergenossenschaften

Weiterhin besteht die Möglichkeit, dass Bürger sich an einer Wärmeversorgung bzw. beim Betrieb von Strom- und Wärmenetzen beteiligen können. Dies ist insbesondere aus Solargenossenschaften und Energiedörfern bekannt. Dieses Format schafft hohe Akzeptanz durch Transparenz und Mitbestimmung. Es erfordert jedoch auch einen hohen organisatorischen Aufwand sowie Erfahrungen bei entsprechenden Partizipationswegen. Mit dem EEG 2023 müssen mindestens 50 natürliche Personen als stimmberechtigte Mitglieder beteiligt werden, von denen 75 % in entsprechenden Postleitzahlengebieten im Umkreis von 50 km leben müssen. Dieses Modell ist typischerweise aus ländlichen Regionen, in denen sich ein bestimmtes erneuerbares Potenzial wie Freiflächen-Solarthermie oder Biogasanlage ergibt, bekannt, wo die Bürger an ihrer eigenen Energieversorgung beteiligt werden. Im Projektgebiet der Neuen Zeche Westerholt scheint es wenig vorteilhaft, den organisatorischen Mehraufwand einzugehen, die Bürger aus Herten und Gelsenkirchen an der Energieversorgung für noch anzusiedelnde Unternehmen zu beteiligen.

6.5 Anschluss- und Benutzungsgebot

Die Realisierung einer Energieversorgung mit Wärmenetzstruktur ist mit viel Aufwand und hohen Investitionskosten verbunden. Dies gilt umso mehr, wenn ein großer Anteil der Energie aus lokalen regenerativen Quellen stammt, die tendenziell hohe Investitionskosten dafür aber geringere laufende Kosten aufweisen. Diesen Aufwänden steht eine unklare Gebietsentwicklung gegenüber. Zusätzliche Unsicherheit entstünde, wenn den Unternehmen freigestellt ist, sich an das Wärme- und ggf. Kältenetz anzuschließen. Die Unternehmen könnten dann auch eine eigenständige Energieversorgung realisieren. Eine geringere Anschlussquote würde zu höheren spezifischen Kosten der sich anschließenden Unternehmen und damit ggf. zu einer abnehmenden Attraktivität eines Anschlusses führen. Um dieses Risiko einer Abwärtsspirale auszuschließen, kann im Rahmen von Bebauungsplänen oder Rechtsverordnungen für Neu- und Bestandsbauten ein Anschluss- und Benutzungsgebot für das Projektgebiet festgelegt werden, infolgedessen sich die Abnehmer für die Energieversorgung an ein Wärme- und Kältenetz anschließen müssen. Weiterhin können Regelungen in Grundstückskaufverträge aufgenommen werden. Auf der einen Seite würde eine solche Regelung das mit einer zentralen Lösung verbundene Risiko senken und den Leuchtturmcharakter der grünen Versorgung des Gebiets herausstellen, auf der anderen Seite würden die Unternehmen bei der Mitsprache ihrer eigenen Energieversorgung begrenzt, was den Standort möglicherweise in seiner Attraktivität verringert. Insbesondere die Nutzung von anfallender industrieller Abwärme sollte mitgedacht und gefördert werden, da ein Verfall dieses Potenzials aufgrund eines Anschluss- und Benutzungsgebotes nicht im Interesse einer zukunftsfähigen Wärmeversorgung sein kann.

Da eine zentrale Lösung ohne Anschluss- und Benutzungsgebot immer mit dem Risiko verbunden ist, dass sich Unternehmen, aus welchen Gründen auch immer, für eine dezentrale Lösung entscheiden, ist, sofern eine zentrale Lösung gewünscht wird, eine entsprechende Festsetzung für ein Anschluss- und Benutzungsgebot zu empfehlen. Alternativ kann eine Fernwärmesatzung in die Kaufverträge aufgenommen werden. Ansonsten wäre die Kalkulationsgrundlage für eine investitionsintensive Versorgungslösung in ihrer Belastbarkeit vermutlich nicht ausreichend. Ein Mittelweg könnte in Vorgaben an die Wärmeversorgung bestehen, beispielsweise in Hinblick auf den Anteil erneuerbarer Energien ohne Abwärme, die durch dezentrale Lösungen nur schwer zu erreichen sind. Berücksichtigt werden sollte auch der Nachhaltigkeitsanspruch der Neuen Zeche Westerholt als attraktives grünes Gewerbe- und Industriegebiet, dem durch eine zentrale und erneuerbare Energieversorgung sichtbar nachgekommen werden kann.

7. KOSTENRAHMEN DER PRIORISIERTEN VARIANTE

Aus dem Variantenvergleich kann der Kostenrahmen für die priorisierte Variante 4 Zentrale Wärme-Kälte-Kopplung + Luft-Wärmepumpe abgeleitet werden.

Die Investitionskosten von ca. 6,6 Mio. € (netto) setzen sich wie folgt zusammen:

- Wärme- (ca. 2.760 m) und Kältenetz (ca. 1.000 m): ca. 3,2 Mio. €
- Wärmeübergabestationen (ca. 80 Stück): ca. 430.000 €
- Zentrale Wärmepumpen / Kältemaschinen (ca. 1,9 MW): ca. 1,045 Mio. €³²
- Zentrale Rückkühlaggregate (ca. 2 MW): ca. 790.000 €
- Spitzenlasterzeuger (Pflanzenölkessel, ca. 1.750 kW): ca. 138.000 €
- Speicher (zentral, ca. 30 m³): ca. 31.000 €
- Gebäude Energiezentrale: ca. 150.000 €³³

Hinzu kommen:

- Unvorhergesehenes (10 % der Investitionskosten): ca. 660.000 €
- Baunebenkosten (20 % der Investitionskosten): ca. 1,3 Mio. €

Den Investitionskosten kann ggf. eine Investitionskostenförderung aus dem BAFA-Programm Bundesförderung Effiziente Wärmenetze (BEW) i.H.v. ca. 2,4 Mio. € (40 % auf die förderfähigen Komponenten) gegengerechnet werden.

Darüber hinaus verursacht das Versorgungskonzept jährliche, verbrauchsabhängige Kosten i.H.v. ca. 457.000 € (netto), die sich wie folgt zusammensetzen:

- Strom für Wärmepumpen und Kältemaschinen: ca. 444.000 €
- Strom für Umwälzpumpen in den Netzen: ca. 15.000 €
- Brennstoff für die Spitzenlast: ca. 51.000 €

Weiterhin fallen in der Variante jährlich, betriebsabhängig ca. 113.000 € (netto) für Wartung und Instandhaltung der Komponenten (Prozentuale Anteile der Investitionskosten gemäß VDI 2076) an.

³² Kosten für dezentrale Kältemaschinen außerhalb des Vorzugsgebiets für Kälte gehören nicht zum Bilanzraum der zentralen Energieversorgung und sind daher hier nicht enthalten.

³³ Diese Position ist nur sehr grob geschätzt und hängt vor allem davon ab, welcher Standort für die Energiezentrale gewählt wird und welche Maßnahmen erforderlich sind, um die Nutzung als Energiezentrale zu ermöglichen.

8. PLANUNGSRECHTLICHE UMSETZUNGEN & HANDLUNGSEMPFEHLUNGEN

Abschließend sollen die Handlungsempfehlungen, die sich aus dem Energiekonzept und insbesondere dem Variantenvergleich ergeben, hier noch einmal zusammengefasst werden.

Zur Wärmeversorgung mit Raum- und Trinkwasserwärme wird eine zentrale Bereitstellung über ein zu errichtendes Wärmenetz auf moderatem Temperaturniveau von ca. 60 °C empfohlen. Diese Versorgung bietet gegenüber dezentralen Lösungen den Vorteil, dass bessere CO₂-Kennzahlen und auf Grund von Fördermitteln eine bessere Wirtschaftlichkeit erreicht werden können. Des Weiteren bietet sich der Vorteil, dass der Energieversorger einen besseren Einfluss auf die Versorgungsart (z.B. Anteil erneuerbarer Energien) hat und sich ggf. zukünftig ergebende Abwärmepotenziale in die Versorgung integriert werden können. Die Bereitstellung der Wärme sollte über Großwärmepumpen erfolgen. Hierbei können verschiedene (Umwelt-)Quellen wie Wärme-Kälte-Kopplung, Außenluft und ggf. Geothermie eine Rolle spielen. Im Bebauungsplan oder den Kaufverträgen der Grundstücke sollte ein Anschluss- und Benutzungsgebot für Raumwärme und Trinkwarmwasser vorgesehen werden. Für Prozesswärme wird hingegen die dezentrale, individuelle Bereitstellung empfohlen.

Ergänzend wird für einen Teilbereich auch die zentrale Bereitstellung von Kälte auf einem ebenfalls moderaten Temperaturniveau von ca. 16 bis 20 °C für Raum- und z.B. Serverklimatisierung empfohlen. Hierbei ist insbesondere zu berücksichtigen, wie hoch sich der zukünftige Kältebedarf tatsächlich darstellt und wie er sich im Projektgebiet verteilt. Der potenzielle Kältebedarf der zukünftigen Ansiedler ist daher fortzuschreiben. Wird ein Kältenetz in einem Vorzugsgebiet errichtet, müssen die entsprechenden Ansiedler mit relevanten Kältebedarfen bei der Vermarktung der Grundstücke im entsprechenden Vorzugsgebiet untergebracht werden. Für die weiteren stark **nutzerabhängigen (Prozesskälte-) Bedarfe** werden ebenso wie bei der Prozesswärme dezentrale Lösungen empfohlen. Gründe hierfür sind einerseits die heutige Unsicherheit, welche Bedarfe zukünftig anfallen könnten, und andererseits die hohe Varianz in der Ausgestaltung der Bedarfe in Form von benötigten Medien, Leistungen und Temperaturniveaus.

Die Verlegung der Wärme- und Kältenetze sollte nach Möglichkeit gemeinsam und im Grünstreifen auf öffentlichem Grund erfolgen, um wirtschaftliche Synergien bei der Verlegung zu nutzen und spätere Eingriffe günstig zu ermöglichen.

In den weiteren Schritten wäre zunächst zu klären, wer die zukünftige Energieversorgung übernimmt. Grundsätzliches Interesse und Bereitschaft bei lokalen Akteuren wie den Stadtwerken Herten, EVNG/ELE und Uniper besteht hierfür, auch in Form einer gemeinsamen, noch zu gründenden

Projektgesellschaft. Im Weiteren sollten dann die zentralen Versorgungslösungen durch den zukünftigen Betreiber z.B. in Form einer BEW-Machbarkeitsstudie Modul I detaillierter betrachtet werden:

- Fortschreibung der Bedarfe
- Relevanz und Möglichkeiten einer zentralen Kälteversorgung
- Konkretisierung des Erzeugerkonzepts
- Standort der Energiezentrale

Insbesondere als Energiezentrale können ggf. Bestandsgebäude wie die Schächte 1 und 3 als Landmarke auch über das Projektgebiet sichtbar eine Rolle im Versorgungskonzept spielen. Hierfür wird empfohlen zunächst ein Technical Due Diligence (TDD) der als Energiezentrale in Frage kommenden Gebäude (Schacht 1, Schacht 3, 53 kV-Schaltheis, Standort Grubengas-BHKW) durchzuführen, um die Gebäude hinsichtlich ihres baulichen und technischen Zustands, der erforderlichen Sanierungs- und Umbaumaßnahmen sowie die entsprechenden Kosten zu bewerten. Hierbei sind zahlreiche Aspekte von der Bausubstanz über Energieeffizienz und Gebäudetechnik bis hin zu Brandschutz und Schallschutz sowie Nachhaltigkeitsaspekte zu berücksichtigen.

Für das gesamte Projektgebiet wird die **solare Nutzung der Dachflächen** empfohlen. Hierfür können z.B. im Rahmen der Bauleitplanung und in den Kaufverträgen der Grundstücke Vorgaben gemacht werden. Da die Dachflächen gewerblich genutzter Gebäude i.d.R. nicht ausreichend sind, den gesamten Strombedarf aus Photovoltaik zu decken, wird empfohlen, einen möglichst hohen Nutzungsanteil verpflichtend vorzugeben, um den Anteil erneuerbaren und lokalen Stroms zu erhöhen. In Abhängigkeit der Nutzung kann alternativ freigestellt werden, dass bei vergleichsweise hohen Trinkwarmwasser- und Prozesswärmebedarfen und ggf. eher geringen Strombedarfen auch solarthermische Anlagen eingesetzt werden. Unabhängig von der Art der Anlage wird eine Kombination mit **Dachbegrünung** empfohlen, um den knappen Bauraum im Projektgebiet möglichst effizient zu nutzen und die weiteren Potenziale für die Gebäudeisolation, die Biodiversität und das Regenwassermanagement zu heben.

Zum aktuellen Projektstand besteht die größte Herausforderung in den noch unbekannten potenziellen Bedarfen und deren Verteilung im Projektgebiet. In den weiteren Planungsphasen sollte der Kenntnisstand bzgl. der **Bedarfe daher kontinuierlich fortgeschrieben**, die bisher angenommenen Bedarfe **verifiziert** und die getroffenen Entscheidungen und Auslegungen geprüft und ergänzt werden. In diesem Zusammenhang sollte auch über die Festlegung von Vorzugsgebieten z.B. ohne Wärme- oder Klimakältebedarf oder auch Sub-Strukturen z.B. für lokale Kältebereitstellung entschieden werden.

Die Bedarfe für Raumheizungs- und Klimakältebedarf werden insbesondere durch **Bauweise und Baustandard** beeinflusst. Entsprechend können hierfür im Rahmen der Bauleitplanung Vorgaben gemacht werden. Hierfür gibt es Referenzgebäude und Förderprogramme, wie z.B. Effizienzhäuser 55 und 70 der KfW oder EffizienzhausPlus. Diese berücksichtigen neben dem Energiebedarf der Wärmeversorgung auch Nutzerstrom, beziehen sich bzgl. der Nutzung jedoch auf Büro- und Verwaltungsflächen. Bei anderen Nutzungen ist einerseits von anderen Bedarfen und andererseits von Synergien wie Abwärme auszugehen. Des Weiteren wird in den Baustandards der KfW die „graue“ Energie, die zur Herstellung der Baustoffe und Errichtung des Gebäudes benötigt wird, nicht berücksichtigt. Es empfiehlt sich daher z.B. eine Zertifizierung der Gebäude nach DGNB vorzusehen, da hierbei die gesamten Lebenszykluskosten inkl. Herstellung und Rückbau bzw. Recycling einbezogen werden.

Für „grüne“ **Gewerbe- und Industriegebiete** gibt es aktuell in Nordrhein-Westfalen keine konkreten Vorgaben. Daraus ergibt sich für das Projektgebiet „Neue Zeche Westerholt“ die Möglichkeit entsprechende Maßstäbe zu setzen und als Leuchtturmprojekt für zukünftige, ähnliche Gewerbe- und Industriegebiete zu fungieren. Kriterien für „grüne“ Gewerbe- und Industriegebiete können dabei z.B.

- Erzeugung von lokaler, erneuerbarer Energie innerhalb von weniger als 5 km
- Nutzung von regenerativem Strom mit mehr als 50 % am Gesamtstromverbrauch bzw. Ergänzung durch Ökostromtarife
- Nutzung von lokal erzeugter, regenerativer Wärme mit einem Anteil von mehr als 75 % am gesamten Wärmebedarf
- Verbesserung des Energiemanagements und Erhöhung der Energieeffizienz durch eine übergeordnete Steuerung und externe Beratung
- Nutzung von Synergien bei Raumbedarf, Energieversorgung und gemeinsame Infrastrukturen
- Zukunftsgerechtes, nachhaltiges Mobilitätskonzept
- Innovative Technologien im Bereich der Energieversorgung

sein.

Um die Energie- und Klimaziele im Projektgebiet möglichst schnell und zu betriebswirtschaftlich und volkswirtschaftlich vertretbaren Kosten zu erreichen, werden folgende planungsrechtliche Empfehlungen gegeben:

- Aus Gründen der Luftreinhaltung und des Klimaschutzes sollte erwogen werden, die Verbrennung von Erdgas, Heizölöl, sonstigen fossilen Brennstoffen oder Holz in Einzelfeuerungsanlagen zu Heizzwecken (nicht Prozesswärmeerzeugung) gemäß § 9 Abs. 1 Nr. 23a BauGB in Bebauungsplänen zu beschränken. Ausnahmen könnten etwa für gelegentlich betriebene Kaminöfen gelten.
- In den weiteren Schritten sollte der Kenntnisstand bezüglich der Bedarfe und Potenziale (insbesondere gewerblicher Abwärme) kontinuierlich fortgeschrieben werden und die



getroffenen Entscheidungen und Auslegungen geprüft und ergänzt werden. Das betrifft insbesondere die Frage, ob zentrale Wärme- und Kältenetze realisiert werden sollen. Es sollte ein Anschluss- und Benutzungsgebot für die leitungsgebundene Wärmeversorgung auf landesrechtlicher Grundlage bzw. die Möglichkeit versorgungsbezogener bauplanungsrechtlicher Vorgaben geprüft werden, sofern die entsprechenden Netze realisiert werden.

- Bei Errichtung eines Wärmenetzes ist ein Mindestanteil verbrennungsfreier Wärme von mindestens 75 % sicherzustellen. Der Wert orientiert sich an der Förderrichtlinie für die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW). Das Netz sollte zur Aufnahme gewerblicher oder industrieller Abwärme geeignet sein.
- Auf allen Dachflächen der neu zu errichtenden Gebäude im Projektgebiet sollten netzgebundene Anlagen zur Erzeugung von Strom aus solarer Strahlungsenergie (Photovoltaik-Anlagen) errichtet werden. Alternativ sollte die Belegung der Dachflächen mit solarthermischen Anlagen zur Erzeugung von Heiz- oder Prozesswärme zugelassen werden.. Die Solarnutzungspflicht kann entweder ohne quantitative Vorgabe oder mit quantitativer Vorgabe z.B. in Form eines Anteils an der Grund- oder Dachfläche erfolgen.
- Zur Verbesserung des Regenwassermanagements, des Mikroklimas und der Biodiversität ist eine Kombination mit Gründächern erstrebenswert.
- Wo möglich, sollte Holz als Baustoff eingesetzt werden, um CO₂ dauerhaft zu binden und der Atmosphäre zu entziehen, sowie, um die Verwendung von CO₂-intensivem Zement im Bau zu minimieren. Hier ist ggf. zu prüfen, ob in Satzungen oder Verträgen Anreize oder Vorgaben zur entsprechenden Baustoffverwendung sinnvoll umgesetzt werden können..
- Grundsätzlich ist aus Versorgungsgesichtspunkten eine kompakte Bauweise vorzugswürdig, was idealerweise bei der Gebäudekonzeption (insbes. Grundflächenzahl, Geschossflächenzahl) mit beachtet werden sollte.
- Auf Empfehlungen zur Anordnung und Ausrichtung der Baukörper kann bei flach geneigten Dächern aus Sicht der Energieversorgung verzichtet werden. Ausrichtungen und Anordnungen zur Realisierung von z.B. Frischluftschneisen können unabhängig hiervon realisiert werden. Bei Satteldächern sollte eine Ausrichtung nach Süden oder nach Ost/West Richtung vorgegeben werden. Bei Pultdächern sollte eine Ausrichtung nach Süden vorgegeben werden. Abweichungen, um die Gebäude parallel zu den Straßen auszurichten führen zu geringen Ertragseinbußen und können aufgrund der geringen Abweichung zugelassen werden.
- Um Synergien bei der Wärme- und Kältebereitstellung mit Wärmepumpen nutzen zu können, wäre es vorteilhaft, Gewerbebetriebe, welche Klimatisierungskälte benötigen, möglichst in räumlicher Nähe zueinander anzusiedeln. So könnte die Errichtung eines Kältenetzes auf bestimmte räumliche Bereiche konzentriert werden.
- Die Verlegung der Wärme und ggf. Kältenetze sollte nach Möglichkeit im zeitlichen Gleichlauf und abgestimmt mit weiteren Erschließungsmaßnahmen (Strom, Wasser, Datenübertragung) und im Grünstreifen auf öffentlichem Grund erfolgen, um wirtschaftliche Synergien bei der Verlegung zu nutzen und spätere Eingriffe günstig zu ermöglichen



- Für die individuellstark nutzerabhängigen Prozesswärme- und -kältebedarfe werden grundsätzlich dezentrale Lösungen empfohlen. Gründe hierfür sind einerseits die heutige Unsicherheit, welche Bedarfe zukünftig anfallen könnten, und andererseits die hohe Varianz in der Ausgestaltung der Bedarfe in Form von benötigten Medien, Leistungen und Temperaturniveaus.
- Es sollten bei der Gestaltung der Grundstückskaufverträge für die Fälle der Veräußerung gemeindeeigener Grundstücke die Möglichkeiten der Vorgabe von energetischen Standards und versorgungsbezogene Regelungen geprüft werden. Ebenso könnte bei gemeindeeigenen Grundstücken vor etwaiger Veräußerung die Möglichkeit in Betracht gezogen werden, die leitungsgebundene Wärmeversorgung grundbuchlich abzusichern.
- Es sollten möglichst frühzeitig Überlegungen angestellt werden, wer als Betreiber der Wärmeversorgungsinfrastruktur in Betracht kommt, um etwaige Verfahrensanforderungen klären und etwaige betriebsbezogene Anforderungen berücksichtigen zu können.

ABBILDUNGSVERZEICHNIS

Abbildung 1: Lageplan Projektgebiet Neue Zeche Westerholt.....	7
Abbildung 2: Gebäudecluster und Bauabschnitte im Projektgebiet.....	9
Abbildung 3 Jährliche Energiemengen je Szenario	12
Abbildung 4: Erwarteter Strombedarf nach Nutzung.....	14
Abbildung 5: Erwarteter Strombedarf nach Bauabschnitt.....	15
Abbildung 6: Funktionsweise einer Wärmepumpe.....	19
Abbildung 7: Spezifische Wärmeleitfähigkeit des Bodens in 100 m Tiefe.....	21
Abbildung 8: Übersicht des geothermischen räumlichen Potenzials im Projektgebiet.....	22
Abbildung 9: Bereitstellbare geothermische Wärmemenge inkl. elektrischem Anteil WP.....	23
Abbildung 10: Lage der nächsten Klärwerke.....	25
Abbildung 11: Abwassersiele in der Nähe der Neuen Zeche Westerholt.....	27
Abbildung 12: Bivalenzpunkte in Abhängigkeit des Wärmebedarfs aus Szenario B.....	28
Abbildung 13: Aufstellungsarten von Rückkühlern V-Form (links) und Tisch-Form (rechts).....	29
Abbildung 14: Geschlossene Varianten zur thermischen Erschließung der Zeche Westerholt.....	31
Abbildung 15: Verortung potenzielles Kälte-Vorzugsgebiet.....	32
Abbildung 16: Gegenüberstellung Wärme- und Kältelastgang.....	33
Abbildung 17: Kombination von Photovoltaik und Gründach.....	34
Abbildung 18: Aufstellungsvariante "Schmetterling"	35
Abbildung 19: Kategorisierung für PV-Anlagen in den verschiedenen Bauabschnitten.....	36
Abbildung 20: Solarcarportvarianten für die Parkreihenüberdachung	37
Abbildung 21: Fassadenpotenzial ausgewählter Gebäude.....	38
Abbildung 22: Landmarken auf dem Projektgebiet.....	38
Abbildung 23: Möglichkeiten zum Aufbau von Wertschöpfung mit Wasserstoff	43
Abbildung 24: H2-Akteure in der Umgebung der NZW.....	44
Abbildung 25: Qualitativer Vergleich batterieelektrischer LKW vs. Brennstoffzellen-LKW.....	46
Abbildung 26: Ergebnisse der Ideensammlung	47
Abbildung 27: Konzept einer Wasserstofferzeugung unter Abwärmenutzung.....	48
Abbildung 28: Potenzielle Wärmeerzeugung und Wärmebedarfe der drei Szenarien.....	55
Abbildung 29: Jahresdauerlinie des dezentralen Wärmebedarfs aus Szenario B.....	57
Abbildung 30: Wärmenetz (ca. 60 °C im Vorlauf) für eine zentrale Wärmeversorgung	61
Abbildung 31: Kältenetz (ca. 16 °C im Vorlauf) für die zentrale Versorgung eine Vorzugsgebiets	62
Abbildung 32: Potenzielle Wärmetrasse 1. BA.....	63
Abbildung 33: Potenzielle Wärmetrasse 2. BA.....	64
Abbildung 34: Potenzielle Wärmetrasse 3. BA.....	65
Abbildung 35: Wärmebereitstellung durch Solewärmepumpen (2+3) und Spitzenlasterzeuger (1).....	68

Abbildung 36: Reversibler Kältekreis	70
Abbildung 37: Stromlastprofile für die Nutzungsarten	71
Abbildung 38: Aufbau eines dezentralen Simulationsmodells	72
Abbildung 39: Auslegung des dezentralen Wärmespeichers.....	72
Abbildung 40: Graphische Auswertung der dezentralen Versorgung in der Kategorie „Niedrig“	73
Abbildung 41: Aufbau der zentralen Variante Geothermie und Luft.....	74
Abbildung 42: Anteile der Wärmeerzeuger je Variante	75
Abbildung 43: Investitionskosten der einzelnen Varianten	78
Abbildung 44: Investitionskosten mit und ohne Förderung.....	79
Abbildung 45: Jährliche Kosten der Varianten	80
Abbildung 46: Energiegestehungskosten für Wärme und Kälte.....	81
Abbildung 47: Jährliche und spezifische CO ₂ -Emissionen der Varianten	82
Abbildung 48: PV-Potenziale zur Deckung des Wärmestroms.....	84



TABELLENVERZEICHNIS

Tabelle 1: Annahmen zu Nutzungsanteilen der Cluster.....	9
Tabelle 2: Anteil Nutzungsarten.....	11
Tabelle 3: Geschätzter Jahreswärmebedarf der Szenarien nach Clustern.....	12
Tabelle 4: Jahreswärmebedarf aufgeschlüsselt nach Bauabschnitten.....	13
Tabelle 5: Nutzerstrombedarf der Szenarien nach Clustern.....	13
Tabelle 6: Jahresstrombedarf aufgeteilt nach Kommunen.....	15
Tabelle 7: Jährliches Photovoltaikpotenzial im Projektgebiet.....	39
Tabelle 8: Wärmebedarfskategorien dezentrale Versorgungsvariante	66
Tabelle 9: Ausgewählte Beispielgebäude für die Bedarfskategorien	66
Tabelle 10: Simulationsergebnisse der dezentralen Referenzvariante.....	74
Tabelle 11: Simulationsergebnisse der zentralen Versorgungsvarianten.....	75
Tabelle 12: Prozentuale Anteile an den jährlichen Gesamtkosten.....	80
Tabelle 13: Bewertungsmatrix.....	88



KONTAKT

Dipl.-Betriebswirtin Katharina Schwind B.Sc.

Averdung Ingenieure & Berater GmbH
Planckstraße 13
22765 Hamburg

Tel.: +49 40 771 85 01 -37
Katharina.Schwind@averdung.de
www.averdung.de