Endbericht | Februar 2020

LowEx Herten: Innovative interkommunale Wärmeversorgung für die Neue Zeche Westerholt in Herten/Gelsenkirchen

Teilprojekt in „EnerAct - Energiewende und gesellschaftliche Megatrends - Konkrete Handlungsansätze“

Dietmar Schüwer, Annalena Warburg, Martin Buchholz, Anna Nora Freier, Andrej Jentsch, Thomas Pauschinger, Othmar Verheyen, Nicolas Witte-Humperdinck

gefördert durch:

STIFTUNG MERCATOR

Institut für Demokratie- und Partizipationsforschung (IDPF) Forschungsstelle Bürgerbeteiligung

BERGISCHE UNIVERSITÄT WUPPERTAL

RICHTVERT.

Lehrstuhl Energietechnik

UNIVERSITÄT DUISBURG ESSEN *Offen im Denken*

solites

RAMBØLL

watergy

Partner im EU Horizont 2020 Projekt H-DISNET"

H-DisNet

Wuppertal Institut

Dieser Bericht ist Ergebnis des EnerAct-Teilprojektes „*LowEx Herten: Innovative interkommunale Wärmeversorgung für die ‚Neue Zeche Westerholt'* in Herten/Gelsenkirchen" im Rahmen des Hauptprojektes „*EnerAct - Energiewende und gesellschaftliche Megatrends - Konkrete Handlungsansätze*".

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde unter der Förderung durch die Stiftung Mercator durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:
Wuppertal Institut et al. (2020): LowEx Herten: Innovative interkommunale Wärmeversorgung für die ‚Neue Zeche Westerholt' in Herten/Gelsenkirchen. Studie gefördert durch die Stiftung Mercator.

Projektlaufzeit: 04/2018 - 09/2019

Projektleitung:

- Dietmar Schüwer
  Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
  Abteilung Zukünftige Energie- und Industriesysteme
  Forschungsbereich Sektoren und Technologien
  Döppersberg 19
  42103 Wuppertal
  Tel.: +49 0202 2492-288
  dietmar.schuewer@wupperinst.org
  www.wupperinst.org

Projektpartner:

- Annalena Warburg (**Co-Leitung**)
  Ramboll Deutschland GmbH
  Energy Systems
  Stadtdeich 7
  20097 Hamburg
  Tel.: +49 40 32818119
  annalena.warburg@ramboll.com
  https://de.ramboll.com
- Bergische Universität Wuppertal (BUW),
  Institut für Demokratie- und Partizipationsforschung (IDPF)
- Richtvert, Münster
- Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Stuttgart
- Universität Duisburg Essen (UDE), Lehrstuhl Energietechnik (LET)
- Watergy GmbH (Partner im EU Horizont 2020 Projekt „H-DisNet"), Berlin

Praxispartner:

- EnergieAgentur.NRW GmbH
- Stadt Herten und Hertener Stadtwerke GmbH
- Viessmann Deutschland GmbH

Autorinnen/Autoren:

Dietmar Schüwer (Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH)

Annalena Warburg (Ramboll Deutschland GmbH)

Dr. Martin Buchholz (Watergy GmbH)

Anna Nora Freier (Bergische Universität Wuppertal, Institut für Demokratie- und Partizipationsforschung IDPF)

Dr. Andrej Jentsch (Richtvert)

Thomas Pauschinger (Solites - Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme)

Othmar Verheyen (Universität Duisburg Essen, Lehrstuhl Energietechnik)

Dr. Nicolas Witte-Humperdinck (Universität Duisburg Essen, Lehrstuhl Energietechnik)

Unter Mitwirkung von:

Rolf-Bernd Bracht (Viessmann Deutschland GmbH)

Prof. Dr. Philipp Geyer (Technische Universität Berlin)

Dr. Babette Nieder (Hertener Beteiligungsgesellschaft mbH Herten)

Florian Nigbur (Universität Duisburg Essen, Lehrstuhl Energietechnik)

Prof. Dr. Eckhard Ritterbach (Ramboll Deutschland GmbH)

Frank Schäfer (EnergieAgentur.NRW GmbH (Themengebiet Netze und Speicher)

Christian Thommessen (Universität Duisburg Essen, Lehrstuhl Energietechnik)

Impressum

Herausgeber:
Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Stand:
Februar 2020

Gefördert mit Mitteln der Stiftung Mercator. Die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieser Publikation liegt bei den Autorinnen und Autoren. Sie gibt nicht unbedingt die Meinung des Fördermittelgebers wieder. Weder der Fördermittelgeber noch die Autorinnen und Autoren übernehmen Verantwortung für jegliche Verwendung der darin enthaltenen Informationen.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis 4

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen 7

Tabellenverzeichnis 8

Abbildungsverzeichnis 10

Zusammenfassung 13

1 Einführung und Relevanz des Themas 25

1.1 Ziele und Methodik 25
1.2 Reallabore 27
1.3 Urbane Wärmewende 29

2 Status- und Bedarfsanalyse am Standort 35

2.1 Bestandsaufnahme bestehender Analysen und umgesetzter Projekte der Stadt Herten und Gelsenkirchen 35

2.1.1 Energie für Herten (1980), Energiekonzept 2000 (1990) | 1980 bis 1990 35
2.1.2 Hertener Klimakonzept 2020+ (Hertener Klimakonzept 2020 / Masterplan 100 % Klimaschutz) | 2008 bis 2019 36
2.1.3 H_2-Herten und Forschungsprojekt „Die Stadt als Speicher“ | 2013 bis 2018 37
2.1.4 Von der Idee zum Masterplan „Neue Zeche Westerholt“ | 2014 bis 2015 38
2.1.5 Energiewende Ruhr: Gartenstadt der Zukunft | 2014 bis 2016 39
2.1.6 Energielabor Ruhr | 2014 bis 2018 40
2.1.7 Machbarkeitsstudie Energieversorgung für die neue Zeche Westerholt | 2016 bis 2017 42
2.1.8 progRESsHEAT | 2015 bis 2017 43

2.2 Infrastruktur, Wärme- und Kältebedarfe am Zechengelände 44

2.2.1 Grundlagen vorhandener und geplanter Bebauung 44
2.2.2 Vorhandene Energieinfrastrukturen 46
2.2.3 Abschätzung der Wärmebedarfe 48
2.2.4 Erstellung der Wärmelastprofile 50
2.2.5 Abschätzung der Kältebedarfe 53

3 Grundlagen zur Entwicklung von zukunftsfähigen Wärmekonzepten 54

3.1 Kriterien für zukunftsfähige Technologien und Wärmekonzepte 54

3.1.1 Vorauswahl Technologien 54
3.1.2 Bewertungskriterien für Wärmekonzepte 54
3.1.3 Bewertungsindikatoren für Technologien (Steckbriefe) 60

3.2 Technologiebewertung in Form von Steckbriefen 61

3.2.1 Solarthermie (Freiflächen und auf Gebäuden) 63
3.2.2 Nachfolge Grubengas-BHKW 69
3.2.3 Wärmepumpen 71
3.2.4 Elektro-/Elektrodenkessel 72

3.2.5 Fernwärme / Nahwärme 74
3.2.6 Speicher 74
3.2.7 Potenziale für Anwendungen eines thermo-chemischen Kaltnetzes (H-DisNet) in Herten 75

4 Entwicklung, Modellierung und Bewertung von drei diskursiven Umsetzungskonzepten 82

4.1 Workshop mit Praxisakteuren zur Konzepterstellung für eine Umsetzungsphase 82

4.1.1 Ziele und Vorgehensweise im Workshop 82
4.1.2 Workshop-Ergebnis: Identifikation von Umsetzungskonzepten (Lead-Technologien) 84

4.2 Annahmen und Randbedingungen der Modellierung 85
4.3 Umsetzungskonzept 1: Fernwärme 86

4.3.1 Darstellung Konzept 1 87
4.3.2 Modellergebnisse Konzept 1 89
4.3.3 Stärken und Schwächen Konzept 1 93

4.4 Umsetzungskonzept 2: BHKW 94

4.4.1 Darstellung Konzept 2 94
4.4.2 Modellergebnisse Konzept 2 99
4.4.3 Stärken und Schwächen Konzept 2 109

4.5 Umsetzungskonzept 3: Wärmepumpe 111

4.5.1 Darstellung Konzept 3 111
4.5.2 Modellergebnisse Konzept 3 115
4.5.3 Stärken und Schwächen Konzept 3 124

4.6 Konzeption der Wärmenetze 126
4.7 Vergleichende Bewertung der Konzepte auf Basis der Modellierungsergebnisse 133

4.7.1 Ökologische Kriterien 136
4.7.2 Wirtschaftliche Kriterien 137
4.7.3 Qualitative Kriterien 139

4.8 Übertragbarkeit identifizierter Ansätze auf andere Kommunen und Regionen 141
4.9 Fördermöglichkeiten 144

4.9.1 Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) 144
4.9.2 Förderung von innovativen KWK-Systemen (iKWK) 145
4.9.3 Förderung nach den Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 145
4.9.4 Förderung nach progres.nrw 146
4.9.5 Förderung nach dem Marktanreizprogramm (MAP) 147
4.9.6 KfW-Programm 271/281 „Erneuerbare Energien Premium“ 148

4.10 Fazit und Ausblick 149

5 Gesellschaftliche Implikationen innovativer Energieversorgungskonzepte 152

5.1 Rahmenbedingungen und Potentiale einer Partizipativen Wärmewende 152

5.1.1 Aufbereitung vorhandener Erkenntnisse aus Beteiligungsverfahren in Herten/Gelsenkirchen 152

5.1.2 Aufbereitung vorhandener Erkenntnisse aus Beteiligungsverfahren zum Thema Wärmewende 154

5.2 Vom technischen zum gesellschaftlichen Gestaltungskonzept: Lokale und sozio-kulturelle Umsetzungsvoraussetzungen für eine erfolgreiche Partizipative Wärmewende 157

5.2.1 Herausforderungen und Chancen aus Sicht von Planung und Praxisakteuren vor Ort: 157

5.2.2 Herausforderungen und Chancen aus bürgerschaftlicher Sicht 163

5.3 Bürgergutachten: Leitlinien für eine Partizipative Wärmewende 164

6 Literaturverzeichnis 171

7 Anhang I 176

7.1 Anhang zu Kap. 1 (Einführung) 176
7.2 Anhang zu Kap. 2 (Status) 176
7.3 Anhang zu Kap. 3 (Grundlagen) 181
7.4 Anhang zu Kap. 4 (Umsetzungskonzepte) 182
7.5 Anhang zu Kap. 5 (Implikationen) 191

8 Anhang II (Technologie-Steckbriefe) 195

9 Anhang III (Bürgergutachten zur Neuen Zeche Westerholt) 244

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

a	Jahr (annum)
BHKW	Blockheizkraftwerk
$CO_{2\text{-äq}}$	Kohlenstoffdioxidäquivalente als Maß für die Treibhausgasemissionen
EnEV	Energieeinsparverordnung
FW	Fernwärme
GG	Grubengas
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
GW	Gigawatt (= 1 Mio. kW)
GWh	Gigawattstunde (= 1 Mio. kWh)
HDisNet	Forschungs- und Entwicklungsprojekt „Intelligent Hybrid Thermo-Chemical District Networks“, Gefördert durch das EU Horizont 2020 Rahmenprogramm (Grant Agreement 695780)
KMU	Kleine und Mittelständische Unternehmen
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
Mio.	Million
Mrd.	Milliarde
MW	Megawatt (= 1 000 kW)
MWh	Megawattstunde (= 1 000 kWh)
NT	Niedertemperatur
NZW	Neue Zeche Westerholt
PEF_{ges}	Primärenergiefaktor (gesamt)
PEF_{ne}	Primärenergiefaktor (nicht erneuerbarer Anteil)
PE_{ges}	Primärenergie (gesamt) d. h. fossil und erneuerbar
P_{Ex}	Primärexergie = mit den verwendeten energetischen Ressourcen verknüpfte Exergie
PH	Passivhaus
PV	Photovoltaik
RVF	Ressourcenverbrauchsfaktor
ST	Solarthermie
THG	Treibhausgase
TW	Terawatt (= 1 Mrd. kW)
TWh	Terawattstunde (= 1 Mrd. kWh)
WP	Wärmepumpe

Tabellenverzeichnis

Tab. 0-1 Cluster und deren jährlichen Gesamt-Wärmebedarfe (Heizung und Warmwasser in MWh/a) ---- 17

Tab. 0-2 Qualitative Einordnung des Deckungsanteils der betrachteten Technologien (Grün = 50 bis 100 %, Gelb = 10 bis 50 %, Rot ≤ 10 %) ---- 20

Tab. 0-3 Bandbreite der Ergebnisse für THG-Emissionen, Energieeffizienz und Wärmesystemkosten in den drei Umsetzungskonzepten für das Jahr 2030 ---- 22

Tab. 2-1 Cluster und deren angenommene Nutzungsverteilung ---- 46

Tab. 2-2 Cluster und deren spez. Wärmebedarfs-Kennwerte in kWh/m^{2}a, nur Neubauten ---- 49

Tab. 2-3 Cluster und deren spez. Wärmebedarfs-Kennwerte in kWh/m^{2}a, nur Bestandsgebäude ---- 49

Tab. 2-4 Cluster und deren absolute Heiz- und Warmwasser-Wärmebedarfe (MWh/a) ---- 50

Tab. 2-5 Cluster und deren jährlichen Gesamt-Wärmebedarfe (Heizung und Warmwasser in MWh/a) ---- 50

Tab. 2-6 Cluster und deren spezifische Kühlbedarfs-Kennwerte (kWh/m^{2}a) für Neubauten und Bestandsgebäude ---- 53

Tab. 3-1 Vorauswahl zu betrachtender Technologien anhand von Kriterien ---- 54

Tab. 3-2 Kriterien zur Bewertung der Wärmeversorgungskonzepte auf Basis der von den Kommunen benannten Prioritäten ---- 56

Tab. 3-3 Einschätzung der Relevanz verschiedener Bewertungskriterien für unterschiedliche Akteursgruppen (x = hohe Relevanz) ---- 57

Tab. 3-4 Allgemeine (links) und standortspezifische (rechts) Bewertungsindikatoren zur einheitlichen Erfassung der Wärmetechnologien (Erläuterung im Anhang II, Kap. 8) ---- 60

Tab. 3-5 Potenzielle Aufstellflächen für die Solarthermie ---- 68

Tab. 3-6 Unterscheidungsmerkmale zwischen Elektro- und Elektrodenkesseln ---- 73

Tab. 3-7 Technologien für saisonale Wärmespeicher im Vergleich ---- 75

Tab. 4-1 Qualitative Einordnung des Deckungsanteils der betrachteten Technologien (Grün = 50 bis 100 %, Gelb = 10 bis 50 %, Rot ≤ 10 %) ---- 84

Tab. 4-2 Komponenten und deren Auslegung in den drei Sub-Konzepten des Konzepts 1 ---- 89

Tab. 4-3 Energiebilanzen des Konzepts 1 ---- 90

Tab. 4-4 Ergebnisse Fernwärmekonzepte für das Jahr 2030 ---- 91

Tab. 4-5 Ergebnisse Fernwärmekonzepte für das Jahr 2050 ---- 92

Tab. 4-6 Komponenten und deren Auslegung in den zwei Teilkonzepten des Konzepts 2 ---- 100

Tab. 4-7 Energiebilanzen in den zwei Teilkonzepten des Konzepts 2 ---- 101

Tab. 4-8 Ökologische und ökonomische Bewertung des Konzepts 2 für 2030 ---- 108

Tab. 4-9 Ökologische und ökonomische Bewertung des Konzepts 2 für 2050 ---- 109

Tab. 4-10 Komponenten und deren Auslegung in den drei Sub-Modellen des Konzepts 3 ---- 116

Tab. 4-11 Energiebilanzen des Konzepts 3 in zwei Wärmebedarfs-Szenarien (jeweils mit und ohne PV) ---- 117

Tab. 4-12 Ökologische und ökonomische Bewertung des Konzepts 3 in zwei Wärmebedarf-Szenarien für 2030 ---- 122

Tab. 4-13 Ökologische und ökonomische Bewertung des Konzepts 3 in zwei Wärmebedarf-Szenarien für 2050 ---- 123

Tab. 4-14 Wärmeliniendichte der entwickelten Wärmesysteme ---- 130

Tab. 4-15 Gegenüberstellung der Bewertungskriterien der untersuchten Umsetzungskonzepte (2030) ---- 135
Tab. 4-16 Wärmenetzförderungen nach progres.nrw ---- 147
Tab. 4-17 Bandbreite der Ergebnisse für THG-Emissionen, Energieeffizienz und Wärmesystemkosten in den drei Umsetzungskonzepten für das Jahr 2030 ---- 149
Tab. 7-1 Agenda des LowEx-Herten Workshops am 11. Dez. 2018 in Wuppertal ---- 182
Tab. 7-2 THG-Emissionsfaktoren (CO_2-Äquivalente) ---- 184
Tab. 7-3 Primärenergiefaktoren ---- 185
Tab. 7-4 Kumulierte Energieverbräuche ---- 186
Tab. 7-5 Energiepreise und sonstige variable Kostenansätze ---- 187
Tab. 7-6 Vergleich mehrerer CO_2-Preispfade bis 2050 ---- 188
Tab. 7-7 Investitionskostenansätze ---- 188
Tab. 7-8 Kostenansätze für Instandsetzung, Wartung und Bedienung ---- 189
Tab. 7-9 Zinsfaktoren ---- 189
Tab. 7-10 Gegenüberstellung der Bewertungskriterien untersuchter Umsetzungskonzepte (2050) ---- 190

Abbildungsverzeichnis

Abb. 0-1 Technischer Untersuchungsrahmen des Projektes zur Wärmeversorgung der Neuen Zeche Westerholt ---- 13

Abb. 0-2 Masterplan der „Neuen Zeche Westerholt“ mit eigener Ergänzung der Cluster und Benennung der verbleibenden Bestandsgebäude sowie schematischer Darstellung vorhandener Energieinfrastrukturen auf dem Gelände ---- 16

Abb. 0-3 Clusterung der Charakteristika aus dem Technologiesteckbrief nach den drei Ebenen Technik, Gesellschaft und Ökologie ---- 19

Abb. 1-1 Technischer Untersuchungsrahmen des Projektes zur Wärmeversorgung der Neuen Zeche Westerholt ---- 25

Abb. 1-2 Gestaltungsmerkmale des Partizipativen Reallabors ---- 29

Abb. 1-3 Das Wärmenetz als Sammler und Lieferant für eine Vielfalt zukunftsfähiger Versorgungsoptionen ---- 31

Abb. 1-4 Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser nach Technologien bzw. Energieträgern ---- 32

Abb. 1-5 Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern (inkl. Industrieabsatz) ---- 32

Abb. 1-6 Darstellung der MLP-Ebenen ---- 33

Abb. 1-7 MLP-Darstellung für die Transformation von Wärmenetzen ---- 34

Abb. 2-1 Zielpfad des Hertener Klimakonzepts 2020+ ---- 36

Abb. 2-2 Lastverschiebung durch Zusammenspiel von Stromerzeugern und Verbrauchern als virtueller Speicher ---- 38

Abb. 2-3 Ansicht Masterplan „Neue Zeche Westerholt" ---- 39

Abb. 2-4 Masterplan Zeche Westerholt mit eigener Ergänzung der Cluster und Benennung der verbleibenden Bestandsgebäude sowie schematischer Darstellung vorhandener Energieinfrastrukturen auf dem Gelände der „Neuen Zeche Westerholt“ ---- 45

Abb. 2-5 Zwei Beispiele von Bestandsgebäuden auf dem Zechengelände ---- 46

Abb. 2-6 Schematische Darstellung vorhandener Energieinfrastrukturen im Umfeld der „Neuen Zeche Westerholt“ ---- 47

Abb. 2-7 Wärmeerzeugung Grubengas-BHKW (2017) ---- 48

Abb. 2-8 Sigmoid-Funktion zur Beschreibung des täglichen Wärmebedarfs ---- 51

Abb. 2-9 Simulation des Wärmelastprofils des gesamten Zechengeländes (Wetterjahr 2017) ---- 52

Abb. 2-10 Simulation der Jahresdauerlinie des gesamten Zechengeländes (Wetterjahr 2017) ---- 52

Abb. 3-1 Schematische Definition des Primärenergiefaktors PEF am Beispiel des Energieträgers Holz ---- 58

Abb. 3-2 Clusterung der Charakteristika aus dem Technologiesteckbrief nach den drei Ebenen Technik, Gesellschaft und Ökologie ---- 61

Abb. 3-3 Im Projekt betrachtete Technologien als Grundlage für Wärmeversorgungskonzepte ---- 62

Abb. 3-4 Aufdach-Installation von Solarthermie in der Quartiersversorgung Berlin-Adlershof (Foto: Guido Bröer) ---- 64

Abb. 3-5 Solarthermie-Freilandanlage für die Wärmeversorgung Chemnitz Brühl (Foto: Eins Energie in Sachsen GmbH &Co. KG) ---- 64

Abb. 3-6 Zentral (links) und dezentral (rechts) in ein Wärmenetz eingebundene Solarthermieanlage ---- 65

Abb. 3-7 Potenzielle Aufstellflächen für die Solarthermie ---- 67

Abb. 3-8 Behälterwärmespeicher mit 5 700 m³ Wasservolumen aus vorgefertigten Betonelementen in München Ackermannbogen (im Bau und nach Fertigstellung) ---- 69

Abb. 3-9 Übersicht wesentlicher PtH-Anwendungsfelder und ihrer Merkmale ---- 73

Abb. 3-10 Prozesse in einem Thermo-Chemischen Netzwerk ---- 77

Abb. 3-11 Beispielhaftes Schema für ein Gebäudeenergiesystem innerhalb eines Thermo-Chemischen Netzwerks ---- 79

Abb. 3-12 Konfiguration eines Thermo-Chemischen Netzwerkes in der Neuen Zeche Westerholt mit Nutzungskomponenten Raumklimatisierung und gewerbliche Trocknung sowie Soleregeneration durch gewerbliche Abwärme und Grubenwärme ---- 80

Abb. 3-13 Konzept für ein Thermo-Chemisches Netzwerk analog zum Umsetzungskonzept 3 (Wärmepumpen mit Kaltnetz, vgl. Kap. 4.5.1) ---- 81

Abb. 4-1 Prinzip der Clusterung nach internen (Stärken und Schwächen) sowie externen (Chancen und Risiken) Faktoren in der SWOT-Analyse ---- 84

Abb. 4-2 Darstellung der Stärken (S - strengths), Chancen (O - opportunities), Schwächen (W - weaknesses) und Risiken (T - threats) der Fernwärmekonzepte für die Zeche Westerholt in einem SWOT Diagramm ---- 93

Abb. 4-3 Schematische Darstellung der Energieinfrastrukturen in Konzept 2a ---- 95

Abb. 4-4 Wärmeerzeugung durch Grubengas-BHKW und prognostizierter Wärmebedarf des neuen Zechengeländes ---- 96

Abb. 4-5 Energieflussdiagramm Konzept 2a ---- 97

Abb. 4-6 Schematische Darstellung der Energieinfrastrukturen in Konzept 2b ---- 98

Abb. 4-7 Energieflussdiagramm Konzept 2b ---- 99

Abb. 4-8 Wärmeerzeugung Konzept 2a (Jahresverlauf) ---- 102

Abb. 4-9 Wärmedeckungsgrade Konzept 2a ---- 102

Abb. 4-10 Wärmeerzeugung Konzept 2b (Jahresverlauf) ---- 104

Abb. 4-11 Wärmeerzeugung Konzept 2b (Januar) ---- 105

Abb. 4-12 Wärmeerzeugung Konzept 2b (Juli) ---- 106

Abb. 4-13 Wärmedeckungsgrade Konzept 2b ---- 107

Abb. 4-14 SWOT-Analyse Konzept 2a ---- 110

Abb. 4-15 SWOT-Analyse Konzept 2b ---- 111

Abb. 4-16 Konzept 3: Wärmeversorgung über dezentrale Wärmepumpen mit Wärmespeicher und Bereitstellung von Niedrigtemperatur-Wärme über ein Kaltnetz innerhalb des Neubaugebietes ---- 114

Abb. 4-17 Konzept 3: Lage des Bestandsnetzes (rot, fett) und Verortung eines neuen Kaltnetzes zur Versorgung mit Niedrigtemperierter-Wärme (20°C) (grün) und Nahwärmeversorgung innerhalb von Gebäudeclustern (rot, fein) mit jeweils einer zentraler Wärmepumpen- und Speichereinheit ---- 114

Abb. 4-18 Deckungsanteile der Wärmeerzeugung in Konzept 3: A) Referenz- und B) Passivhaus-Szenario ---- 117

Abb. 4-19 Wärmebedarf und Wärmeerzeugung über ein Jahr für das Modell „Wohngebäude“ des Konzepts 3 (Referenzszenario) ---- 118

Abb. 4-20 Wärmebedarf und Wärmeerzeugung über einen Monat für das Modell „Wohngebäude“ des Konzepts 3 (Referenzszenario) ---- 119

Abb. 4-21 Strombedarf und Stromerzeugung im Szenario „max. PV“ über ein Jahr für das Modell „Wohngebäude“ des Konzepts 3 (Referenzszenario) ---- 120

Abb. 4-22 Wärmebedarf und Wärmeerzeugung über ein Jahr für die Bestandsgebäude des Konzepts 3 ---- 121

Abb. 4-23 Wärmebedarf und Wärmeerzeugung über einen Monat für die Bestandsgebäude des Konzepts 3 ---- 121

Abb. 4-24 Darstellung der Stärken (S - strengths), Schwächen (W - weaknesses), Chancen (O - opportunities), und Risiken (T - threats) der Wärmepumpen-Wärmekonzepte 3 für die Zeche Westerholt in einem SWOT Diagramm ---- 124

Abb. 4-25 Dimensionierung des Wärmenetzes für die Konzepte 1 und 2 ---- 127

Abb. 4-26 Dimensionierung des Wärme- und Kaltnetzes in Konzept 3a (Referenz-Standard) ---- 128

Abb. 4-27 Dimensionierung des Wärme- und Kaltnetzes in Konzept 3b (Passivhaus-Standard) ---- 129

Abb. 4-28 Beispiel eines KMR-Doppelrohrs/TwinPipes ---- 130

Abb. 4-29 Querschnitt einer Rohrleitungsverlegung im Infrastrukturkanal ---- 132

Abb. 4-30 Vergleich der Fernwärmeanbindung über klassische Stichleitungen (links) versus Verlegung durch die Häuser (rechts) ---- 132

Abb. 4-31 Mindestanforderung Wärmedeckungsgrade nach dem Förderprogramm Wärmenetze 4.0 ---- 146

Abb. 5-1 Arbeitsprogramm für die dreitägige Beteiligung: Zu den insgesamt 12 Arbeitseinheiten (AE) wurden bürgerschaftliche Empfehlungen und Stellungnahmen erarbeitet. ---- 156

Abb. 5-2 Fachvorträge mit anschließender Kleingruppenarbeit ---- 163

Abb. 5-3 Exkursion zur Neuen Zeche Westerholt ---- 165

Abb. 5-4 Zuordnung von bis zu 5 Themenbereichen zu den Potenzialen der Wärmekonzepte ---- 167

Abb. 7-1 Spezifischer Wärmebedarf Heizwärme in den Clustern der Neuen Zeche Westerholt ---- 176

Abb. 7-2 Spezifischer Wärmebedarf Warmwasser in den Clustern der Neuen Zeche Westerholt ---- 177

Abb. 7-3 Absoluter Wärmebedarf (Summe Heizwärme und Warmwasser) in der Neuen Zeche Westerholt ---- 177

Abb. 7-4 Spezifischer Kühlbedarf in den Clustern der Neuen Zeche Westerholt ---- 178

Abb. 7-5 Absoluter Kühlbedarf in der Neuen Zeche Westerholt ---- 178

Abb. 7-6 Simulation des Wärmelastprofils der neuen Gewerbegebäude inkl. Einkaufszentrum (Wetterjahr 2017) ---- 179

Abb. 7-7 Simulation des Wärmelastprofils der neuen Wohngebäude (Wetterjahr 2017) ---- 179

Abb. 7-8 Simulation des Wärmelastprofils der Bestandsgebäude (Wetterjahr 2017) ---- 180

Abb. 7-9 Simulation des Wärmelastprofils der Meistersiedlung (Wetterjahr 2017) ---- 180

Abb. 7-10 Megatrend-Map des Zukunftsinstituts ---- 191

Abb. 7-11 Zweiseitiger Leitfaden für Experteninterviews ---- 193

Abb. 7-12 Agenda für den Roundtable ---- 194

Zusammenfassung

Hinweis: Für Schnelllesende empfiehlt sich auch das Kap. 4.10 Fazit und Ausblick.

Untersuchungsrahmen, Ziele und Methodik

Eine erfolgreiche Energiewende braucht eine Wärmewende. Dies ist das Leitmotiv der Studie, die insbesondere das Gesamtsystem der Wärmeversorgung, bestehend aus Erzeugung, Netz und Speicher ins Zentrum stellt.

Eine besondere Chance, aber auch Herausforderung für die Wärmewende stellen insbesondere **leitungsgebundene Wärmeversorgungsstrukturen** dar. Wärmenetze bieten eine Reihe von Vorteilen bei der Umsetzung der Energiewende im Gebäudebereich, insbesondere durch die Möglichkeit, erneuerbare Energien, Abwärme, Kraft-Wärme- (Kälte)-Kopplung und Wärmespeicher in die Wärmeversorgung zu integrieren (Schüwer, 2017). Aufgrund ihrer hohen Kapitalbindung bei gleichzeitig hoher Lebensdauer müssen bei Wärmenetz-Infrastrukturen frühzeitig die richtigen Weichenstellungen in Richtung Energiewende vorgenommen werden. Eine Vielzahl von Akteuren wie Stadtwerke, Energieversorger und Kommunen, Planer und Handwerker bis hin zur Immobilienwirtschaft stehen vor der Schwierigkeit, einen langfristig kompatiblen Pfad in Richtung Klimaschutz und Energiewende einzuleiten.

Nur die **integrierte Betrachtung** des Wärmenetzes und der einspeisenden Erzeugungsquellen kann zu einem optimalen Gesamtsystem führen (vgl. Abb. 1-1). Hier gilt es, eine Vielzahl von Wechselwirkungen innerhalb und außerhalb des Systems zu berücksichtigen und gleichzeitig zukünftige Anforderungen, insbesondere in Hinblick auf den Klimaschutz und die Energiewende, im Blick zu haben.

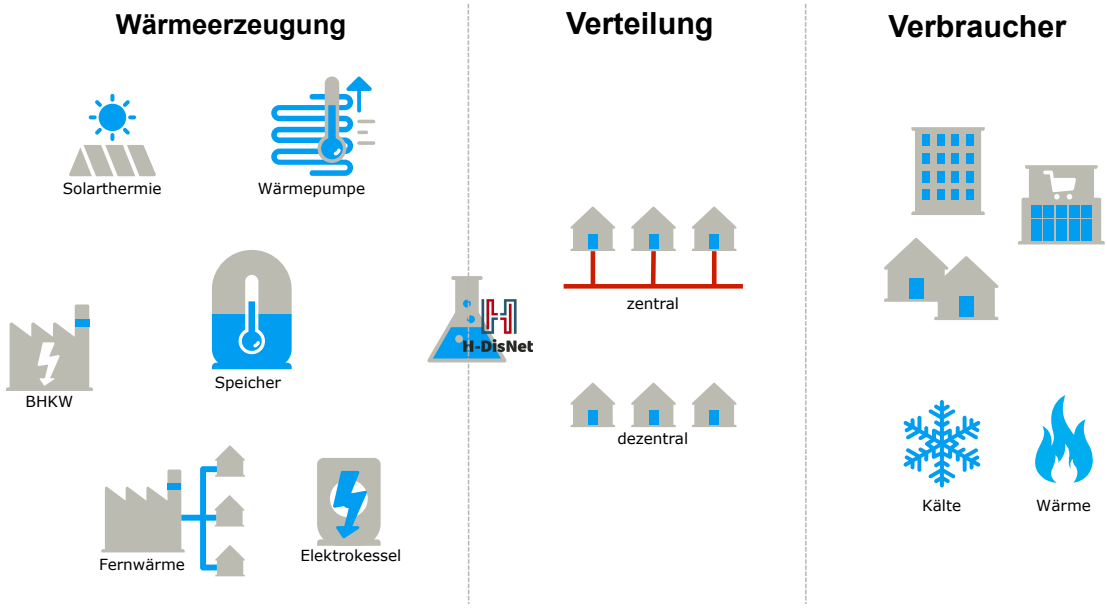


Abb. 0-1 **Technischer Untersuchungsrahmen des Projektes zur Wärmeversorgung der Neuen Zeche Westerholt**

Eine wesentliche Rolle spielen dabei **niedrig anzustrebende Netztemperaturen**[1], die eine einfachere Einbindung erneuerbarer Erzeugungs- bzw. Abwärmequellen erlauben. Ferner werden unterschiedliche **Strukturen der Erzeugungsquellen** - von der zentralen Wärmeerzeugung zur dezentralen oder individuellen Erzeugung - im Rahmen der Studie betrachtet und unter Berücksichtigung der Zielkriterien und der Bestandsanalyse am Standort bewertet. Der dritte Schwerpunktaspekt im Rahmen dieser Studie sind die Potenziale von **Sektorenkopplungen**, insbesondere zwischen Strom und Wärme (Kraft-Wärme-Kopplung, Power-to-Heat) zur Flexibilisierung der Stromerzeugung einerseits und zur weitergehenden Dekarbonisierung der Wärmeversorgung andererseits.

Gleichzeitig werden die rein technologisch ausgelegte Konzeptentwicklungen um Analysen zu **gesellschaftlichen Implikationen** dieser Technologiekonzepte erweitert. Dies ist eingebettet in die Zielsetzung des EnerAct-Gesamtvorhabens, Analysen an den Schnittstellen zwischen Energiewende und gesellschaftlichen Megatrends zu platzieren. Zentrale Fragestellung ist, welche technologischen Optionen und welche Wärmeversorgungskonzepte unter Berücksichtigung lokaler bürgergesellschaftlicher Aspekte und im Kontext gesellschaftlicher Megatrends zukunftsfähig sind. Es soll ein wirtschaftlich, ökologisch und sozial optimales Wärme- bzw. Energieversorgungskonzept für die Neue Zeche Westerholt entwickelt werden, welches die Kommune befähigt, unmittelbar in eine Planungs- und Implementierungsphase zu starten.

Zum einen wird ein *interdisziplinärer*, *interkommunaler* und *integraler* Ansatz gewählt, der Experteninnen und Experten aus verschiedenen Disziplinen (u. a. Ingenieure, Planer, Sozialwissenschaftler) zusammenbringt. Durch die frühzeitige Einbindung von Praxispartnern (Ingenieurbüros, Kommunen, Projektentwicklungsgesellschaft, Stadtwerke und Fernwärmebetreiber) und Forschung sowie weiterer Vernetzungspartner wird über den gesamten Projektzeitraum ein Wissensaustausch und eine Transparenz für möglichst alle relevanten Akteure sichergestellt. Neben regelmäßigen Web-Telefonkonferenzen wurden zu diesem Zweck ein Workshop, Experteninterviews, ein Stakeholder-Roundtable sowie ein mehrtägiger Bürger-Beteiligungsprozess durchgeführt. Dieses Beteiligungsprojekt diente zur Analyse der gesellschaftlichen Implikationen und hatte den Charakter eines *Partizipativen Reallabors*. Darunter wird ein Design der Transformationsforschung verstanden, in denen Wissenschaft und Gesellschaft transdisziplinär und experimentell in kooperativer und partizipativer Weise an praktischen Lösungen für eine zukunftsfähige Lebens- und Wirtschaftsweise arbeiten (Wuppertal Institut, 2019).

Untersuchungsgegenstand ist das Gelände der ehemaligen Zeche Westerholt und systemische *Wechselwirkungen mit* der *kommunalen/regionalen* (z. B. Fernwärme- oder Wasserstoffinfrastruktur) sowie der *nationalen Ebene* (Energiesystem Deutschland).

[1] Bei Netzen < ca. 50°C spricht man von „Niedertemperaturnetzen“ , bei Netzen < ca. 20°C von „Kalter Nahwärme“.

Status- und Bedarfsanalyse am Standort

Die Städte Herten und Gelsenkirchen arbeiten seit 2010 im Klimaschutz eng zusammen. Im Rahmen der gemeinsamen InnovationCity-Bewerbung wurde bereits die Zeche Westerholt, genau auf der Stadtgrenze zwischen Gelsenkirchen und Herten gelegen, als Nukleus für die Zusammenarbeit identifiziert. Das „Klimabündnis Gelsenkirchen-Herten e.V." bietet ebenso wie die „Projektgesellschaft Neue Zeche Westerholt" eine langfristige organisatorische Klammer für diese Zusammenarbeit.

Infrastruktur, Wärme- und Kältebedarfe am Zechengelände

Aus dem Masterplan der Neuen Zeche Westerholt wurde die Gebäudestruktur in ein GIS-fähiges Tool übertragen. Zudem wurde die erwartete Nutzfläche aus der Grundfläche und Geschosszahl der Gebäude abgeschätzt und mit Hilfe von spezifischen Wärme- und Kühlbedarfen der erwartete absolute jährliche Wärme- und Kühlbedarf ermittelt. Die spezifischen Bedarfe wurden in Abhängigkeit der Gebäudefunktionen (Wohnhaus, Büro/Dienstleistung, Gewerbe/Industrie) für zwei Szenarien festgelegt: Das Szenario „Referenz-Standard" orientiert sich an den Förderbestimmungen nach KfW 55 und ist Grundlage für alle Konzeptberechnungen. Das Szenario „Passivhaus-Standard" verfolgt noch ambitionierte Effizienzziele und wird nur in einem entwickelten Konzept verwendet.

Darüber hinaus wurden bestehende Infrastrukturen analysiert, um diese im neuen Versorgungskonzept berücksichtigen zu können. Das Wohngebiet „Meistersiedlung" im Nord-Westen wird über eine Nahwärmeleitung aus dem heutigen Zechengelände versorgt. Die Wärmebereitstellung erfolgt über eine Fernwärmeleitung der Uniper Wärme GmbH, in welche die der drei auf dem Zechengelände installierten Grubengas-BHKW ihre Wärme einspeisen. Der Betrieb dieser BHKW ist abhängig von der Verfügbarkeit des Grubengases, im Rahmen der Studie wird das Versiegen der Quelle bis zum Jahr 2030 angenommen.



Abb. 0-2 **Masterplan der „Neuen Zeche Westerholt“ mit eigener Ergänzung der Cluster und Benennung der verbleibenden Bestandsgebäude sowie schematischer Darstellung vorhandener Energieinfrastrukturen auf dem Gelände**

Der Wärmebedarf der Meistersiedlung wurde aus Ist-Daten vergangener Jahre übernommen. Der Wärmebedarf für die Bestandsgebäude sowie die Neubauten (für zwei unterschiedliche Effizienz-Szenarien) ist in der nachfolgenden Tabelle Tab. 0-1 aufgeführt.

Tab. 0-1 Cluster und deren jährlichen Gesamt-Wärmebedarfe (Heizung und Warmwasser in MWh/a)

Cluster	Jährlicher Gesamt-Wärmebedarf (MWh/a)		
	Bestandsgebäude	**Neubau (KfW 55-Standard)**	**Neubau (Passivhaus)**
Gartensiedlung	-	238	173
Mischgebiet	296	809	475
Gewerbegebiet	1 650	4 786	2 536
Sondernutzung	0	123	71
Meistersiedlung	1 500	-	-
Summe	**3 446**	**5 956**	**3 255**

Im Referenz-Standard beträgt der gesamte Wärmebedarf aus Neubauten und Bestandsgebäuden ca. 9 400 MWh/a. Im Passivhaus-Standard ist der Bedarf geringer und liegt in Summe bei ca. 6 700 MWh/a.

Aus den Wärmebedarfen der Cluster wurden anschließend in Abhängigkeit der dort vorliegenden Nutzungsart Wärmelastprofile über ein vollständiges Bilanzjahr generiert. Diese bilden die Grundlage der Komponentenauslegung für die zu entwickelnden Konzepte. In der Spitzenlast wird eine Wärmeleistung über das Zechengelände inklusive der Meistersiedlung von ca. 4 MW erwartet.

Da die Deckung des Kühlbedarfs nicht Teil des Projekts ist, wurden hierfür keine Lastgänge erstellt. Die zu entwickelnden Konzepte sollen der Deckung des Wärmebedarfs dienen, ggf. ist jedoch eine kombinierte Nutzung des Konzepts zur Wärme- und Kälteerzeugung technisch möglich. Dies soll qualitativ in der Bewertungsphase berücksichtigt werden.

Kriterien für zukunftsfähige Technologien und Wärmekonzepte

Das Projektteam hat - auf Basis von Expertenwissen und den von den kommunalen Praxispartnern geäußerten Prioritäten - folgende *Vorauswahl an relevanten zu betrachtenden Technologien* für eine zukunftsfähige leitungsgebundene Wärmeversorgung für das Zechengelände getroffen:

- Solarthermie,
- Potenzielle Nachfolgetechnologien für die Grubengas-BHKW (Biomethan-BHKW, Wärmepumpen, Grubenwasser-Abwärme),
- Speicher,
- Wärmenetze und
- Thermo-chemische Kaltnetze.

Die Auswahlkriterien waren einerseits allgemeiner Art (Erneuerbare Energien, Effizienz, LowEx, Innovation, Synergetische Konzepte bzw. Sektorkopplung) und andererseits speziell auf den Standort Gelsenkirchen/Herten (Lokale Potenziale, Akzeptanz bzw. Marke Neue Zeche Westerholt) zugeschnitten.

In bestehenden Arbeiten (s. Machbarkeitsstudie „Von der Idee zum Masterplan“, in Kap. 2.1.4) wird für ein energetisches Gesamtkonzept der Dreiklang aus Energie sparen, Energieeffizienz und der Nutzung erneuerbarer, lokaler sowie regionaler Energien postuliert (Stadt Herten et al., 2015, S. 31). Die *allgemeinen, übergeordneten Ziele* bei der Entwicklung der „Neuen Zeche Westerholt“ (inklusive einer innovativen Energieversorgung) wurden von kommunaler Seite folgendermaßen zusammengefasst:

- Beitrag zum Klimaschutz und zur nachhaltigen Entwicklung in Gelsenkirchen und Herten,
- Einsatz erneuerbarer Energien vor Ort,
- Qualifizierung,
- Stärkung der lokalen Wirtschaft,
- Markenbildung „Neuen Zeche Westerholt“ und
- Öffnung der Fläche für die Bürgerschaft.

Als geeignete *Bewertungskriterien für ein zukunftsfähiges Wärmekonzept* für die Neue Zeche Westerholt wurden in enger Abstimmung mit den kommunalen Partnern vom Konsortium folgende 11 Zielgrößen zur ganzheitlichen Bewertung der Konzepte formuliert:

1 | Anteil Erneuerbare Energien (inkl. Abwärme)
2 | Ressourcenverbrauch (Exergie) / Effizienz
3 | Primärenergiebedarf
4 | CO_2- bzw. THG-Emissionen
5 | Wärmepreis
6 | Wärmesystemkosten
7 | Lokale Potenziale
8 | Aufwand für Versorgungssicherheit (Backup)
9 | Effiziente Flächennutzung
10 | Innovationscharakter / Beitrag zur Marke "Neue Zeche Westerholt"
11 | Vielfalt der Lösungsansätze
(Cluster- und Sektorkopplung, synergetische Konzepte…)

Dieses Kriterienset soll die ökonomischen, ökologischen und sozialen Dimensionen als auch die besonderen Anforderungen der Marke „Neue Zeche Westerholt“ angemessen berücksichtigen. Ferner sollen sowohl die Bedürfnisse zur Bewältigung der anstehenden Aufgaben vor Ort (am Standort Herten/Gelsenkirchen) als auch die übergeordneten (nationalen und internationalen) systemischen Erfordernisse zum Erreichen der Klimaziele und Gelingen der Energiewende beachtet werden.

Da aus wissenschaftlicher Sicht Primärenergiefaktoren (Kriterium 3) keine verlässliche Aussage über die Effizienz der Energiesysteme treffen (vgl. Kap. 3.1.2.3), werden diese nur nachrichtlich ausgewiesen. Stattdessen wird die Bewertung der Effizienz der untersuchten Energiesysteme mit dem sogenannten ***Ressourcenverbrauchsfaktor*** (RVF)[2] durchgeführt. Er stellt das Verhältnis der ***Exergie*** der eingesetzten

[2] Der Begriff „Ressource“ wird hier ausschließlich auf Energie (bzw. genauer gesagt auf Exergie) bezogen, d. h. stofflicher Ressourcenverbrauch wie beispielsweise von Wasser, seltenen Metallen, Dämmmaterialien, Flächen etc. ist nicht berücksichtigt. Die Einheit ist „Primärexergie pro Endenergie Wärme“ (MWh_{PEx}/MWh_{th}).

Energieressourcen zu der verbrauchten Endenergie dar und berücksichtigt neben der Energiemenge auch die Energiequalität, die zwischen 100% und 0% liegen kann (vgl. Kap.3.1.2.4). Dies ermöglich eine Beurteilung der Wertigkeit der Wärme abhängig von ihrem Temperaturniveau und inklusive der Verluste in den Vorketten.

Technologiebewertung in Form von Steckbriefen

Für eine einheitliche Beurteilung der acht identifizierten Wärmeversorgungstechnologien wurden Technologiesteckbriefe entwickelt. Ziel dieser Steckbriefe ist die Abfrage und Bewertung aller notwendigen Kriterien bzw. Indikatoren, um die Vergleichbarkeit der Technologien auf einen Blick herzustellen. Diese kompakte Darstellung der Technologien ist die Grundlage für die spätere Erstellung und Bewertung der Wärmeversorgungskonzepte.

Die Bewertungsindikatoren sind gegliedert in 14 Indikatoren für eine *allgemeingültige* (standortunabhängige) Betrachtung der jeweiligen Technologie sowie weitere 17 Indikatoren für eine *standortspezifische* Betrachtung für das Zechengelände. Die Indikatoren wurden so gewählt, dass sie in integraler Weise alle drei Betrachtungsebenen von Technik, Gesellschaft und Umwelt/Ökologie erfassen. In Abb. 3-2 ist eine Auswahl der wichtigsten Bewertungsindikatoren der Steckbriefe in dem Beziehungsdreieck dieser drei Betrachtungsebenen verortet.



Abb. 0-3 Clusterung der Charakteristika aus dem Technologiesteckbrief nach den drei Ebenen Technik, Gesellschaft und Ökologie

Entwicklung, Modellierung und Bewertung von drei diskursiven Umsetzungskonzepten

Die Konzeption der Umsetzungskonzepte beginnt mit der Identifikation von Lead-Technologien. Diese sind Technologien, die in der Lage sind, den Großteil des Wärmebedarfs zu decken. Weitere Nebentechnologien sollen als Ergänzung dienen. Die Einschätzung der Erzeugungspotentiale ist in der folgenden Tabelle Tab. 0-2 aufgeführt.

Tab. 0-2 Qualitative Einordnung des Deckungsanteils der betrachteten Technologien (Grün = 50 bis 100 %, Gelb = 10 bis 50 %, Rot ≤ 10 %)

Technologie	Randbedingung / abgeschätztes Potenzial	Qualitative Einordnung des Deckungsanteils
Fernwärme	Verfügbarer Anschluss	
BHKW	1 MW_{th}	
Grubenwasser (mit WP)	150 kW Umweltwärme, COP = 3,8	
Erdsonden (mit WP)	220 kW Umweltwärme, COP = 3,5	
Solarthermie	Mind. 3 000 m^2 Freifläche	
Abwasser (mit WP)	DN 300 (Potenzialabschätzung)	
Elektro-/Elektrodenkessel	2 MW_{th}, 200 VBh/a	
H-DisNet	Verfügbare Abwärme	*Abh. von Abwärmequelle*

Die ausgewählten Lead-Technologien sind

1. Fernwärme
2. BHKW
3. Wärmepumpe (über mehrere Umweltwärmequellen)

Solarthermie soll als Nebentechnologie in mehreren Konzepten vertreten sein.

In Kleingruppen wurden die Umsetzungskonzepte erarbeitet. Neben der Dimensionierung der Lead-Technologie wurden je Konzept Nebentechnologien ausgewählt und nach Bedarf Untervarianten aufgestellt. Folgende Konzepte und Varianten wurden entwickelt:

Konzept 1: Fernwärme (FW)

- **Variante 1a/1**: Fernwärme aus 90% Erdgas GuD + 10% Abwärme
- **Variante 1a/2**: Fernwärme aus 50% Erdgas GuD + 50% Abwärme
- **Variante 1b/1**: Variante 1a/1 + kleine Solarthermie
- **Variante 1b/2**: Variante 1a/2 + kleine Solarthermie
- **Variante 1c/1**: Variante 1a/1 + große Solarthermie
- **Variante 1c/2**: Variante 1a/2 + große Solarthermie

Konzept 2: Blockheizkraftwerk (BHKW)

- **Variante 2a**:
  Weiterbetrieb der Grubengas-BHKW (Annahme: bis 2030)

- **Variante 2b**:
  Ablösung der Grubengas-BHKW durch Solarthermie, Grubenwasserwärmepumpe, Biomethan-BHKW und Brennstoffzelle (Annahme: ab 2030)
- **Variante 2 Mischung**:
  Mischkonzept aus 2a und 2b durch Berücksichtigung deren zeitlicher Abfolge. Der Vergleich mit den anderen Konzepten sollte mit dieser Mischvariante erfolgen.

Konzept 3: Wärmepumpe (WP)

- **Variante 3a/1**:
  WP mit zentralem Kaltnetz für die Neubauten mit Wärmebedarf nach **Referenz**-Standard (KfW 55) mit **maximaler** Realisierung aller verfügbaren Dach- und Fassadenflächen für **Photovoltaik** (PV) inkl. Fernwärme nach Konzept 1b/1 für die Bestandsgebäude
- **Variante 3a/2**:
  WP mit zentralem Kaltnetz für die Neubauten mit Wärmebedarf nach Referenz-Standard **ohne PV** inkl. Fernwärme nach Konzept 1b/1 für die Bestandsgebäude
- **Variante 3b/1**:
  WP mit zentralem Kaltnetz für die Neubauten mit Wärmebedarf nach **Passivhaus**-Standard mit **maximaler PV** inkl. Fernwärme nach Konzept 1b/1 für die Bestandsgebäude
- **Variante 3b/2**:
  WP mit zentralem Kaltnetz für die Neubauten mit Wärmebedarf nach Passivhaus-Standard **ohne PV** inkl. Fernwärme nach Konzept 1b/1 für die Bestandsgebäude

Alle Varianten wurden im Simulationstool energyPRO modelliert und über das Referenzjahr 2017 simuliert. Das Ergebnis sind Einsatzzeiten, Brennstoffbedarfe und erzeugte Energiemengen der Komponenten in stündlicher Auflösung. Die Jahresbilanz wird zur abschließenden ökologischen und wirtschaftlichen Bewertung der Varianten herangezogen (quantitative Bewertungskriterien 1 – 6). Der Vergleich erfolgt für alle Konzepte mit der Referenzvariante 1a/1 (90% Erdgas GuD, 10% Abwärme, ohne Solarthermie). Die Bewertung erfolgt für das Jahr 2030, wobei auch ein Ausblick auf 2050 gegeben wird. Für beide Zeitpunkte werden Randbedingungen wie Energiepreise, Primärenergiefaktoren und THG-Emissionen festgelegt. Das Bezugsjahr der Kostenschätzung der Investitionen sowie der Wartung und Instandhaltung ist 2019. Darüber hinaus wurden die Varianten entlang der qualitativen Kriterien (Nr. 7 – 11) bewertet. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse befindet sich in Tab. 4-17.

Tab. 0-3 Bandbreite der Ergebnisse für THG-Emissionen, Energieeffizienz und Wärmesystemkosten in den drei Umsetzungskonzepten für das Jahr 2030

Kriterium		Einheit	Referenz (FW 90/10)	Konzepte 1 Fernwärme	Konzept 2 BHKW[1)]	Konzepte 3 Wärmepumpe
THG	spezifisch	$kg_{CO2\text{-}äq}/MWh_{th}$	92	39 - 92	54	51 - 67
	absolut	$t_{CO2\text{-}äq}/a$	870	370 - 870	510	360 - 590
	Δ Referenz	%	0 %	0 - 58 %	41 %	32 - 58 %
Ressourcen-verbrauch (Exergie)	spezifisch	MWh_{PEx}/MWh_{th}	0,52	0,31 - 0,52	0,55	0,41 - 0,46
	absolut	MWh_{PEx}/a	4 910	2 930 - 4 910	5 140	2 750 - 4 270
	Δ Referenz	%	0 %	0 - 40 %	minus[2)] 5 %	13 - 44 %
Wärmekosten (180 €/t_{CO2})	absolut[3)]	1 000 €/a	926	858 - 988	975	785 - 1 530
	spezifisch[4)]	€/MWh_{th}	107	99 - 114	118	121 - 205
	Δ Referenz	%	0 %	(minus 7) - 7%	minus 10 %	minus (13 - 92) %

1) Bezug auf Mischkonzept aus 2a und 2b mit einer angenommenen Restlaufzeit des Grubengas-BHKW bis 2030
2) „Minus“ bedeutet Mehrverbrauch bzw. Mehrkosten
3) Wärmesystemkosten für Wärmeerzeuger inkl. Netzinfrastruktur
4) Wärmepreis (bei zentralen Versorgungskonzepten inkl. 10 % Aufschlag für Marge/Overhead)

Alle entwickelten Konzepte sind **ökologisch** vorteilhaft gegenüber der Referenzvariante. Besonders die Varianten 1c/2 (Fernwärme mit hohem Abwärme-Anteil und großer Solarthermie) und 3b/1 (Passivhaus mit max. PV) erreichen sehr gute ökologische Ergebnisse. Der *spezifische Ressourcenverbrauchsfaktor (RVF)* ist in den Konzepten 1c (Fernwärme mit großer Solarthermie: RVF = 0,36 bzw. 0,31) und 1b/2 (Fernwärme mit hohem Abwärme-Anteil und solarthermischer Sommerdeckung: RVF = 0,39) am geringsten. *Absolut* schneidet das Konzept 3b/1 (Passivhaus mit max. PV) am besten ab (niedrigster Wert mit 2.750 MWh_{PEx}), da aus dem höheren Dämmstandard ein geringerer Wärmebedarf resultiert. Die *spezifischen THG-Emissionen* sind in dem Konzept 1c/2 (Fernwärme mit hohem Abwärmeanteil und großer Solarthermie) und im Konzept 2a (Grubengas-BHKW) am geringsten. Auch hier liegt im *absoluten* Vergleich das Konzept 3b vorne, da die Emissionen durch den reduzierten Wärmebedarf gering sind.

Annähernd alle Varianten sind hinsichtlich der **Gesamtkostenbetrachtung** teurer als die Referenzvariante. Lediglich die Varianten 1a/2 (hoher Abwärmeanteil) und 1b (kleine Solarthermie) sind geringfügig günstiger. Wesentlich teurer als die Referenzvariante fallen die Varianten 3a/1 und 3b/1 (Referenz-Standard bzw. Passivhaus-Standard mit jeweils max. PV) aus. Dies liegt hauptsächlich an der starken Überbauung der PV-Flächen in Bezug auf das betrachtete Wärmekonzept (Strombedarf durch die dezentralen Wärmepumpen).

Eine tiefergehende Analyse der Ergebnisse insbesondere auch der qualitativen Kriterien ist in Kapitel 4.7 zu finden.

Alle vorgestellten Konzepte sind aus Sicht des Konsortiums hinreichend robust hinsichtlich zukünftig zu erwartender energiewirtschaftlicher Entwicklungen, insbesondere hoher CO_2-Preise. Bei der Wahl einer innovativen und ressourcenschonenden Wärmeversorgung sind vermutlich Kompromisse hinsichtlich der Wärmepreise zu machen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aus Kundensicht letztendlich nicht der

Wärmepreis, sondern die jährlichen Kosten für die Bereitstellung der Dienstleistung „Warmes Gebäude“ relevant sind. Bei der strategischen Planung der Wärmeversorgung ist es wichtig, vom Ziel her zu denken: Eine treibhausgasneutrale Energiewelt kann nur erreicht werden, wenn rechtzeitig die richtigen Pfade eingeschlagen werden und Lock-in-Effekte (= später nur schwer bzw. teuer zu korrigierende Fehlinvestitionen) vermieden werden. Im Fazit werden auf lokaler Handlungsebene verfügbare Ansätze zur Risikominimierung beschrieben (vgl. Kap. 4.10).

Gesellschaftliche Implikationen innovativer Energieversorgungskonzepte

Im Projekt *Innovative interkommunale Wärmeversorgung für die Neue Zeche Westerholt in Gelsenkirchen/Herten* stehen neben technischen Fragestellungen zur Ausgestaltung eines effizienten und auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystems auch die gesellschaftlichen Implikationen einer Wärmewende und Möglichkeiten ihrer partizipativen Gestaltung vor Ort im Fokus. Eine unmittelbare Anknüpfung an die Meinungsbildung der Bürgerinnen und Bürger sowie die Verbindung der Wärmeversorgung mit den Debatten in der Region erscheinen dem Konsortium dabei als politisch und auch ethisch unerlässliche Voraussetzung. Mit ihr soll auf Basis der technologischen, wirtschaftlichen und ökologischen Betrachtung aller Systemelemente auch ein sozial optimales Wärme- bzw. Energieversorgungskonzept für die Neue Zeche Westerholt entwickelt werden. Das integrierte Konzept soll die Kommunen befähigen, unmittelbar in eine Planungs- und Implementierungsphase zu starten und die Bürger aktiv und verantwortlich in diesen Prozess mit einbeziehen.

Am Standort Herten/Gelsenkirchen ist die Beschäftigung mit diesen Fragen nicht neu. In den vergangenen Jahren wurde die bereits interessierte Bevölkerung an der Gestaltung des ehemaligen Zechengeländes Neue Zeche Westerholt ebenso wie auch an den vielfältigen interkommunalen Klimaschutzmaßnahmen eingebunden. An diese bereits erfolgten lokalen Partizipationsprozesse wurde im Projekt mit einem kooperativen Dialog- und Beteiligungskonzept unmittelbar angeknüpft. Es entwickelt einen Austauschdialog mit Akteurinnen und Akteuren auf Planungs- und Entscheidungsebene mit der Methode eines aleatorischen Bürgerbeteiligungsverfahrens. Die Federführung für den Partizipationsprozess lag beim Institut für Demokratie- und Partizipationsforschung der Bergischen Universität Wuppertal.

Das mehrstufige und lokal orientierte Vorgehen stellte zunächst prägende gesamtgesellschaftliche als auch lokale sozio-politische und sozio-kulturelle Trends und Entwicklungen gesellschaftlicher Rahmenbedingungen, Verknüpfungen und Wechselwirkungen einer innovativen Energieversorgung auf der Neuen Zeche Westerholt in den Mittelpunkt. Als Leitmarken wurden für eine auch sozial vorausschauende Planung und Umsetzung der Wärmeversorgung die Megatrends zur Nachhaltigkeit, die Digitalisierung, die Urbanisierung und der demografischen Wandel ebenso wie auch die Politisierung und der Strukturwandel identifiziert.

Wie die Wärmewende auf der Neuen Zeche Westerholt klimafreundlich, bürgernah und lebenswert gestaltet werden soll, wurde mit einem modernen und breitenwirksamen Bürgerbeteiligungsverfahren (*Partizipatives Reallabor*) ermittelt. Mit ihm erfolgte die gezielte Beteiligung der unorganisierten Bürgergesellschaft aufgrund zufälliger Auswahl (Aleatorik), persönlicher Ansprache und zielgruppenspezifischem Empowerment (Bildungsurlaub, Kinderbetreuung u. ä.). Vom 03.-05. Juli 2019 erarbei-

teten in einem offenen, intensiven und sorgfältig strukturierten Austauschdialog 50 zufällig ausgewählte Hertener Bürger ihre Stellungnahmen und Empfehlungen. Ergebnis ist ein Bürgergutachten (s. Anhang III in Kap. 9), das den Entstehungsprozess sowie auch die bürgerschaftlichen Erwartungen, Anforderungen und Wünsche transparent und kompakt zusammenfasst.

Mit Blick auf die Wärmewende in Städten zeigte sich aus bürgerschaftlicher Sicht vor allem ihre gesetzliche Regulierung als zentral. Verbindliche Vorgaben für Wirtschaft und Industrie als auch eine verpflichtende partizipative Wärmeplanung und -Umsetzung auf kommunaler Ebene bilden hier die Ecksteine. Einen hohen Stellenwert besitzt weiterhin die Finanzierbarkeit der Wärmewende für den Endverbraucher und das, auch langfristig, angemessene Kosten-Nutzen-Verhältnis. Gleichermaßen bedeutsam ist auch, dass die Energiewende nicht nur isoliert als Wärmewende im Quartier, sondern auch in anderen Sektoren, v. a. im Verkehr sowie in der gesamten Stadt, vorangetrieben wird. Mit ihr soll eine Stadtentwicklung einhergehen, die auf einen vernetzten (Nah)Verkehr, mehr Grünflächen und den Ausbau von Kultur- & Freizeitangeboten abzielt.

Im Hinblick auf die technologische Realisierung der Wärmewende stehen für die Bürgerschaft vor allem die CO_2-Neutralität, das Ausschöpfen lokaler Potentiale wie z. B. die Nutzung alter Industriebrachen statt der Neuerschließung von Flächen sowie Effizienzgesichtspunkte im Vordergrund. Diese Aspekte gilt es bei allen drei Versorgungsoptionen (Fernwärme, BHKW, Wärmepumpen und - übergreifend - Solarthermie) aus bürgerschaftlicher Perspektive im Besonderen zu beachten.

1 Einführung und Relevanz des Themas

1.1 Ziele und Methodik

Eine erfolgreiche Energiewende braucht eine Wärmewende. Dies ist das Leitmotiv der Studie „*Innovative interkommunale Wärmeversorgung für die Neue Zeche Westerholt in Gelsenkirchen-Herten*“, die insbesondere das Gesamtsystem der Wärmeversorgung, bestehend aus Erzeugung, Netz und Speicher ins Zentrum stellt. Nur die **integrierte Betrachtung** des Wärmenetzes und der einspeisenden Erzeugungsquellen kann zu einem optimalen Gesamtsystem führen (vgl. Abb. 1-1). Hier gilt es, eine Vielzahl von Wechselwirkungen innerhalb und außerhalb des Systems zu berücksichtigen und gleichzeitig zukünftige Anforderungen, insbesondere in Hinblick auf den Klimaschutz und die Energiewende, im Blick zu haben.

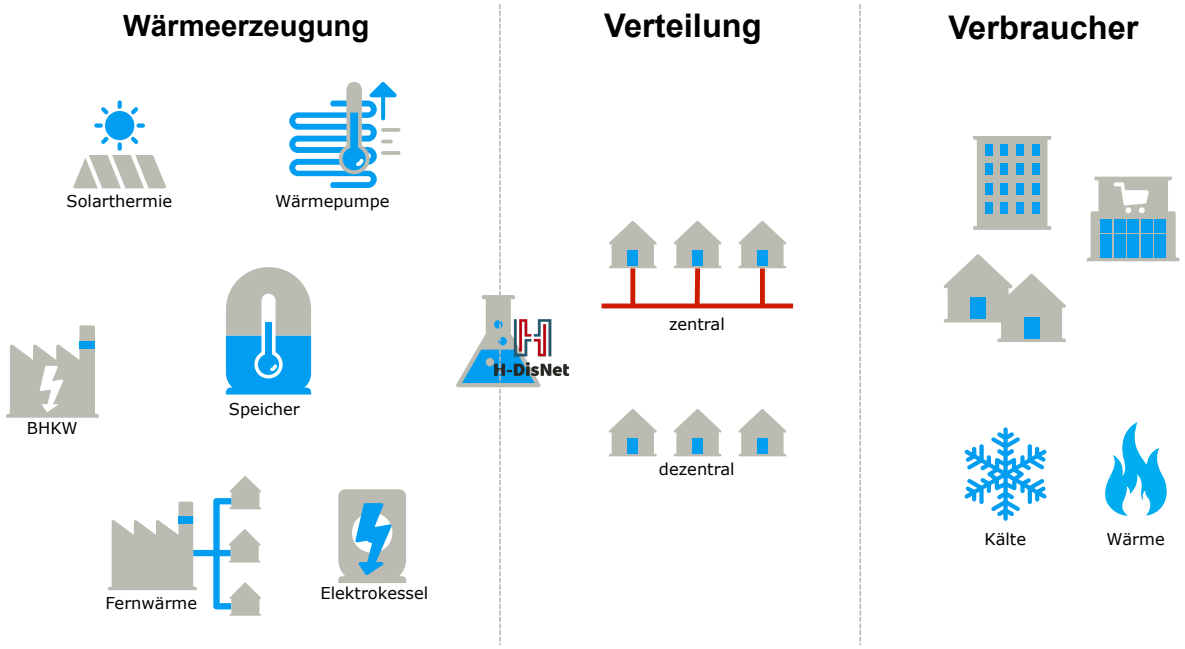


Abb. 1-1 Technischer Untersuchungsrahmen des Projektes zur Wärmeversorgung der Neuen Zeche Westerholt

Dabei spielen insbesondere die niedrig anzustrebenden Netztemperaturen eine wesentliche Rolle. **Niedertemperatur- und „kalte“ Wärmenetze**[3] erlauben beispielsweise die einfachere Einbindung erneuerbarer Erzeugungs- bzw. Abwärmequellen.

Ein zweites wesentliches Thema für eine erfolgreiche Wärmewende ist die **Struktur der Erzeugungsquellen**. Von der zentralen Wärmeerzeugung zur dezentralen oder individuellen Erzeugung sind unterschiedliche (und auch kombinierte) Konzepte denkbar, die im Rahmen der Studie betrachtet und unter Berücksichtigung der Zielkriterien und der Bestandsanalyse am Standort bewertet werden. In manchen Fällen führen Kombinationen aus leitungsgebundener und individueller bzw. Blockebene-Versorgung zu optimalen Ergebnissen (z. B. bei der „kalten Nahwärme“).

[3] Bei Netzen < ca. 50°C spricht man von „Niedertemperaturnetzen“ , bei Netzen < ca. 20°C von „Kalter Nahwärme“.

Der dritte Schwerpunktaspekt im Rahmen dieser Studie sind die Potenziale von **Sektorenkopplungen**, insbesondere zwischen Strom und Wärme. Neben der klassischen Kraft-Wärme-Kopplung kann durch Bausteine wie Power-to-Heat-Anlagen die Integration der Strom- und Wärmesysteme und damit die Flexibilisierung der Stromerzeugung einerseits und die weitergehende Dekarbonisierung der Wärmeversorgung andererseits unterstützt werden.

Gleichzeitig erscheint es erforderlich, rein technologisch ausgelegte Konzeptentwicklungen um Analysen zu **gesellschaftlichen Implikationen** dieser Technologiekonzepte zu erweitern. Im Sinne der Zielsetzung des EnerAct-Gesamtvorhabens, Analysen an den Schnittstellen zwischen Energiewende und gesellschaftlichen Megatrends zu platzieren, erhalten sozialwissenschaftliche Fragestellungen bei der Konzeption der Energieversorgung für das Zechengelände Westerholt eine hohe Bedeutung.

Zentrale Fragestellung ist, welche technologischen Optionen und welche Wärmeversorgungskonzepte unter Berücksichtigung lokaler bürgergesellschaftlicher Aspekte und im Kontext gesellschaftlicher Megatrends zukunftsfähig sind. Auf Basis dieser integrierten Betrachtung und Konzeption aller Systemelemente soll letztendlich ein wirtschaftlich, ökologisch und sozial optimales Wärme- bzw. Energieversorgungskonzept für die Neue Zeche Westerholt entwickelt werden. Das Konzept soll die Kommune befähigen, unmittelbar in eine Planungs- und Implementierungsphase zu starten.

Methodische Ansätze und Strategien

Zum einen wird ein *interdisziplinärer*, *interkommunaler* und *integraler* Ansatz gewählt, der Experteninnen und Experten aus verschiedenen Disziplinen (u. a. Ingenieure, Planer, Sozialwissenschaftler) zusammenbringt. Durch die frühzeitige Einbindung von Praxispartnern (Ingenieurbüros Ramboll, Solites, Kommunen Herten und Gelsenkirchen, Projektentwicklungsgesellschaft, Stadtwerke Herten und Fernwärmebetreiber Uniper) und Forschung (Wuppertal Institut, Universitäten Duisburg-Essen sowie Wuppertal) sowie weiterer Vernetzungspartner (EnergieAgentur.NRW, Hersteller Viessmann) wird ein Wissensaustausch und eine Transparenz für möglichst alle relevanten Akteure sichergestellt. Diese Einbindung geschah über den gesamten Projektzeitraum mit Hilfe regelmäßiger Web-Telefonkonferenzen sowie intensiviert in einem Workshop im Dezember 2018, in Experteninterviews im April/Mai 2019, in einem Stakeholder-Roundtable im Mai 2019 sowie in einem Beteiligungsprozess im Juli 2019.

Obwohl der eigentliche Untersuchungsgegenstand das Gelände der ehemaligen Zeche Westerholt ist, werden systemisch auch *Wechselwirkungen mit* der *kommunalen/regionalen* Ebene (z. B. potenzielle Anbindung an eine Fernwärme- oder Wasserstoffinfrastruktur) sowie der *nationalen Ebene* (Energiesystem Deutschland) berücksichtigt.

Zur Bewertung und Auswahl von Technologieoptionen sowie zur Entwicklung und Vordimensionierung von Wärmeversorgungskonzepten wurde in enger Abstimmung mit den Kommunen ein Set von Kriterien entwickelt, welche sowohl die ökonomischen, ökologischen und sozialen Dimensionen als auch die besonderen Anforderungen der Marke „Neue Zeche Westerholt“ angemessen berücksichtigen sollen. In Ab-

grenzung zu anderen vergleichenden Wärmeversorgungsstudien wird in der vorliegenden Untersuchung zusätzlich zur energetischen auch eine sogenannte *exergetische Bewertung* vorgenommen. Sie beurteilt die Wertigkeit der Wärme abhängig von ihrem Temperaturniveau und quantifiziert den Energieressourcenverbrauch inklusive der Verluste in den Vorketten (s. Kap. 3.1.2.4). Der erwartete Wärme- und Kältebedarf des gesamten Zechengeländes wurde abgeschätzt und georeferenziert dargestellt. Diese Ergebnisse sind Grundlage für die Vordimensionierung des Gesamtsystems aus Erzeugern, Speicher und Netz für ausgewählte Konzept-Varianten. Die technische und wirtschaftliche Bewertung der Konzepte erfolgte auf Basis von stundenscharfen Simulationen der Wärmeerzeugung mit dem Tool energyPRO. Das Netz wurde mit der Software System Rørnet der Firma Ramboll hydraulisch abgebildet und vordimensioniert.

Für die Analyse der gesellschaftlichen Implikationen wurde im Juli 2019 ein aufsuchendes, aleatorisches[4] Bürgerbeteiligungsverfahren im sogenannten Planungszellen-Design durchgeführt. Das Beteiligungsprojekt hat den Charakter eines *Partizipativen Reallabor*. Dieser Begriff wird nachfolgend näher erläutert.

1.2 Reallabore

Das *Netzwerk Reallabore der Nachhaltigkeit*[5] definiert in (Wuppertal Institut, 2019) Reallabore folgendermaßen:

„Reallabore (englisch: Real-World Laboratories) sind Forschungs- und Entwicklungseinrichtungen, in denen Wissenschaft und Gesellschaft gemeinsam an praktischen Lösungen für eine zukunftsfähige Lebens- und Wirtschaftsweise arbeiten. Typisch für Reallabore sind ihre transdisziplinäre Anlage[6], ihr experimentelles, auf Transformation abzielendes Vorgehen und eine Atmosphäre des Voneinander-Lernens. An Reallaboren beteiligen sich Hochschulen, Kommunen und staatliche Institutionen, aber auch Verbände, Nichtregierungsorganisationen und Unternehmen. Zivilgesellschaft und Bürgerschaft sind dabei wichtige und starke Partner. Da ihre Ergebnisse auf kooperative und partizipative Weise zustande kommen, verstehen Reallabore sich als Treiber einer in Nachhaltigkeitsfragen handlungsfähigen Gesellschaft."

In dem Hauptgutachten „*Welt im Wandel: Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation*" des Wissenschaftlichen Beirats der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) wird die Forderung nach einer Forschung formuliert, die gesellschaftliche Veränderungen nicht nur *untersucht*, sondern auch gezielt auf eine gesellschaftliche Transformation in Richtung Nachhaltigkeit *hinwirkt* (Schneidewind & Singer-Brodowski, 2014; Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für Globale Umweltveränderungen (WBGU), 2011). Um diese nachhaltige Entwick-

[4] Der Begriff „aleatorisch" beschreibt eine auf eine Zufallsauswahl basierende Methode der Partizipationsforschung (vgl. z. B. Lietzmann et al., 2017; Münkler et al., 2019; Reybrouck, 2016).

[5] www.reallabor-netzwerk.de

[6] Der Begriff *Transdisziplinäre Forschung* wird nach (Di Giulio & Defila, 2018, S. 10) „akteursorientiert verstanden als Variante einer auf eine Synthese ausgerichteten interdisziplinären Forschung ... Bei dieser Variante beteiligen sich nicht nur Forscher(innen) aus verschiedenen wissenschaftlichen Disziplinen am Forschungsprozess, sondern zusätzlich auch Praxisakteure. Praxisakteure sind dabei substantiell am Projekt beteiligt, sei es als gleichberechtigte Mitglieder eines Projektteams oder als externe Beteiligte, die punktuell am Projekt mitwirken."

lung zu gewährleisten, müssen nach (Di Giulio & Defila, 2018, S. 10 ff.) für ein gesellschaftliches Ziel insbesondere folgende Kriterien erfüllt sein:

12 | Es handelt sich um ein gesellschaftlich legitimiertes Ziel.
13 | Es handelt sich um ein ethisch gut begründetes Ziel.
14 | Es handelt sich um ein Ziel, das auf die ganze Gesellschaft, d. h. auf das Gemeinwohl (in Gegenwart wie Zukunft) orientiert ist.

Nach (Di Giulio & Defila, 2018) stellen diese drei Kriterien der gesellschaftlichen Legitimation, der ethischen Begründung und der Gemeinwohlorientierung verallgemeinerbare Anforderungen für transformative Forschung dar.

Der methodische Zugang über ein Partizipatives Reallabor

Abhängig von der Zielsetzung kommen verschiedene methodische Designs von Reallaboren zur transformativen Gestaltung zum Einsatz (vgl. Schneidewind, 2014; Ukowitz, 2017). Das hier verwendete Konzept des *Partizipativen Reallabors* zielt darauf, das Verständnis komplexer gesellschaftlicher Transformationsprozesse im Rahmen eines sogenannten punktuellen Beteiligungsprozesses zu verbessern. Zur systematischen Erkenntnisgewinnung im Format des Realexperiments erfolgt die systematische, inklusive und sozial-integrative Einbeziehung der Zivilgesellschaft und Bürgerschaft (vgl. Lietzmann et al., 2017) zu einer konkreten Fragestellung in Transformationskontexten.

Ein wesentliches Gestaltungselement bildet dabei die systematische Zufallsauswahl der Teilnehmenden im Format der sogenannten *Planungszelle* (vgl. Dienel, 2002). In Ergänzung mit verschiedene Empowerment-Elementen (Bildungsurlaub, Aufwandsentschädigung, Kinderbetreuung u. ä.) gelingt es so, Beteiligungsbarrieren für partizipationsbereite Bürgergruppen abzubauen (vgl. Schäfer & Schoen, 2013). Ebenfalls werden mit dieser Methodik auf politisch spürbare Weise auch diejenigen erreicht, die sich als die „Vergessenen“ oder „Abgehängten“ empfinden (vgl. auch Münkler et al., 2019; Reybrouck, 2016). Mit ihnen wird ein deliberativer Austausch[7] unabhängig von zugespitzter Interessenmobilisierung und in fairer neutraler Moderation geführt.

Dieser Prozess sieht zunächst ein gezieltes „Conflict-Mapping“ vor (vgl. Abb. 1-2). So ist keine Entscheidung alternativlos und das Ausbleiben von aktivem Widerstand kann nicht, wie die empirischen Ergebnisse der sozialwissenschaftlichen und umweltpsychologischen Akzeptanzforschung zeigen(vgl. Schweizer-Ries, 2013), als Befürwortung interpretiert werden. Die zum konkreten Verhandlungsthema vorhandenen, teils artikulierten, teils latenten Interessen-, Wert- und Ziel-Konflikte nachdrücklich herauszuarbeiten und jenseits einfacher Labeling-Konzepte zu benennen, ist ein zentrales Anliegen der deliberativen Prozesse im „Partizipativen Reallabor“. Dies bildet die Grundlage für ein „Bridging the Gap“ im Beteiligungsprozess. Zusammen mit der kooperativen, verständigungsorientierten Festlegung bürgerschaft-

[7] Mit dem Konzept der Deliberation, lateinisch „Beratschlagung“ oder „Überlegung“, wird im Kontext der Demokratietheorien ein spezifischer Prozess der Konsensfindung verbunden (vgl. Diskurstheorie von Jürgen Habermas). In der Beteiligungspraxis sind an deliberative Verfahren eine spezifische Struktur, Werte und Regeln geknüpft. Insbesondere arbeiten in ihnen nach einer organisierten Struktur Teilnehmenden als aktiv gestaltende Akteure dialogisch oder diskursiv mit dem Ziel repräsentative Strukturen demokratischer Systeme zu unterstützen. Siehe für einen Überblick z. B. (Chambers, 2012; Schaal & Ritzi, 2009).

licher Prioritäten werden sozial robuste Realisierungsszenarien sowie mögliche Kompensationen für unabänderliche („systemische“) Benachteiligungen einzelner Interessen oder Klientele differenziert aufgezeigt.

Über die Ausgestaltung der Partizipativen Governance und das Bürgergutachten findet dieser Kompromiss seine Abwägung und Begründung: Über die verantwortbare Expertise, über deren tragfähige soziale Unterstützung und über die politische Umsetzung. Zentral für das Gelingen des Conflict-Mappings und für das Bridging the Gap ist die Gesamtkonzeption und Vorbereitung des Verfahrens. Sie setzt eine Analyse der relevanten Konfliktpotentiale und der wirkmächtigen Stakeholder voraus. Sachinformationen zu politischen, wirtschaftlichen, ökonomischen, zivilgesellschaftlichen und wissenschaftlichen Rahmenbedingungen werden ebenso in das Verfahren integriert wie auch empirischen Evidenzen zu tatsächlichen Wirkungen, zu Ungewissem und zu Kontroversen (vgl. Nowotny, 1999).

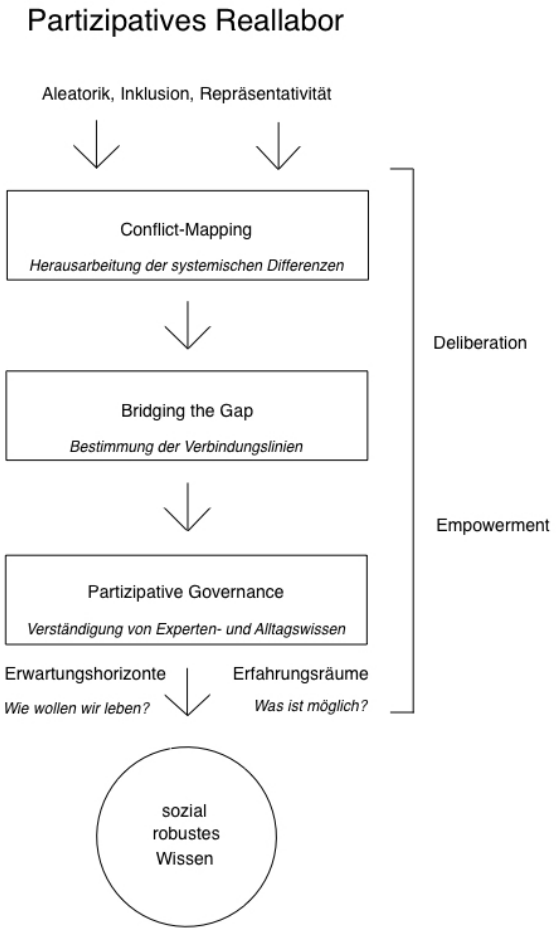


Abb. 1-2 Gestaltungsmerkmale des Partizipativen Reallabors

1.3 Urbane Wärmewende

Die Energiewende in Deutschland hat in den vergangenen Jahren erhebliche Fortschritte gemacht. Beim Ausbau der erneuerbaren Energien im Wärmesektor fallen die Erfolge – insbesondere im Vergleich zum Stromsektor – jedoch bisher gering aus. Eine besondere Chance, aber auch Herausforderung für die Wärmewende stellen

insbesondere leitungsgebundene Wärmeversorgungsstrukturen dar. Wärmenetze bieten eine Reihe von Vorteilen bei der Umsetzung der Energiewende im Gebäudebereich, insbesondere durch die Möglichkeit, erneuerbare Energien, Abwärme, Kraft-Wärme- (Kälte)-Kopplung und Wärmespeicher in die Wärmeversorgung zu integrieren. Gleichzeitig bietet die netzgebundene Versorgung die Möglichkeit, Wärmequellen (z. B. industrielle oder kommunale Abwärme) und Wärmesenken (z. B. Wohnquartiere) zusammenzuführen. (Schüwer, 2017)

Aufgrund ihrer hohen Kapitalbindung bei gleichzeitig hoher Lebensdauer müssen bei Wärmenetz-Infrastrukturen frühzeitig die richtigen Weichenstellungen in Richtung Energiewende vorgenommen werden. Eine Vielzahl von Akteuren wie Stadtwerke, Energieversorger und Kommunen, Planer und Handwerker bis hin zur Immobilienwirtschaft stehen vor der Schwierigkeit, einen langfristig kompatiblen Pfad in Richtung Klimaschutz und Energiewende einzuleiten.

Die Versorgungssituation ist häufig geprägt durch eine Vielfalt an Gebäudetypen, Baualtersklassen, Sanierungsstandards und Besitzverhältnissen auf der Nachfrageseite und (konkurrierenden) Einzel-Heizungstechnologien auf der Angebotsseite. Aus der Tatsache, dass Wärmenetze natürliche Monopole darstellen, ergibt sich die Notwendigkeit staatlicher Regulierung.

Langfristiges Ziel der Bundesregierung ist der treibhausgasneutrale Gebäudebestand im Jahr 2050. Dieses Ziel kann durch die Kombination nachfrageseitiger Effizienzmaßnahmen auf der Gebäudeseite (Dämmung, Lüftung mit Wärmerückgewinnung, effiziente Heizungstechnologie) und angebotsseitiger CO_2-armer Energieträger (grüner Strom, grünes Gas und grüne Fernwärme) erreicht werden. Die nachfrageseitigen Effizienzmaßnahmen sind nicht Gegenstand dieser Studie, allerdings ist mit Blick auf das Zechengelände dringend anzuraten, sowohl bei der Renovierung der Bestandsgebäude als auch bei den Neubauten möglichst hohe Effizienzstandards einzuhalten. Nur so ist eine Kompatibilität mit den langfristigen Effizienz- und Klimaschutzzielen gegeben und spätere, teure Nachbesserungen können vermieden werden.

Um auf der Angebotsseite die Bereitstellung von „Grüner Fernwärme“ zu realisieren, müssen zukünftige Wärmenetze zu einem Sammler einer Vielzahl zukunftsfähiger Wärmequellen wie erneuerbare Energien (Biomasse und Biogas, Geothermie, Umgebungswärme, Solarenergie), sowie industrieller und kommunaler Abwärme ausgebaut werden (vgl. Abb. 1-3). Zu der bereits etablierten Sektorkopplungstechnologie KWK (zentral und dezentral) kommen in Zukunft verstärkt auf erneuerbarer Stromerzeugung basierende Power-to-Heat- (Wärmepumpe und Elektrodenkessel) sowie Power-to-Gas-Lösungen (H_2, synthetisches Methan) hinzu. Zentraler Baustein eines zukünftigen Wärmenetzes ist ein großer Wärmespeicher, der einen zeitlichen (stündlichen bis saisonalen) Ausgleich der dargebotsabhängigen erneuerbaren Energiequellen mit dem Wärmelastprofil ermöglicht.

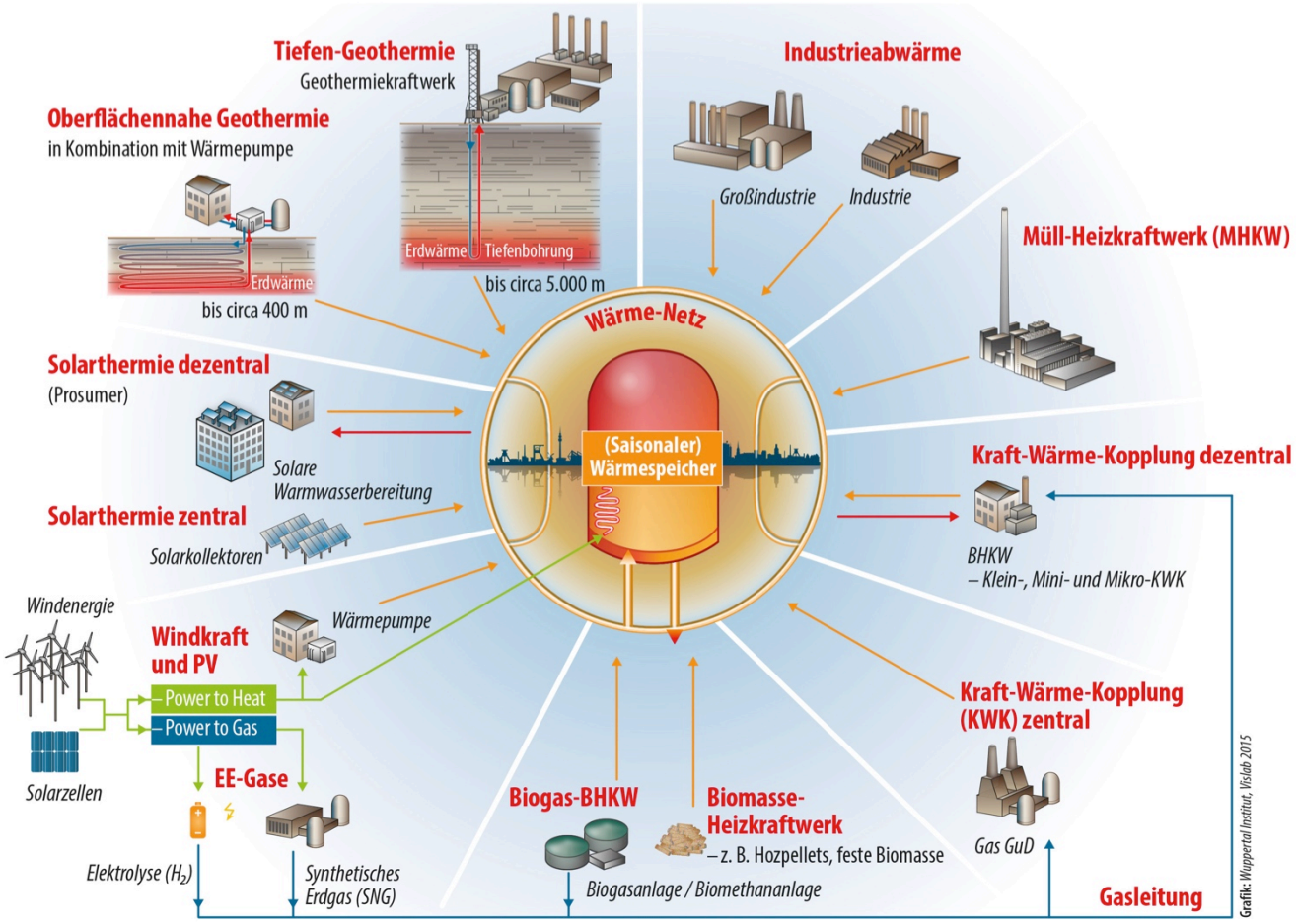


Abb. 1-3 Das Wärmenetz als Sammler und Lieferant für eine Vielfalt zukunftsfähiger Versorgungsoptionen

Ein Blick in Energieszenarien, welche auch die Fernwärme detaillierter abbilden, zeigt, dass diesem Energieträger insbesondere in ambitionierten Klimaschutzszenarien sowohl in absoluten als auch in relativen Zahlen eine besondere Bedeutung beigemessen wird. In dem 95%-Reduktionspfad des BDI (BCG & Prognos, 2018) wird beispielsweise ein Anstieg von 61 TWh (entspricht 8,2 % des gesamten Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser) in 2015 auf 98 TWh (25,7 %) in 2050 ausgewiesen (s. Abb. 1-4). Abb. 1-5 zeigt, dass in dem gleichen Zeitraum innerhalb der Fernwärme der erneuerbare Anteil (inkl. Müll und Abwärme) von 25,8 % (33 TWh) auf 100 % (163 TWh) - inkl. 14,1 % synthetischer Gase aus erneuerbarem Strom - anwächst.

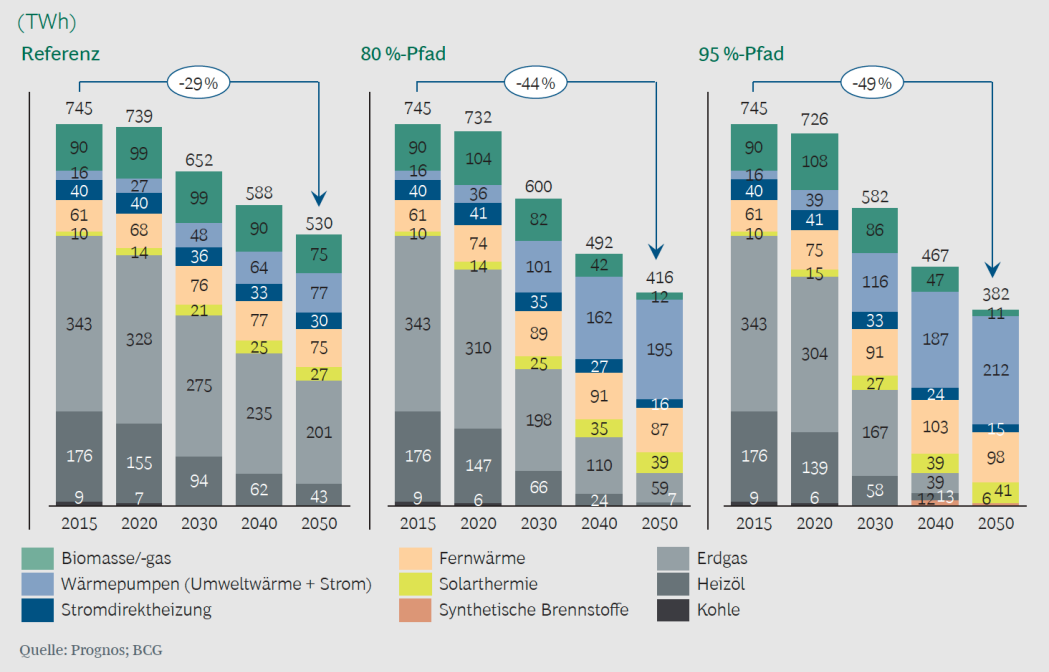


Abb. 1-4 Endenergieverbrauch für Raumwärme und Warmwasser nach Technologien bzw. Energieträgern

Quelle: (BCG & Prognos, 2018, S. 221)

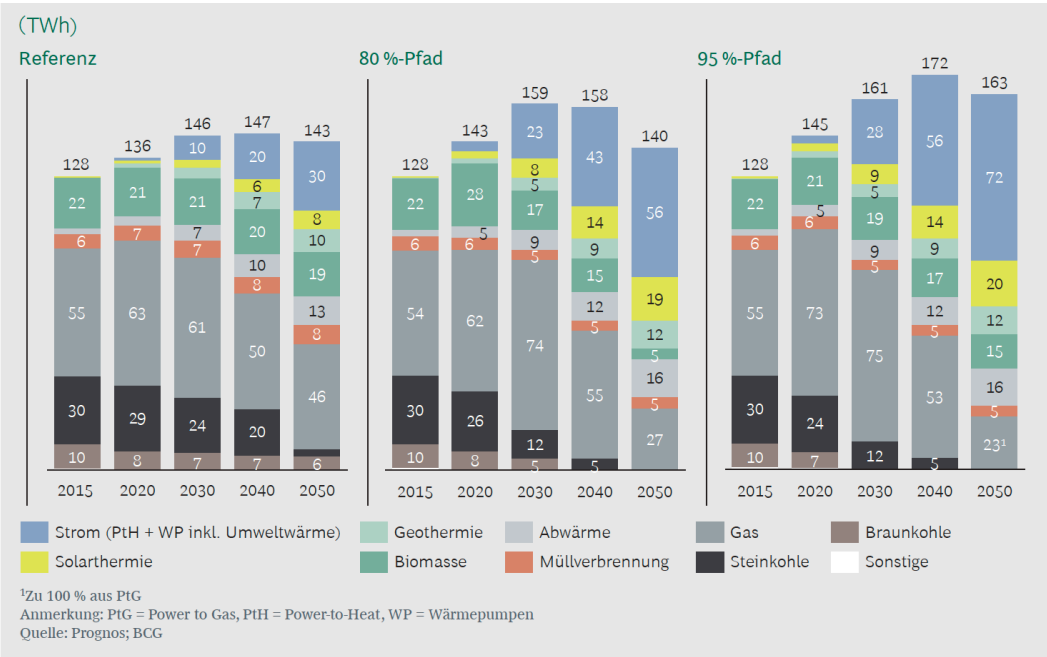


Abb. 1-5 Fernwärmeerzeugung nach Energieträgern (inkl. Industrieabsatz)

Quelle: (BCG & Prognos, 2018, S. 223)

Die Wärmewende aus der Multi-Level-Perspective (MLP)

Aus Sicht der Transformationsforschung werden zum Erreichen des Zielzustandes „THG-neutraler Gebäudebestand“ verschiedene Transformationskonzepte benötigt,

um unter gegebenen regulatorischen Bedingungen technologische Innovationen aus der Nische in die breite Anwendung zu befördern.

Mit Hilfe der *Multi-Level-Perspective (MLP)* nach Geels als methodischer Rahmen (vgl. Geels, 2018) kann dieser Prozess über die drei Ebenen *Nischen*, *Regime* und *Landscape*[8] so veranschaulicht werden, dass die soziotechnischen Eigenschaften und Verzahnungen im Verlauf der Energiewende abgebildet werden. Abb. 1-6 ordnet nach dem MLP-Ansatz schematisch und allgemein die Bedingungen, Innovationen, F&E-Bedarfe und Zielzustände in die kommenden Transformationsphasen ein.

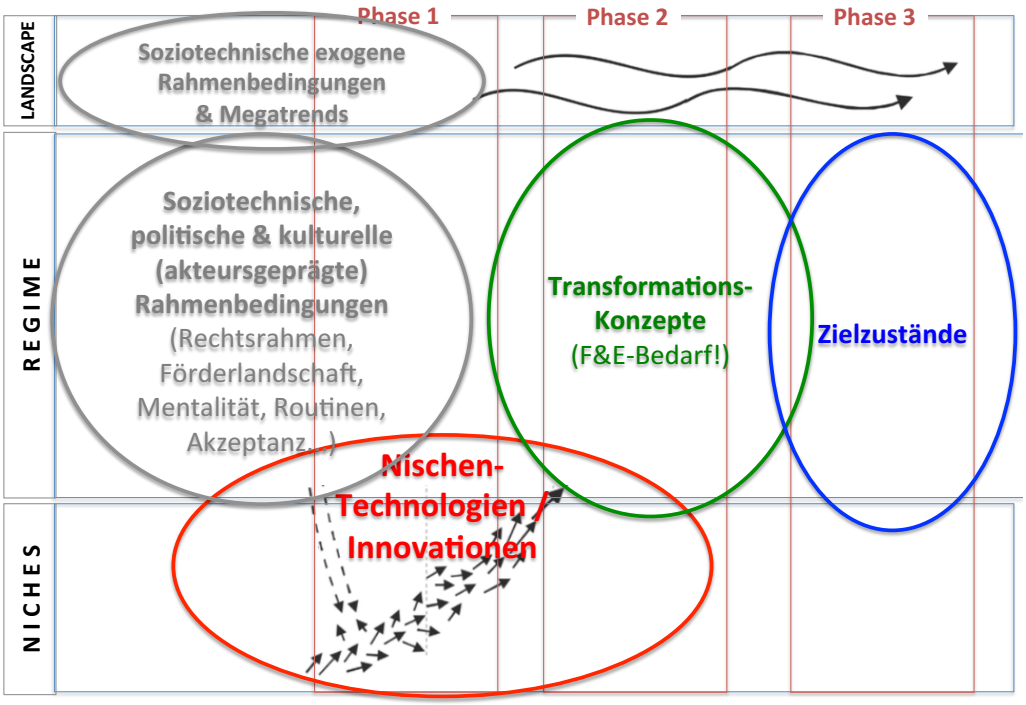


Abb. 1-6 Darstellung der MLP-Ebenen

In Abb. 1-7 sind die in Abb. 1-6 nur allgemein dargestellten Rahmenbedingungen auf Regime- und Landscape-Ebene sowie die Zielzustände, Nischen-Technologien sowie Transformationskonzepte speziell für das Themenfeld Wärmenetze aufgeschlüsselt.

[8] Zur Definition dieser drei Begriffe im Kontext des Transformationsprozesses der Energiewende siehe (Merten et al., 2018, S. 16 ff.) und speziell der Wärmewende siehe (Merten et al., 2018, S. 22 ff.).

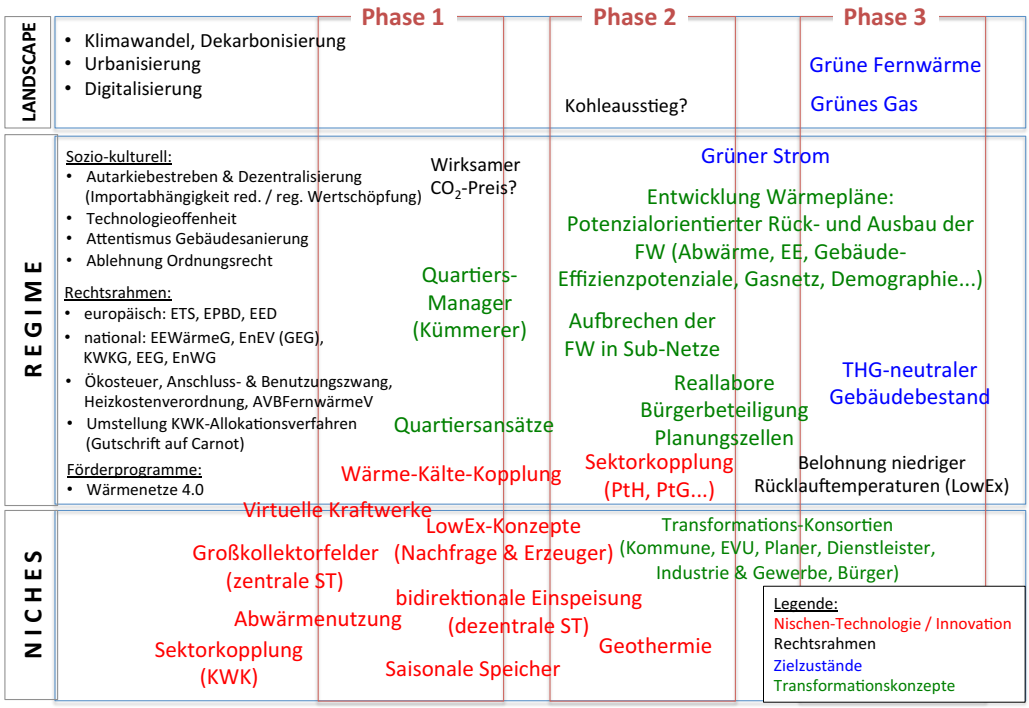


Abb. 1-7 MLP-Darstellung für die Transformation von Wärmenetzen

2 Status- und Bedarfsanalyse am Standort

Der Nukleus der beantragten Untersuchung ist das ehemalige Zechengelände Westerholt, welches als Konversionsfläche neu entwickelt werden soll. Auf diesem Gelände befinden sich einerseits Bestandsgebäude, die einer neuen Nutzung zugeführt werden. Andererseits entstehen Neubauten für Gewerbe- und Wohnnutzungen auf der „Neuen Zeche Westerholt". Auch wenn der Hauptuntersuchungsgegenstand dieses Zechengelände ist, soll die gesamtstädtische Perspektive sowie die städtische Nachbarschaft (zu Gelsenkirchen) wegen möglicher Synergien (z.B. industrielle Abwärme-, Grubengas- oder Grubenwassernutzung, vorhandene übergeordnete Wärmenetze...) nicht aus dem Blick gelassen werden.

2.1 Bestandsaufnahme bestehender Analysen und umgesetzter Projekte der Stadt Herten und Gelsenkirchen

Die Städte Herten und Gelsenkirchen arbeiten seit 2010 im Klimaschutz eng zusammen. Im Rahmen der gemeinsamen InnovationCity Bewerbung wurde bereits die Zeche Westerholt, genau auf der Stadtgrenze zwischen Gelsenkirchen und Herten gelegen, als Nukleus für die Zusammenarbeit identifiziert. Das „Klimabündnis Gelsenkirchen-Herten e.V." bietet ebenso wie die „Projektgesellschaft Neue Zeche Westerholt" eine langfristige organisatorische Klammer für diese Zusammenarbeit.

Die vorliegende Studie für die Neue Zeche Westerholt erfolgt aufbauend auf in den Städten Herten und Gelsenkirchen bereits vorliegenden Überlegungen, Konzepten und umgesetzten Projekten wie dem „Hertener Klimakonzept 2020+", der „Stadt als Speicher", dem „Masterplan Neue Zeche Westerholt", dem „Energielabor Ruhr", dem Projekt „progRESsHEAT" sowie der Machbarkeitsstudie „Energieversorgung für die Neue Zeche Westerholt". Im Folgenden werden diese zentralen Klimaschutzkonzepte, Projekte und Instrumente mit Fokus auf die Nah- und Fernwärmeversorgung bzw. auf eine klimafreundliche Energieversorgung auf Quartiersebene dargestellt.

2.1.1 Energie für Herten (1980), Energiekonzept 2000 (1990) | 1980 bis 1990

Schon 1978 führte die Stadt Herten eine Bestandsaufnahme der Wärmeversorgung und des Wärmebedarfs durch. Die Bestandsaufnahme war die Entscheidungsbasis für die Planung einer zukunftsorientierten Energieversorgung und daraufhin entstand in den frühen 1980iger Jahren Hertens erstes Energiekonzept „Energie für Herten". Der Fokus lag hier auf Energieeffizienz und Versorgungssicherheit. Im Zuge der Ölkrise 1979 wurde das Erdgas- und Fernwärmesystem der Stadt Herten ausgebaut. In dieser Zeit etablierte sich auch die Energieberatung bei den Stadtwerken Herten und daraufhin entstand 1990 das „Energiekonzept 2000". Das Hauptziel war, die Versorgung der Stadt Herten von Kohle und Erdöl weiter zugunsten der Versorgung mit Fernwärme und sauberer verbrennendem Erdgas umzubauen, um dadurch den CO_2-Ausstoß zu reduzieren. Es wurden Kampagnen für erneuerbare Energien entworfen und über verfügbare Technologien informiert. Der frühe Blick der Stadt auf die Relevanz von Energieberatung in stadtplanerischen Angelegenheiten war der Wegbereiter für weitere Konzepte und Umweltschutzbemühungen.

Quellen:
www.hertener-stadtwerke.de/ueber-uns/aktuelles/archiv/n/news/ein-plus-an-umweltengagement-1.html
www.docplayer.org/11852163-Hertener-klimakonzept-2020-grundlagen-und-potenziale.html

2.1.2 Hertener Klimakonzept 2020+ (Hertener Klimakonzept 2020 / Masterplan 100 % Klimaschutz) | 2008 bis 2019

Die Hertener Stadtwerke haben im Auftrag der Stadt in Verbindung mit einem externen Auftragnehmer (Jung Stadtkonzepte, Köln) schon 2010 ein erstes „Hertener Klimakonzept 2020“ erarbeitet. Auf dieser Grundlage in Verbindung mit den Impulsen der InnovationCity-Bewerbung hat sich Herten 2012 erfolgreich als eine von 19 Kommunen und Kreisen beim Bundesumweltministerium für die „Erstellung des Masterplans 100% Klimaschutz auf Grundlage des Hertener Klimakonzepts 2020“ qualifiziert. Damit hat der Rat der Stadt das Ziel der Klimaneutralität 2050 mit den Meilensteinen -27% in 2020 und -65% in 2030 verabschiedet.

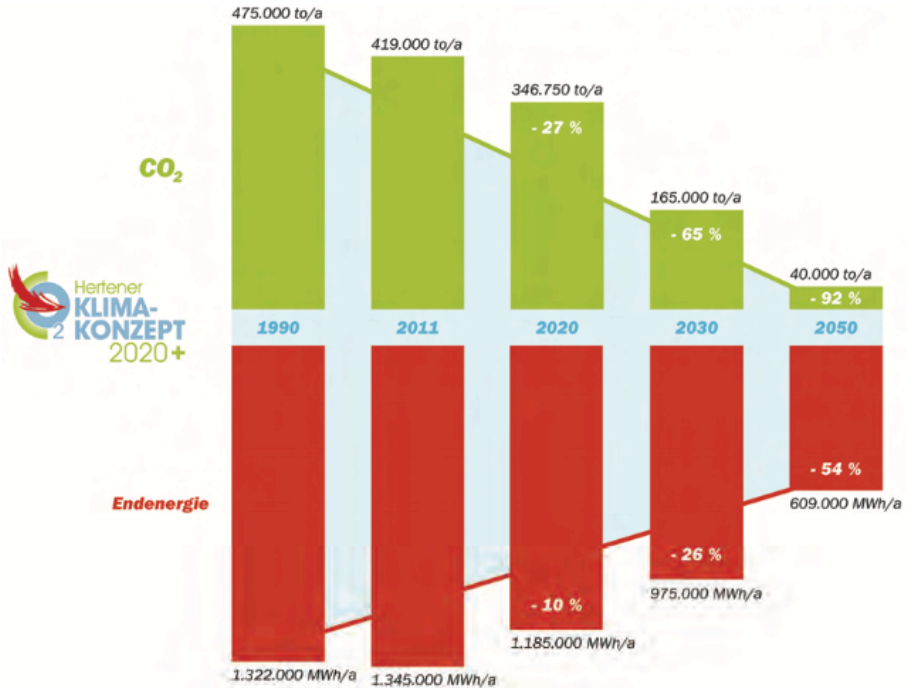


Abb. 2-1 Zielpfad des Hertener Klimakonzepts 2020+

Quelle: (Wagner & Tenberg, 2013, S. 6)

Tatsächlich konnten durch die Kombination niederschwelliger Maßnahmen im Quartier, die Umstellung der Primärenergieträger bei den Hertener Stadtwerken und die Sensibilisierung der Öffentlichkeit durch die Hertener Klimatage, den Hertener Klimapreis und die Fahrradkampagne „Herten steigt auf“ aktuell bereits eine Senkung des CO_2-Ausstosses um 32% und des Energieverbrauchs um 10% erreicht werden. Um die ambitionierten Ziele für 2050 erreichen zu können, will die Stadt auch ihre Bürger zum Mitmachen motivieren. Dabei sind die besonderen Herausforderungen eines Strukturwandels, des Klimawandels und des demografischen Wandels zu berücksichtigen: Als ehemals größte Bergbaustadt Europas befindet sich Herten mitten im Strukturwandel von einer Bergbaustadt zur klimaneutralen Stadt.

Das Klimakonzept gliedert sich in sechs Handlungsfelder:

1 | Klimaschutz im Bestand
2 | Klimaschutz im Neubau

3 | Kommunikation und Kooperation
4 | Klimaschonende Energieerzeugung
5 | Klimaschonende Mobilität
6 | Klimaschonendes Wirtschaften

Durch die Umsetzung des Masterplans wurde das selbstgesteckte Zwischenziel für 2020, eine CO_2-Reduktion von 27 % gegenüber 1990, bereits im Jahr 2015 erreicht. Aktuell werden Maßnahmen und Meilensteine für die Dekade 2020 bis 2030 vorbereitet, um das nächste ambitionierte Zwischenziel von 65 % CO_2-Einsparungen bis 2030 zu erreichen. Die innovative interkommunale Wärmeversorgung der Zeche Westerholt und der umliegenden Siedlung ist eine der Maßnahmen, um das 2030-Ziel zu erreichen.

Quellen:
Stadtentwicklungskonzept „Herten 2020“:
www.herten.de/wirtschaft/klima-umwelt/stadtentwicklungskonzept-herten-2020.html
Hertener Klimakonzept 2020+:
www.hertenerklimakonzept2020.de
www.herten.de/wirtschaft/klima-umwelt/hertener-klimakonzept-2020.html
www.herten.de/fileadmin/user_upload/Hertener_Klimakonzept_2020_.pdf
Masterplan 100% Klimaschutz:
www.klimaschutz.de/projekte/stadt-herten-masterplan-100-klimaschutz

2.1.3 H_2-Herten und Forschungsprojekt „Die Stadt als Speicher“ | 2013 bis 2018

Neben den Umsetzungsprojekten, die unmittelbar eine spürbare Minderung des CO_2-Ausstosses bzw. eine Verbesserung der Energieeffizienz zur Folge haben, setzt die Stadt Herten auch auf Forschungsprojekte, die den Übergang zu einer klimaneutralen Stadt 2050 ermöglichen sollen. Dazu gehört insbesondere das Thema der Energiespeicherung. Herten ist die einzige Stadt in Europa mit einem kommunalen Technologiezentrum, das auf Wasserstoff- und Brennstoffzellentechnologie setzt: Das Anwenderzentrum h2herten verfügt über ein Energiekomplementärsystem, das den Bedarf des Zentrums mit Strom auf Basis einer Windstromelektrolyse decken und zugleich Wasserstoff für die im Technologiezentrum ansässigen Firmen und eine benachbarte Wasserstofftankstelle liefern kann.

Die eingesetzte Leistungselektronik erlaubt neben dem Test von Komponenten auch die Simulation spezifischer Anforderungen, wie z.B. die klimaneutrale Versorgung mit Strom und Wärme für eine Insel oder die Ausstattung eines Unternehmens mit Strom, Wärme und Wasserstoff für den Betrieb von LKW.

Im Rahmen des Forschungsprojektes „Die Stadt als Speicher“ wurden in Herten und Wunsiedel in einem einjährigen Feldtest Flexibilitätspotenziale von virtuellen Speichern untersucht. Zum Ausgleich fluktuierender erneuerbarer Energien wurde eine energietechnische und wirtschaftliche Bündelung verschiedener lokaler Speicherkapazitäten innerhalb städtischer Lastzentren vorgenommen. Verbraucher, Speicher und Erzeuger wurden informationstechnisch ertüchtigt, zusammengeschaltet und nach dem Börsenpreis geregelt und gesteuert.

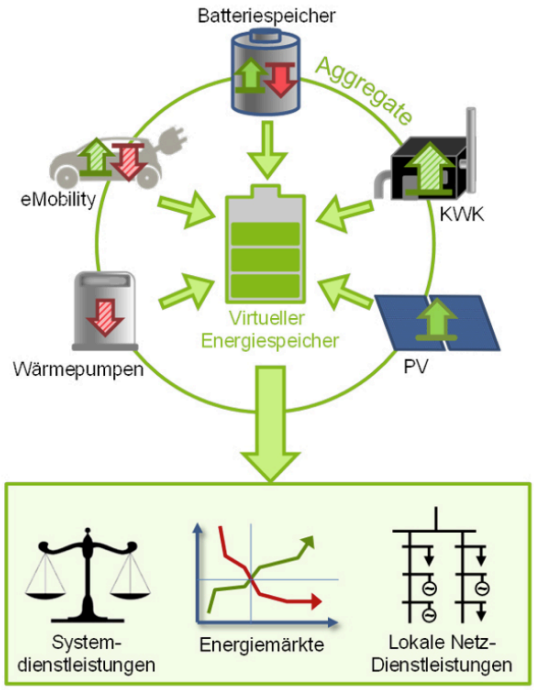


Abb. 2-2 Lastverschiebung durch Zusammenspiel von Stromerzeugern und Verbrauchern als virtueller Speicher

Quelle: TU Dortmund 2018
www.forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Die_Stadt_als_Speicher

Im Ergebnis konnte gezeigt werden, dass eine Optimierung und ein Lastverschiebungsmanagement für einen virtuellen Energiespeicher in einer Stadt funktionieren kann. Ziel der Hertener Stadtwerke war es, als Proband bzw. Netz- und Anlagenbetreiber Praxiserfahrungen in diesem neuen Themenfeld zu sammeln, um für die in den nächsten Jahren erwarteten gravierenden Veränderungen, die auf die Stadtwerke zukommen, gerüstet zu sein. Da die Versorgung dezentraler und digitaler werden wird, müssen Stadtwerke mehr in Quartiers-und Systemlösungen denken und solche auch umsetzen. Als Schnittstelle zwischen dezentralen strom-und wärmeerzeugenden Anlagen hin zum Börsengeschäft kommt Ihnen dabei eine besondere Rolle zu.

Quellen:
www.bine.info/themen/publikation/netzdienliche-gebaeude-und-quartiere
www.forschung-energiespeicher.info/projektschau/gesamtliste/projekt-einzelansicht/95/Die_Stadt_als_Speicher
www.umsicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/publikationen/2018/stadt-als-speicher-abschlussbericht.pdf

2.1.4 Von der Idee zum Masterplan „Neue Zeche Westerholt“ | 2014 bis 2015

Seit Ende 2015 liegt mit der Dokumentation der Machbarkeitsstudie „Neue Zeche Westerholt - Von der Idee zum Masterplan“ ein Leitfaden vor für die Transformation des ehemaligen Zechengeländes des 2008 geschlossenen Bergwerks Westerholt auf der Grenze der Städte Gelsenkirchen und Herten (Stadt Herten et al., 2015). Ziel des Vorhabens ist es, den Standort in einen multifunktionalen Motor für die Region umzuwandeln. Aus diesem Grund wurden 2014 und 2015 im Rahmen einer vom Wirtschaftsministerium NRW mit EU-Mitteln geförderten Machbarkeitsstudie die Potenziale des Geländes untersucht und unter Einbeziehung der Öffentlichkeit in einem

dreistufigen Verfahren ein Masterplan entworfen. Dieser beschreibt die Entwicklung eines neuen Quartiers unter dem Motto „Labor des Wandels“.



Abb. 2-3 Ansicht Masterplan „Neue Zeche Westerholt"

Quelle: Projektbüro Bergbaustandorte, Gelsenkirchen
www.neue-zeche-westerholt.de/fileadmin/user_upload/Masterplan/Masterplan_Schraegluftbild.jpg

Für die Umgestaltung werden laut der Studie mehr als 40 Millionen Euro benötigt. Das Gelände soll die umliegenden Quartiere zukünftig miteinander verbinden und selbst zum attraktiven Standort für Wohn-, Industrie- und Gewerbeflächen werden. Die neue Zeche Westerholt ist ein Teil der „Allee des Wandels“ und somit Bestandteil der Entwicklungsachse von der Kohle zu den neuen Energien auf der ehemaligen Zechenbahntrasse. Die Allee des Wandels ist Teil des Radwegenetzes des Regionalverband Ruhr (RVR). Auf der Grundlage des Masterplans wird die Projektentwicklung für das ehemalige Zechengelände durch die Räte beider Städte und eine gemeinsame Projektgesellschaft fortgeführt und mögliche Förderungen diskutiert. Die in dem Masterplan beschriebenen Pläne und Daten für die geplante Bebauung (Standorte, Gebäudetypen, Geschossflächen, Freiflächen etc.) dienen als Grundlage für die Analysen zur Energieinfrastruktur und zu den Wärmebedarfen in Kap. 2.2 sowie für die Konzeption der Wärmenetze (Kap. 4.6).

Quellen:
www.neue-zeche-westerholt.de/UEbersicht.65.0.html
www.neue-zeche-westerholt.de/fileadmin/user_upload/Masterplan/Westerholt_Masteplan_Dokumentation.pdf
www.herten.de/presse/p/news/plaene-zur-neuen-zeche-westerholt-werden-konkreter.html

2.1.5 Energiewende Ruhr: Gartenstadt der Zukunft | 2014 bis 2016

Die Stiftung Mercator, das Wuppertal Institut und das Kulturwissenschaftliche Institut Essen riefen im Oktober 2013 gemeinsam dazu auf, innovative Projektideen zur Energiewende im Ruhrgebiet einzureichen. Eine Expertenjury wählte unter zahlreichen Bewerbungen vier Vorschläge aus, welche dann mit wissenschaftlicher Unterstützung und finanzieller Förderung in die Umsetzung gingen. Eines dieser geförderten Projekte war die „*Gartenstadt der Zukunft*“. In dem im Zeitraum von 2014-2016 durchgeführten Projekt wurde ein Handlungsleitfaden für die Transformation von Zechensiedlungen entwickelt, der beispielhaft an den Zechensiedlungen um die ehemalige Zeche Westerholt auf ähnlich strukturierte Siedlungen übertragen werden kann. Das Projekt befasste sich mit den drei Zielen:

- ein Zukunftsbild der Gartenstädte im Ruhrgebiet zu erstellen, welches die energetische Optimierung des Wohngebäudebestandes mit baukulturellen und freiraumplanerischen Ansprüchen zusammenführt und Synergieeffekte durch den Einbezug der Akteure vor Ort generiert,
- Synergieeffekte im Prozess der Umsetzung nutzbar zu machen, um Kosten und Ressourcen im Sinne der gemeinsam handelnden Akteure einzusparen, und
- aus dem Umsetzungsprojekt der energieeffizienten Gartenstadt übertragbare Erkenntnisse zu gewinnen, damit Beispielverfahren entwickelt werden, so dass aus Zechensiedlungen Gartenstädte der Zukunft werden können.

Quelle:
www.stiftung-mercator.de/de/presse/nachricht/vier_innovative_projekte_zur_energiewende_ruhr_am_start
www.herten.de/presse/p/news/zechensiedlungen-werden-gartenstadt-der-zukunft.html
www.gelsenkirchen-herten.de/projekte/projekte-einzelansicht/im-fokus-gartenstadt-der-zukunft
www.wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/402

2.1.6 Energielabor Ruhr | 2014 bis 2018

Mit dem interkommunalen Pilotprojekt „Energielabor Ruhr“ haben sich die Städte Gelsenkirchen und Herten im Jahr 2014 erfolgreich am Exzellenzprogramm „Nationale Projekte des Städtebaus“ beworben und wurden bis 2018 durch Mittel des Bundes (4 Millionen Euro Fördersumme) unterstützt. Ziel des Vorhabens war es, unter Einbeziehung des Masterplans „Neue Zeche Westerholt“ und dessen Motto „Labor des Wandels“ für das ehemalige Zechengelände des 2008 stillgelegten Bergwerk Westerholt und dessen umliegende Stadtteile Hassel (Gelsenkirchen), Westerholt und Bertlich (Herten) eine Zukunftsperspektive zu schaffen. In diesem Rahmen standen vier Projektsäulen im Mittelpunkt:

1 | Innovatives Energiekonzept / Energiezentrale Westerholt

Das brachliegende Gelände des ehemaligen Bergwerks soll sich vom Produzenten fossiler Energien zu einem Zentrum der erneuerbaren Energien und der Nachhaltigkeit wandeln. Dazu wurde eine umfassende Studie zur Ist-Situation auf dem Gelände und in der umliegenden Gartenstadt erstellt. Für die Gartenstadt wurden von den Büros Enerko und Gertec die Energiebedarfe unter Berücksichtigung einer kosteneffizienten energetischen Sanierung ermittelt, das Leitungsnetz und die noch zahlreichen vorhandenen Kohleheizungen abgebildet und Ziele zur CO_2-Einsparung und eine technologieoffene Fördersystematik entwickelt. Auf dem Zechengelände wurden die Potenziale erneuerbarer dezentraler Energien vom Grubengas über PV bis zur Solarthermie und zu den vorhandenen Fernwärme- und Wasserstoffleitungen ermittelt.

Ergänzend wurde auch die technische Machbarkeit einer Belegung mit PV auf dem denkmalgeschützten Schacht 3 untersucht. In der Studie „Gesamtenergiekonzept für das Projekt Energielabor Ruhr“ haben das Wuppertal Institut, das Institut Arbeit und Technik sowie die Ingenieurbüros Gertec und EEB ENERKO die Möglichkeiten ausgelotet, eine ambitionierte Energiestrategie und den lokalen Klimaschutz mit einer zukunftsweisenden städtebaulichen Entwicklung zu verbinden. Die Studie enthält für die Städte Gelsenkirchen und Herten strategische Empfehlungen für eine langfristige Klimaschutzperspektive und Dekarbonisierung unter Einbeziehung des Industrie- und Kraftwerkskomplexes Scholven bis 2050. (Schüle et al., 2016)

Ein erster Umsetzungsbaustein war die Umrüstung der alten Heizzentrale auf dem Zechengelände zur neuen Energiezentrale für die Nahwärmeversorgung sowie der Betrieb einer Kleinwindanlage für die Grundwasserreinigungsanlage auf der Kokereifläche in Hassel, die zu einem Stadtteilpark umgestaltet wird. Die neue Energiezentrale mit Nahwärmenetz und Grubengas-Blockheizkraftwerken wurde im Zeitraum von November 2015 bis Dezember 2017 realisiert. Das Grubengas-BHKW der Mingas Power GmbH ist auf dem Standort seit 2016 in Betrieb. Seit Ende 2017 beliefert es dort 60 Haushalte der umliegenden Siedlung sowie den zukünftigen Gewerbestandort „Neue Zeche Westerholt" mit lokal erzeugter Wärme. Das innerhalb des Vorhabens installierte Niedertemperatur-Nahwärmenetz wurde zusätzlich an das Fernwärmenetz der Uniper Wärme GmbH angeschlossen und bietet nach Auslaufen des Grubengases die Möglichkeit, die Gebäude anderweitig mit erneuerbarer Wärme zu versorgen. Durch die klimafreundliche Wärmeauskopplung konnten in der sogenannten „Meistersiedlung" (nord-westlich des Zechengeländes) viele Kohleeinzelöfen durch moderne Heizungsanlagen ersetzt werden. Die Förderung war an die Höhe der flächenspezifischen CO_2-Minderung gekoppelt und erfolgte technologieneutral. Durch die hohe CO_2-Einsparung dieser Maßnahme konnten Fördergelder in Höhe von 4.500 € je Objekt realisiert werden. Die Gebäudeeigentümer waren durch die finanzielle Förderung gut für den Umstieg auf umweltfreundliche Nahwärme zu gewinnen. Auch das Auslaufen der Förderung für die Verfeuerung von Deputatkohle mit dem Ende des Bergbaus im Ruhrgebiet 2018 motiviert zu einem Technologiewechsel.

Quellen:
www.kwk-fuer-nrw.de/klimafreundliche-nahwaermeversorgung-fuer-die-gartenstadtsiedlung-zeche-westerholt-29045.asp
www.klimaschutz.de/sites/default/files/practice_example/DIFU_Praxisbeispiel_Gelsenkirchen-Herten_Energielabor-Ruhr.pdf
www.energieagentur.nrw/klimaschutz/projektbeispiele-handwerk/von_der_zeche_zur_energiezentrale

2 | Torhäuser „Neue Zeche Westerholt" (Quartiersmitte)

Die beiden Torhäuser der ehemaligen Zeche Westerholt, welche jahrzehntelang das Bindeglied zwischen Zechengelände und Zechensiedlung waren, sind denkmalgerecht energetisch saniert worden und wurden an die Nahwärme angeschlossen. Außerdem wird das Torhaus Egonstraße 12 mit Strom aus der „Solarstraße" versorgt. In den Räumlichkeiten sind das Entwicklungsteam des Bergwerksgeländes und das Stadtteilbüro eingezogen. Im Torhaus Egonstraße 10 befindet sich auch ein für Vereine und Initiativen nutzbarer Veranstaltungsraum und eine öffentliche Ausstellung, die den Wandel im Quartier dokumentiert und Tipps zur energetischen Sanierung gibt.

3 | Zukunft der Gartenstadt

Bei der dritten Projektsäule des Energielabor Ruhr, der „Zukunft der Gartenstadt" geht es in erster Linie darum, den CO_2-Ausstoß der umliegenden Siedlungen zu reduzieren. Im Auftrag der Städte Gelsenkirchen und Herten wurde im Zuge dessen das *„Energiekonzept I Hassel/Westerholt/Bertlich"* angefertigt. Der Schwerpunkt lag hier auf den Zechensiedlungen der Gartenstadt in den Stadtteilen GE-Buer, GE-Hassel sowie Herten-Westerholt und Herten-Bertlich.

Die ab 1905 erbaute Gartenstadt mit ihren vielen historischen und baukulturell wertvollen Zechenhäusern sollte energetisch saniert werden, ohne dabei ihre historische Zeichnung zu verlieren. Es wurden Handlungsmöglichkeiten für die verschiedenen Gebäudetypen analysiert und die damit verbundenen CO_2-Einsparungen berechnet. Das Klimabündnis Gelsenkirchen-Herten e.V. hat daraufhin einen Katalog der Möglichkeiten entworfen und eigens dafür eine Förderrichtlinie verfasst. Der „*Katalog der Möglichkeiten – Mach was draus!*“ beschreibt Handlungsmöglichkeiten für energieeffiziente Sanierungsmaßnahmen. Die Förderrichtlinie sollte die überwiegend kaufkraftschwache private Anwohnerschaft zu Investitionen in energetische Sanierungsmaßnahmen der Gebäude motivieren. Es wurden 50 € pro eingespartem Kilogramm CO_2 pro Jahr und Quadratmeter Wohnfläche gefördert. Die dafür vorgesehenen Fördermittel standen von Mitte 2016 bis Ende 2018 zur Verfügung und wurden bereits im Juni 2018 vollends ausgeschöpft. Pro Sanierung ergab sich im Durchschnitt eine CO_2-Einsparung von 7,8 t bei einer Investition von 11 000 €. 270 Zechenhäuser wurden saniert und damit 2.150 t CO_2 und 1 t NO_x pro Jahr eingespart. Damit liegt die Sanierungsrate von jährlich 5 % weit über dem Bundesdurchschnitt.

Quellen:
www.staedtebauleitplanung.de/cms/Medienpool/Dateien/Gartenstadt-der-Zukunft---Handlungleitfaden.pdf
www.enerko.de/wp-content/uploads/2016/03/160317_Abschlussbericht_Energielabor_final-1.pdf
www.energieagentur.nrw/klimaschutz/projektbeispiele-handwerk/von_der_zeche_zur_energiezentrale
www.herten.de/presse/p/news/energielabor-ruhr-foerderung-endet.html
www.gelsenkirchen-herten.de/fileadmin/solarstadt/Dokumente/170427_Katalog_der_Mo__glichkeiten_Web.pdf

4 | Grünes Energielabor

Das grüne Energielabor zielte darauf ab, die Grüne Infrastruktur im Quartier zu stärken. Eine ehemalige Zechenbahntrasse, die heute als Entwicklungsachse und Lernort den Wandel der früheren Zechenstandorte zu Standorten für Neue Energien begleitet, wurde zur „Allee des Wandels“ entwickelt. Entlang der Allee wurden E-Ladesäulen eingerichtet, eine von Schülern entwickelte App bietet weiterführende Routen-Informationen an. Außerdem wurde ein Vorgartenwettbewerb durchgeführt, um die Gestaltqualität, die Klimafreundlichkeit und die Biodiversität der Gartenstadt hervorzuheben.

Quellen:
www.energieagentur.nrw/tool/kommen/detail.php?ID=29380
www.oekozentrum-nrw.de/katalog-der-moeglichkeiten.html
www.gelsenkirchen.de/de/_meta/aktuelles/artikel/anhang/2830-170427_katalog_der_moglichkeiten_web.pdf
www.energieagentur.nrw/klimaexpo/karte/energielaborruhr
www.ruhrgebiet-industriekultur.de/radweg-allee-des-wandels.html
www.gelsenkirchen-herten.de/allee-des-wandels

2.1.7 Machbarkeitsstudie Energieversorgung für die neue Zeche Westerholt | 2016 bis 2017

Im Rahmen der von EEB ENERKO GmbH und Halfmann Architekten durchgeführten Machbarkeitsstudie „*Solarthermische Energieversorgung mit Speicher und Power-to-Heat für die neue Zeche Westerholt*“ (Bücken et al., 2017) wurden die Potenziale, die für eine innovative brennstofffreie Wärmestruktur auf dem Zechengelände bestehen, bewertet. Dabei liegt der Fokus auf lokal verfügbaren Energiequellen wie Grubengas, Grubenwasserwärme und solarer Nahwärme in Verbindung mit

Energiespeichern und Power-to-Heat Anlagen. Die Studie berücksichtigt die räumlichen Gegebenheiten (z.T. denkmalgeschützte Bestandsbauten), die Flächenpotenziale für Solarthermie sowie Prognosen für die zukünftigen Wärmebedarfe der gemischten Gewerbe-/Wohnnutzung für das eigentliche Zechengelände sowie für die umgebenden Strukturen (Meistersiedlung und Gartensiedlung). Die identifizierten technologischen Versorgungslösungen werden energetisch, ökologisch und ökonomisch bewertet und Sensitivitäten hinsichtlich unterschiedlicher Szenarien für die Entwicklung von Energiepreisen für Strom, Öl, und Gas berechnet.

2.1.8 progRESsHEAT | 2015 bis 2017

Ziel des europäischen Horizon-2020-Projektes „progRESsHEAT“ ist die Unterstützung von politischen Entscheidungsträgern und Behörden auf lokaler, regionaler, nationaler und EU-Ebene bei der Entwicklung und Umsetzung integrierter Strategien und politischer Maßnahmen zur Durchsetzung der Nutzung erneuerbarer und effizienter Heiz- und Kühllösungen in den jeweiligen Regionen. Herten ist eine von insgesamt sechs ausgewählten lokalen Case Studies, welche in sechs verschiedenen Regionen der Zielländer Dänemark, Deutschland, Österreich, Rumänien, Spanien und Tschechien detaillierter untersucht wurde.

Die Fallstudie Herten unter Mitarbeit von EE Energy Engineers (TÜV Nord Group) und dem Fraunhofer ISI baut auf dem Klimaschutzkonzept 2020+ (Kap. 2.1.2) auf und simuliert softwareunterstützt den Aufbau des Gebäudebestands (GIS), die Energienachfrage (INVERT) sowie verschiedene Energiequellen und -Erzeuger (EnergyPro). Im Fokus am Standort Herten sind die erneuerbaren Energiequellen Solarthermie, Müllverbrennung und Umgebungswärme/Geothermie (Wärmepumpen). Insgesamt werden 7 technische Szenarien für Herten entwickelt, welche ein CO_2-Reduktionspotenzial von minus 58% (S2 + S7) bis 62% (S5) bis zum Jahr 2030 und minus 74% (S2 + S7) bis 82% (S5) bis zum Jahr 2050 aufweisen:

1. keine Sanierung
2. Sanierung (460 GWh/a in 2014 auf 210 GWh/a in 2050)
3. Sanierung + Solarthermie-FW 32.000 m² + Wärmespeicher (6.000 m³)
4. Sanierung + WP 29 MW_{th}
5. Sanierung + WP + Erweiterung EE-FW-Netz
6. Sanierung + Müllverbrennung
7. Roadmap-Szenario erreicht minus 92% CO_2-Äquivalent Einsparung in 2050, Kombination aus allen verfügbaren Optionen

In der Roadmap 2020 bis 2030 (2030 bis 2050) sind Wärmepumpen mit einer Leistung von 1,85 MW_{th} (18,5 MW_{th}), Solarthermie mit Fläche von 32.000 m² (64.000 m²) und einer Speicherkapazität von 6.000 m³ (12.000 m³) Wärmespeicher sowie ein Anschluss an die Müllverbrennung im Süden vorgesehen. Im Jahr 2050 soll zudem ein Biomasse-Kessel die Spitzenlastversorgung übernehmen.

Quellen:
www.progressheat.eu
www.progressheat.eu/IMG/pdf/progressheat_presentation-2.pdf

2.2 Infrastruktur, Wärme- und Kältebedarfe am Zechengelände

Die Entwicklung von Wärmekonzepten zur Versorgung des Zechengeländes erfordert die Kenntnis über vorhandene Energieinfrastrukturen sowie über die bestehende und geplante Bebauung und der erwarteten Verbraucherstruktur. Auf vorhandenen Energieinfrastrukturen kann in den neuen Wärmekonzepten aufgebaut werden. Aus der zukünftigen Gebäudestruktur in Zusammenhang mit der erwarteten Nutzung lassen sich Wärmebedarfe ableiten.

2.2.1 Grundlagen vorhandener und geplanter Bebauung

Für das Zechengelände wurde im Rahmen der Machbarkeitsstudie „Neue Zeche Westerholt - Von der Idee zum Masterplan“ ein Masterplan entwickelt, der Grundlage für die Abschätzung des zukünftigen Wärmebedarfs sowie für die Entwicklung der Wärmekonzepte ist (Stadt Herten et al., 2015), vgl. Kap. 2.1.4. Der Masterplan ist in Abb. 2-4 dargestellt. Darin sind auch die Cluster farblich dargestellt, die unterschiedliche Nutzungsformen der Gebäude gemäß dem aktuellen Bebauungsplan (ausgestellt von der Stadt Gelsenkirchen, Stand 05.06.2018) beschreiben. Folgende Cluster sind geplant:

- Wohngebiet „Gartensiedlung“
- Mischgebiet
- Gewerbegebiet
- Sondernutzung

Darüber hinaus wird das bestehende Wohngebiet „Meistersiedlung“ in der Entwicklung von Wärmekonzepten berücksichtigt.



Abb. 2-4 **Masterplan Zeche Westerholt mit eigener Ergänzung der Cluster und Benennung der verbleibenden Bestandsgebäude sowie schematischer Darstellung vorhandener Energieinfrastrukturen auf dem Gelände der „Neuen Zeche Westerholt“**

Das heutige Zechengelände ist geprägt von alter Industriebebauung der Gründerzeit Anfang des 20. Jahrhunderts. Die Bilder in Abb. 2-5 zeigen Beispiele aktueller Gebäude, die aus Gründen des Denkmalschutzes erhalten bleiben. Nur ein Teil der zukünftigen Bebauung beruht auf diesen Bestandsgebäuden. Im Wesentlichen erfolgt eine Neubebauung des Geländes.



Abb. 2-5 Zwei Beispiele von Bestandsgebäuden auf dem Zechengelände

Die Abschätzung der zukünftigen Wärme- und Kältebedarfe orientiert sich an der erwarteten Nutzungsform entsprechend der Cluster. Die angenommenen Nutzungsanteile sind in Tab. 2-1 aufgeführt.

Tab. 2-1 Cluster und deren angenommene Nutzungsverteilung

Cluster	Annahmen zu Nutzungsanteilen
Gartensiedlung	Wohnen (100%)
Mischgebiet	Wohnen (50%), Dienstleistung/Büro (25%), Gewerbe (25 %)
Gewerbegebiet	Dienstleistung/Büro (50%), Gewerbe (50 %)
Sondernutzung	Ladenfläche (100%)
Meistersiedlung (Bestand)	Wohnen (100%)

2.2.2 Vorhandene Energieinfrastrukturen

Das Zechengelände zeichnet sich durch bereits vorhandene ausgebaute Energieinfrastrukturen aus, die in unmittelbarer Nähe verfügbar sind und die zukünftige Versorgung des Zechengeländes vereinfachen. Abb. 2-6 stellt den Status quo der vorhandenen Versorgungssysteme für das Jahr 2019 dar. Neben einer Wasserstoffleitung verläuft ebenso eine Fernwärmeleitung parallel zum Zechengelände. Die Fernwärme wird unter anderem durch die Müllverbrennungsanlage *RZR Herten* der Abfallentsorgungs-Gesellschaft Ruhrgebiet (AGR) sowie durch das von der Uniper betriebene Steinkohle-Kraftwerk Scholven gespeist.

Als Folge des langjährigen Zechenbetriebes fällt unmittelbar auf dem Zechengelände Grubengas an, welches mittels dreier Blockheizkraftwerke, die direkt am Grubengasaustritts- bzw. Grubengassammelpunkt positioniert sind, für die gleichzeitige, hocheffiziente Erzeugung von sowohl Strom als auch Wärme genutzt wird. Um die Wärme der Grubengas-BHKW in die Fernwärmeversorgung einzubinden, führt eine Leitung über das Zechengelände. Eine detaillierte Beschreibung der Fernwärmeversorgung sowie der Grubengas-BHKW befindet sich in den folgenden Kapiteln.



Abb. 2-6 Schematische Darstellung vorhandener Energieinfrastrukturen im Umfeld der „Neuen Zeche Westerholt“

In Abbildung Abb. 2-4 sind die vorhanden Energieinfrastrukturen in einer anderen Darstellung auf dem Zechengelände abgebildet.

2.2.2.1 Nahwärmeversorgung „Meistersiedlung“:

Auf dem Gelände der Zeche Westerholt besteht bereits ein Nahwärmenetz im Bereich der Meistersiedlung. Dieses Netz wird von der Uniper Wärme GmbH betrieben und versorgt 65% der Wärmeabnehmer in dem betroffenen Gebiet. Die Wärmeversorgung basiert auf KWK-Wärme aus den bereits bestehenden Grubengas-BHKW der Mingas-Power GmbH und ist durch die Fernwärmeschiene der Uniper Wärme GmbH besichert. Circa 4% der von den Grubengas-BHKW bereitgestellten Wärme wird von der Zechensiedlung verbraucht.

Bei dem Netz handelt es sich um ein Netz aus isolierten Kunststoffrohren, welche mit Vorlauftemperaturen von maximal 80°C betrieben werden. Es wurde unter anderem mit Fördermitteln aus dem Programm Energielabor Ruhr finanziert.

2.2.2.2 Grubengas-BHWK

Bedingt durch den früheren Zechenbetrieb fällt am Standort des Zechengeländes Grubengas an. Grubengas stellt eine Mischung aus Methan (CH_4), Kohlendioxid

(CO_2) und Stickstoff (N_2) dar. Die Entstehung von Grubengas ist auf die Mischung von vorhandenem Gas, welches aus der Kohle ausgast, mit atmosphärischer Luft, die zwangsweise durch den Tagebau mittels Schächten und Stollen untertage gelangt, zurückzuführen. Da das Gas ein hohes Gefahrenpotenzial aufweist, wurde es während des Bergbaubetriebes kontinuierlich abgesaugt. Auch nach der Stilllegung des Tagebaus fällt das Grubengas weiter an und stellt einen erneuerbaren Brennstoff dar, dessen Endlichkeit allerdings durch den kontinuierlichen Anstieg des Grubenwasserspiegels absehbar ist. (Bracke et al., 2018; EnergieAgentur.NRW, 2009)

Aktuell wird das Grubengas für den Betrieb von drei BHKW der Firma Minegas Power GmbH genutzt. Die Grubengas-BHKW weisen je eine thermische Leistung von 1,1 MW bei einer elektrischen Leistung von 1,35 MW auf. Die im KWK-Prozess anfallende Wärme wird größtenteils in das Fernwärmebestandsnetz der Firma Uniper eingespeist und teilweise direkt auf dem Zechengelände im Bereich der Meistersiedlung für die Wärmeversorgung genutzt. Die Stromeinspeisung erfolgt in das Netz der öffentlichen Versorgung zu den im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) festgelegten Konditionen. Abb. 2-7 zeigt die monatliche Wärmeerzeugung der Grubengas-BHKW für das Jahr 2017. Der Betrieb der Anlagen richtet sich nicht nach dem saisonal schwankenden Wärmebedarf, sondern nach dem verfügbaren Grubengas. Im Mittel wurden im Jahr 2017 etwa 2 000 MWh Wärme pro Monat mittels Grubengas erzeugt und in die Fernwärmeversorgung der Uniper eingebunden. Damit werden die BHKW in der Grundlast mit einer hohen Volllaststundenzahl von ca. 7.300 h/Jahr betrieben.

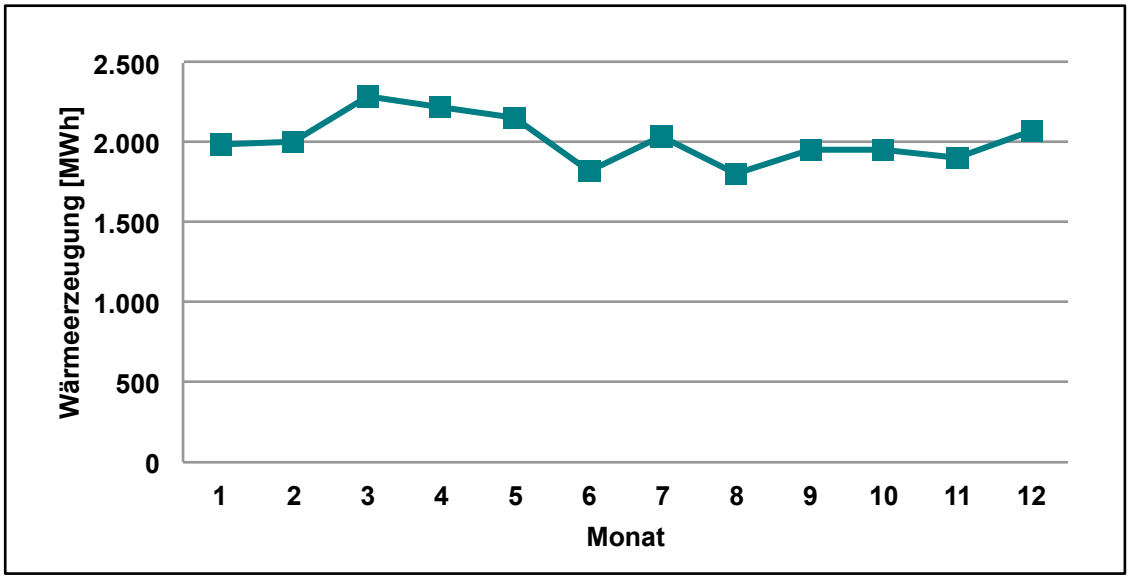


Abb. 2-7 Wärmeerzeugung Grubengas-BHKW (2017)

2.2.3 Abschätzung der Wärmebedarfe

Die Ermittlung der Wärmebedarfs-Kennwerte für die Neubauten erfolgt auf Basis ihrer bauphysikalischen Größen. In Abstimmung mit den Kommunen wurden mit dem

KfW55-[9] und alternativ dem Passivhaus-Standard[10] zwei ambitionierte energetische Standards vorausgesetzt. Mit den in Tab. 2-1 dokumentierten Nutzungsverteilungen ergeben sich damit für die Cluster folgende Kennwerte für den spezifischen Heiz- und Warmwasserbedarf der Neubauten (Tab. 2-2):

Tab. 2-2 Cluster und deren spez. Wärmebedarfs-Kennwerte in kWh/m²a, nur Neubauten

Cluster	Spez. Heiz-WB (kWh/m²a)		Spez. WW-WB (kWh/m²a)	
	KfW 55	Passivhaus	KfW 55	Passivhaus
Gartensiedlung	18	15	17	12
Mischgebiet	29	15	11	7,5
Gewerbegebiet	40	15	5	3
Sondernutzung	30	15	5	3

Die Bestandsgebäude, die zukünftig auf dem Zechengelände verbleiben, stehen unter Denkmalschutz. Daher existiert keine Datenlage bzgl. der Anforderungen an den Wärmebedarf und es wurde sich in dieser Studie auf die Annahme in der Studie von Enerko (Bücken et al., 2017) bezogen (s. Tab. 2-3 und Kap. 2.1.7).

Tab. 2-3 Cluster und deren spez. Wärmebedarfs-Kennwerte in kWh/m²a, nur Bestandsgebäude

Cluster	Spez. Heiz-WB (kWh/m²a)	Spez. WW-WB (kWh/m²a)
	Standard	Standard
Mischgebiet	69	11
Gewerbegebiet	75	5

Die Kennwerte beziehen sich auf die beheizte Nutzfläche. Für Neubauten wurde diese aus den Angaben im Masterplan ermittelt. Hierfür wurde der Masterplan georeferenziert in einem GIS-System abgebildet, die Grundfläche ausgelesen, mit der erwarteten Geschosszahl verrechnet und über einen Faktor auf die resultierende Nutzfläche geschlossen. Der Faktor Nutzfläche/Bruttofläche beträgt 0,6 – 0,8, je nach Gebäudetyp. Die Nutzfläche der Bestandsgebäude wurde aus Gebäudeplänen der heutigen Gebäudestruktur abgeschätzt. Bei Gebäuden mit hohen Deckenhöhen wurden Annahmen getroffen für die zukünftige Ergänzung von Zwischenebenen. Die Nutzfläche dieser Ebenen wurde mit 80% der Erdgeschoss-Nutzfläche angesetzt. Dies gilt auch für Gebäude, die über eine aktuell ungenutzte oder nur teilweise genutzte Zwischenebene verfügen.

Die spezifischen Kennwerte für den Heizwärme- und den Warmwasser-Bedarf sind für jedes Gebäude in den Abbildungen Abb. 7-1 und Abb. 7-2 im Anhang I abgebildet.

Der Wärmebedarf der Meistersiedlung außerhalb des Zechengeländes wurde nicht auf Basis von Kennwerten ermittelt, sondern der übermittelte Wärmeverbrauch aus Messdaten angesetzt, da keine Nutzungsveränderung erwartet wird.

[9] Der KfW 55-Standard bezeichnet das Neubauniveau (KfW 100) minus 45 %. Ein KfW-Effizienzhaus-55 benötigt also 45 % weniger Primärenergie im Jahr als ein Standard-Neubau nach der derzeit geltenden Energieeinsparverordnung EnEV 2014 bzw. 2016.

[10] Der Passivhaus-Standard ist definiert durch einen maximalen Heizenergiebedarf von 15 kWh/m²a. Mit diesem niedrigen Wert ist eine Beheizung alleine über ein Luftheizsystem technisch möglich.

Tab. 2-4 Cluster und deren absolute Heiz- und Warmwasser-Wärmebedarfe (MWh/a)

Cluster	Jährlicher Heiz-WB (MWh/a)		Jährlicher WW-WB (MWh/a)	
	KfW 55	Passivhaus	KfW 55	Passivhaus
Gartensiedlung	135	99	103	74
Mischgebiet	842	568	263	203
Gewerbegebiet	5 860	3 610	576	576
Sondernutzung	105	53	18	18

Für die Meistersiedlung liegen keine Werte differenziert nach Heiz- und Warmwasser-Wärmebedarf vor.

Nach Clustern strukturiert ergeben sich damit folgende jährliche Gesamt-Wärmebedarfe aufgeteilt nach Neubauten und Bestandsgebäuden (Tab. 2-5):

Tab. 2-5 Cluster und deren jährlichen Gesamt-Wärmebedarfe (Heizung und Warmwasser in MWh/a)

Cluster	Jährlicher Gesamt-Wärmebedarf (MWh/a)		
	Bestandsgebäude	Neubau (KfW 55)	Neubau (Passivhaus)
Gartensiedlung	-	238	173
Mischgebiet	296	809	475
Gewerbegebiet	1 650	4 786	2 536
Sondernutzung	0	123	71
Meistersiedlung	1 500	-	-
Summe	**3 446**	**5 956**	**3 255**

2.2.4 Erstellung der Wärmelastprofile

Wärmelastprofile des neuen Zechengeländes sind Voraussetzung für eine passende Auslegung der Wärmesystemkomponenten. Die eigens generierten Lastgänge enthalten bereits angenommene Wärmeverluste einer zukünftigen leitungsgebundenen Versorgung in Höhe von 10% des Wärmebedarfs. Auf Basis der aus Tabelle Tab. 2-1 hervorgehenden Nutzungsarten und des ermittelten Wärmebedarfes entsprechend Tabelle Tab. 2-5 wurden Wärmelastprofile über ein Jahr ausgerollt. Dazu wurde die Standardlastprofilmethode des BGW/VKU zur Belieferung von nicht-leistungsgemessenen Kunden mit Gas für Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie Gewerbe angewendet. Dazu wird auf Basis von meteorologischen Temperaturdaten am Standort (Wetterjahr 2017) eine tägliche gewichtete Mehrtagesmitteltemperatur nach folgender Formel ermittelt:

$$T = \frac{(8 * T_0 \ + \ 4 * T_1 \ + \ 2 * T_2 \ + \ 1 * T_3)}{15}$$

Dabei gehen der aktuelle Tag T_0 und die vorhergehenden Tage $T_{1\text{-}3}$ gewichtet mit ein. Die Temperatur-Abhängigkeit des normierten täglichen Wärmebedarfs h (dimensionsloses Verhältnis der Tageswerte zueinander bei unterschiedlichen Temperaturen) wird in der Methodik über eine Sigmoid-Funktion (s. Abb. 2-8) beschrieben:

$$h(T) = \frac{A}{1 + \left(\frac{B}{T - 40}\right)^{C}} + D$$

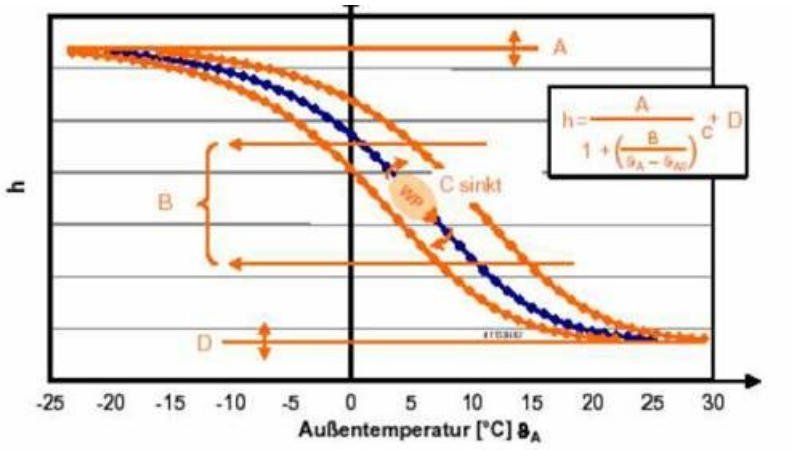


Abb. 2-8 Sigmoid-Funktion zur Beschreibung des täglichen Wärmebedarfs

Die Parameter A,B,C und D sind Parameter, die standortbezogen je nach Gebäudetyp, Gebäudenutzung und Gebäudeenergieeffizienz (Niedrigenergie und Passivhausgebäude) in der Methodik vorgegeben sind. Zusätzlich werden temperaturabhängige (zehn Temperaturcluster) Tageslastprofile für Ein- und Mehrfamilienhäuser sowie verschiedene Gewerbetypen berücksichtigt. Für das Gewerbe werden die Tageslastprofile noch zusätzlich mit Wochenlastprofilen überlagert. Die sich daraus ergebenden Lastprofile zu den verschiedenen Gebäudetypen werden dann auf den Jahresenergiebedarf hochskaliert. Bei getrennter Betrachtung von Heizwärme- und Warmwasserbedarf wurden die Zeitreihen in einen Grundanteil und einen außentemperaturabhängigen Anteil aufgeteilt. Durch die Skalierung ergeben sich die zu deckenden Lastspitzen in den kältesten Zeiträumen.

Es wurden sowohl für den Wärmebedarf des gesamten Zechengeländes als auch je Cluster sowie unterteilt nach Neubau- und Bestandsgebäude Profile erstellt. Beispielhaft sind für das gesamte Zechengelände das Lastprofil in Abb. 2-9 sowie die dazugehörige Jahresdauerlinie in Abb. 2-10 abgebildet. Alle weiteren Profile befinden sich im Anhang 7.2 in den Abb. 7-6 bis Abb. 7-9.

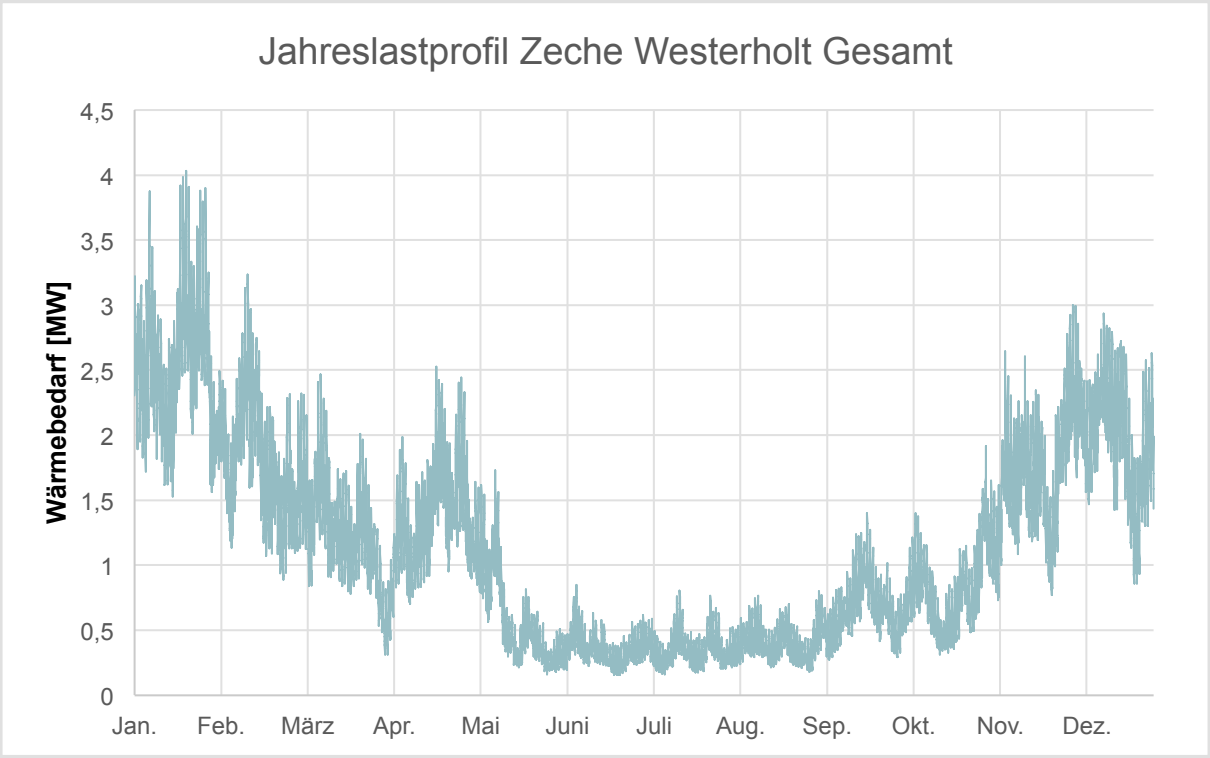


Abb. 2-9 Simulation des Wärmelastprofils des gesamten Zechengeländes (Wetterjahr 2017)

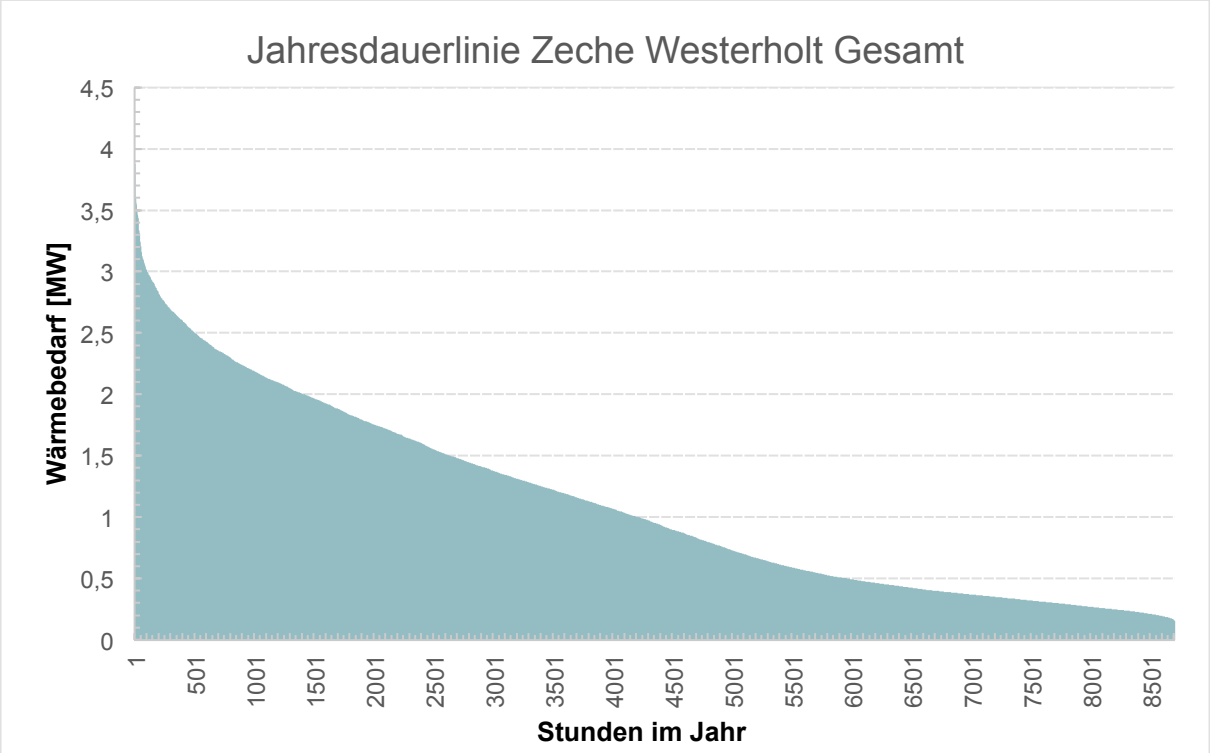


Abb. 2-10 Simulation der Jahresdauerlinie des gesamten Zechengeländes (Wetterjahr 2017)

2.2.5 Abschätzung der Kältebedarfe

Die spezifischen Kühlbedarfe der zukünftigen Bebauung wurden auf Basis ausgewählter vergleichbarer Projekte und aus Literaturangaben abgeschätzt. Der Kühlbedarf ist nicht Fokus dieser Studie, daher wurde auf eine genauere Bestimmung verzichtet. Folgende Ansätze wurden gewählt (Tab. 2-6):

Tab. 2-6 Cluster und deren spezifische Kühlbedarfs-Kennwerte (kWh/m²a) für Neubauten und Bestandsgebäude

Cluster	Spez. Kühlbedarf (kWh/ m²a)
Gartensiedlung	5
Mischgebiet	10
Gewerbegebiet	18

3 Grundlagen zur Entwicklung von zukunftsfähigen Wärmekonzepten

3.1 Kriterien für zukunftsfähige Technologien und Wärmekonzepte

3.1.1 Vorauswahl Technologien

Im Vorfeld der Studie ist das Wuppertal Institut gezielt auf Experten aus denjenigen Technologiebereichen (Erneuerbare Energien, Low-Ex-, Effizienz- und Sektorkopplungs-Technologien) zugegangen, die für eine innovative Wärmeversorgung des zukünftigen Zechengeländes in Frage kommen. Nachdem sich das Bearbeitungskonsortium gefunden hatte, hat das Projektteam - in enger Abstimmung mit den kommunalen Praxispartnern - eine Vorauswahl an relevanten zu betrachtenden Technologien getroffen. Diese Vorauswahl basiert auf Expertenwissen und auf den von den Kommunen geäußerten Prioritäten. In Tab. 3-1 sind diese acht ausgewählten Technologien sowie eine erste (qualitative) Grobeinschätzung hinsichtlich ihrer Relevanz zur Erfüllung bestimmter Kriterien in einer Übersicht dargestellt.

Tab. 3-1 Vorauswahl zu betrachtender Technologien anhand von Kriterien

	Allgemein					Standort Herten / GE	
	Erneuerbare Energien	Effizienz	LowEx	Innovation	Syn. Konzept / Sektorkopplung	Lokale Potenziale	Akzeptanz / Marke „Neue Zeche Westerholt“
1 Fernwärme	(x)	**x**	-	(x)	x	**-**	(x)
2 BHKW (Biomethan, Erdgas)	(x)	**x**	(x)	x	x	-	x
3 Wärmepumpen (zentral & dezentral) (Grubenwasser, Abwasser-WRG)	**x**	x	x	x	x	**x**	x
4 Zentrale & dezentrale Solarthermie (Freiflächen und auf Gebäuden)	**x**	x	x	(x)	(x)	**x**	x
5 PtH (Elektrokessel, Elektrodenkessel)	(x)	-	-	x	x	-	(x)
6 Speicher	x	(x)	x	(x)	x	x	(x)
7 Thermo-chemisches Kaltnetz (H-DisNet)	(x)	x	**x**	**x**	x	(x)	x
8 Grubenwasser-Abwärme	x	x	x	x	(x)	x	**x**

x: *zentrales Kriterium für Technologie* *x:* *relevantes Kriterium für Technologie*
(x): *teilweise relevantes Kriterium für Technologie* *-:* *kein relevantes Kriterium für Technologie*
LowEx: *= hier gemeint als Fähigkeit des Systems, angepasste Niedertemperatur-Wärmeanwendungen zu ermöglichen*

In der vorliegenden Studie werden somit mit der Solarthermie, potenziellen Nachfolgetechnologien für die Grubengas-BHKW (Biomethan-BHKW, Wärmepumpen, Grubenwasser-Abwärme), Speichern, dem Wärmenetz und einem Thermo-Chemischen Kaltnetz eine breite Palette an Technologien für eine zukunftsfähige leitungsgebundene Wärmeversorgung untersucht (vgl. auch Abb. 1-3 in Kap. 1.3).

3.1.2 Bewertungskriterien für Wärmekonzepte

In dem Vorwort der Machbarkeitsstudie „Von der Idee zum Masterplan“ (s. Kap. 2.1.4) werden bereits folgende allgemeine, übergeordnete kommunale Ziele

und Indikatoren für die Entwicklung der Neuen Zeche Westerholt definiert (Stadt Herten et al., 2015, S. 6):

- Flächeninanspruchnahme
- Interkommunaler / regionaler Charakter
- Verbindung mit den Themen Wissenschaft und Forschung
- Gewerbeentwicklung / attraktive Arbeitsplätze / Kreislaufwirtschaft
- Erhalt prägender Gebäude / Erschließung für die Öffentlichkeit / lebendiges Stadtquartier (Torhäuser als Symbol)
- Motor für die Region in den Bereichen Energie und Bildung.

Insgesamt wird eine flächensparende und kompakte Bauweise und eine energieeffiziente Gebäudekonstellation gefordert. Für ein energetisches Gesamtkonzept wird der Dreiklang aus *Energie sparen*, *Energieeffizienz* und der *Nutzung erneuerbarer, lokaler sowie regionaler Energien* postuliert (Stadt Herten et al., 2015, S. 31).

Die *allgemeinen, übergeordneten Ziele* bei der Entwicklung der „Neuen Zeche Westerholt“ (inklusive einer innovativen Energieversorgung) wurden auf dem EnerAct-Kick-Off-Meeting am 2. März 2018 von kommunaler Seite folgendermaßen zusammengefasst:

- Beitrag zum Klimaschutz und zur nachhaltigen Entwicklung in Gelsenkirchen und Herten,
- Einsatz erneuerbarer Energien vor Ort,
- Qualifizierung,
- Stärkung der lokalen Wirtschaft,
- Markenbildung „Neuen Zeche Westerholt“ und
- Öffnung der Fläche für die Bürgerschaft.

3.1.2.1 Erarbeitung eines Kriteriensets

Zur Identifikation geeigneter Bewertungskriterien speziell für ein *zukunftsfähiges Wärmekonzept* für die Neue Zeche Westerholt wurden die kommunalen Partner gebeten, aus ihrer Sicht relevante Zielgrößen zur Bewertung der Konzepte zu formulieren. Auf Basis dieser Zielvorgaben (Harks, 2018) sowie weiterer Kriterien, die aus Sicht des Konsortiums für eine ganzheitliche Bewertung erforderlich sind, wurde die in Tab. 3-2 dargestellte Kriterienliste erstellt. Die Kriterien *EE-Anteil, Primärenergieverbrauch, Ressourcenverbrauch* und *Treibhausgasemissionen* werden weiter unten noch ausführlicher behandelt.

Tab. 3-2 Kriterien zur Bewertung der Wärmeversorgungskonzepte auf Basis der von den Kommunen benannten Prioritäten

	Kriterium	Erläuterung
1	Anteil Erneuerbare Energien	Nachrichtlich in %
2	Ressourcenverbrauch (Exergie) / Effizienz	Energetische und exergetische Bewertung
3	Primärenergiebedarf	Abgleich mit EnEV / GEG
4	CO_2- / THG-Emissionen	Die CO_2-Emissionen sollen um 65% bis 2030 (gegenüber 1990) reduziert werden und eine Klimaneutralität bis 2050 darstellbar sein.
5	Wärmepreis	Die Investitionen und Betriebskosten sollen nach Möglichkeit marktüblichen Energiekosten entsprechen. Sollte dies nicht möglich sein, sind mögliche Vorteile bei einer Bauausführung oder Förderprogramme zu prüfen. Berücksichtigung von Potentialen des Eigenstrombedarfs oder innovativer Betreibermodelle.
6	Wärmesystemkosten	Nach VDI 2067 (Summe aus Kapitalkosten, betriebs- und verbrauchsgebundenen Kosten sowie Instandhaltungskosten)
7	Lokale Potenziale	Nutzung lokal vorhandener Potenziale
8	Aufwand für Versorgungssicherheit (Backup)	Die Versorgungsicherheit hat den üblichen Ansprüchen zu entsprechen. Daher können zur Absicherung technologischer Innovationen redundante Systeme in Betracht kommen. Wirtschaftliche Beeinträchtigungen von redundanten Systemen sind zu beziffern - alternativ ist die Versorgungsicherheit und damit auch die Akzeptanz und Kundenzufriedenheit von innovativen Lösungen nachzuweisen.
9	Effiziente Flächennutzung	Eine dezentrale erneuerbare Energieversorgung darf nicht zu Lasten der städtebaulichen Entwicklung gehen. Im Gegenzug sind kumulierte Nutzungen von Flächen und Gebäudeelementen gewünscht.
10	Innovationscharakter / Beitrag zur Marke "Neue Zeche Westerholt"	Das innovative Energiekonzept für die interkommunale „Neue Zeche Westerholt“ soll „Hot-Spot“ einer modernen Energieversorgung sein. Die hierfür benötigten technologischen Lösungen sollen über die regulatorisch vorgegebenen Maßstäbe hinausgehen. Z.B. Low-Ex, synergetische Nutzungen, inkl. gesellschaftlicher Innovationen (z.B. Kombination Wärmespeicher und Café im Schacht)
11	Vielfalt der Lösungsansätze (Cluster- und Sektorkopplung, synergetische Konzepte...)	Geplante städtebauliche Cluster sollen/können auch für individuelle Energielösungen genutzt werden: Zum einen werden unterschiedliche Lösungsansätze ermöglicht, zum anderen eine abschnittsweise Umsetzung von einzelnen Bausteinen. Ein energetischer Gesamtzusammenhang und Synergien zwischen den einzelnen Clustern sind erwünscht.

Mit dieser Vorgehensweise - die Prioritäten der Kommune erfragen und aus Expertensicht weitere Kriterien ergänzen - soll gewährleistet sein, dass sowohl die Bedürfnisse zur Bewältigung der anstehenden Aufgaben vor Ort (am Standort Herten/Gelsenkirchen) als auch die übergeordneten (nationalen und internationalen) systemischen Erfordernisse zum Erreichen der Klimaziele und Gelingen der Energiewende berücksichtigt werden.

Schlüsselt man die Akteurslandschaft weiter auf, so ergeben sich möglicherweise andere Prioritäten. In Tab. 3-3 wurde eine Abschätzung vorgenommen, für welche Akteure möglicherweise welche Kriterien besonders relevant (bezogen auf das Wärmeversorgungskonzept für das Zechengelände) sein könnten. Die Wünsche und Prioritäten (potenzieller zukünftiger) Bewohner, Anwohner bzw. Mitglieder der Stadtge-

sellschaft und zivilgesellschaftlicher Akteure werden in dem in Kap. 5 dokumentierten Partizipationsverfahren detaillierter erfasst.

Tab. 3-3 Einschätzung der Relevanz verschiedener Bewertungskriterien für unterschiedliche Akteursgruppen (x = hohe Relevanz)

Akteure	Ressourcen-verbrauch (Exergie)	Treib-hausgase	Wärmepreis (Endkunde)	Lebens-zyklus-kosten	Land-verbrauch	Soziale Akzeptanz	Primär-energie
Kommune		x	x	x	x	x	
Projektgesellschaft	x		x	x		x	
Bewohner			x	x	x	x	
Anwohner					x	x	
Stadtgesellschaft						x	
Zivilgesellschaftliche Akteure			x			x	
Gewerbetreibende / Unternehmer			x	x			
Fördermittelgeber	x	x		x			x
Wissenschaft	x	x	x	x	x	x	x

3.1.2.2 Anteil erneuerbarer Energien (EE-Anteil)

Der Anteil erneuerbarer Energien kann auf unterschiedliche Art und Weise definiert werden. Für die Zeche Westerholt soll die von der EU verwendete Definition – das *endenergiebezogene* Verhältnis – verwendet werden (eurostat, 2019). Es ist definiert als diejenige Wärmemenge, die durch Einsatz erneuerbarer Energie erzeugt wurde, im Verhältnis zu der insgesamt verbrauchten Wärmemenge. Als Quellen für erneuerbare Energien werden dabei Wasserkraft, Windkraft, Sonnenstrahlung, Abfall, Geothermie, Wellen und Gezeiten sowie nachhaltig erzeugte Biomasse angesehen.

Bei Nutzung dieses Kriteriums ist zu beachten, dass der Endenergiebezug dafür sorgt, dass Verluste in der Vorkette unberücksichtigt bleiben. Das Kriterium sollte daher nur dazu verwendet werden, den Beitrag eines Energiekonzepts zu Ausbauzielen für erneuerbare Energien beurteilen zu können oder Varianten gleicher Technologien untereinander zu vergleichen (z.B. 15 % Solaranteil gegenüber 50 % Solaranteil). Ein Vergleich von Varianten mit *unterschiedlichen* erneuerbaren Erzeugungstechnologien vernachlässigt den individuellen Energieaufwand der Vorketten.

Für die Berechnung des EE-Anteils wurde hier Abwärme als Erneuerbare Energie betrachtet, auch wenn sie aktuell nicht explizit als erneuerbare Energie von der EU aufgeführt ist. Echte Abwärme liegt vor, wenn der Hauptprozess die Wärme bei der von der Abwärmenutzung aufgenommenen Temperatur ohnehin abführen müsste, um die Hauptproduktion zu gewährleisten. Damit führt die Nutzung der Abwärme nach dieser Definition zu keiner erhöhten THG-Emission oder sonstigen Umweltmehrbelastung und kann, auch wenn Sie aus fossilen Quellen stammt, erneuerbarer Energie gleichgesetzt werden.

3.1.2.3 Primärenergiefaktoren (PEF)

Primärenergiefaktoren geben Aufschluss über die Energieverluste in den Vorketten (Aufbereitung, Transport und Umwandlung) und differenzieren zwischen erneuerbaren und nicht-erneuerbaren Anteilen (vgl. Schema in Abb. 3-1).

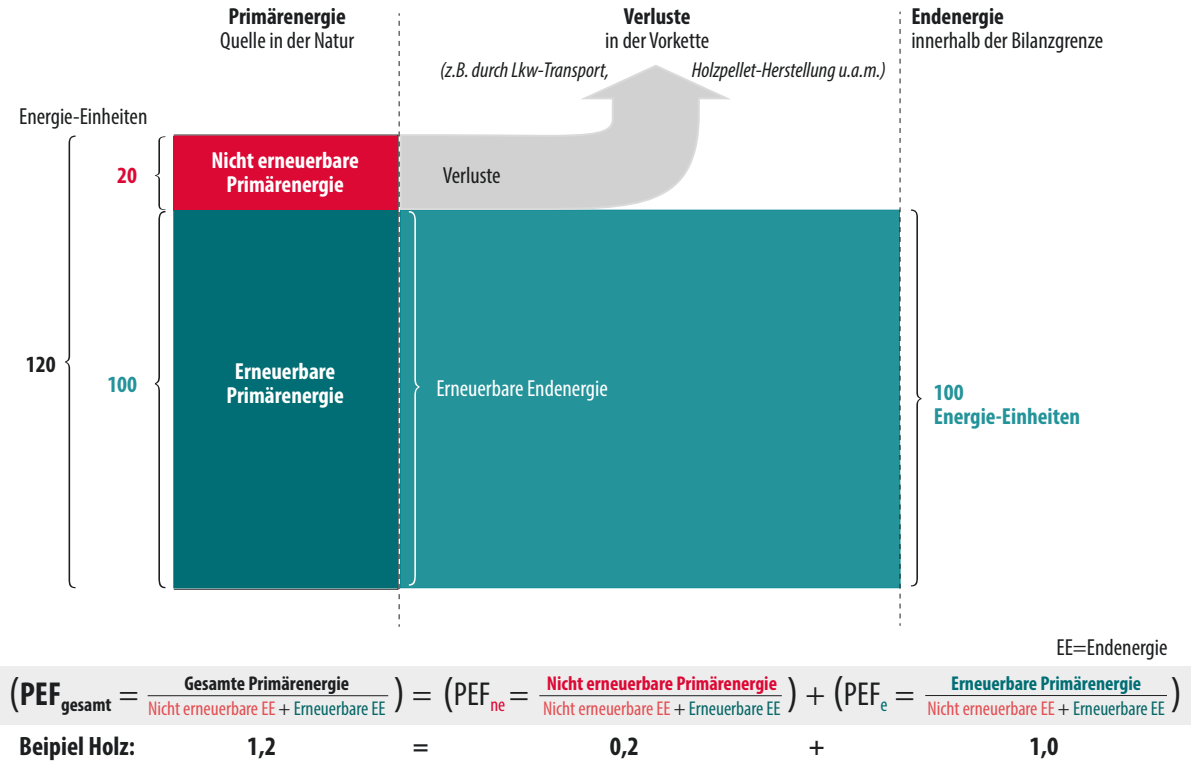


Abb. 3-1 Schematische Definition des Primärenergiefaktors PEF am Beispiel des Energieträgers Holz

Dadurch sollen sie üblicherweise eine einfache Aussage über die Effizienz und Umweltfreundlichkeit von Energieträgern und Energiekonzepten erlauben. Für Strom und Wärme aus fossilen Brennstoffen wird dieses Ziel im Wesentlichen erreicht. Für viele Technologien sind Primärenergiefaktoren allerdings nicht aussagekräftig. So ergeben Primärenergiefaktoren PEF_{ne} (nicht-erneuerbar) bei einem technischen Vergleich von Wärme und Strom aus erneuerbaren Energien stets Werte nahe Null, trotz gravierender Effizienzunterschiede. Primärenergiefaktoren PEF_{gesamt} hingegen stellen Solarthermie auf eine Stufe mit Photovoltaik und fossilem Erdgas. Bei gekoppelten Produkten wie Strom und Wärme aus KWK-Anlagen ergeben sich - je nach Wahl der Allokationsmethode - zudem höchst unterschiedliche Werte. Die berechneten Primärenergiefaktoren werden genutzt, um einen Vergleich mit gesetzlichen Vorgaben (insbesondere EnEV bzw. GEG) zu ermöglichen. Um eine sichere Aussage zu Effizienz und Umweltfreundlichkeit der für die Zeche Westerholt verglichenen Energiekonzepte zu treffen, verwenden wir weitere Kriterien, insbesondere den spezifischen Treibhausgasemissionsfaktor sowie den Ressourcenverbrauchsfaktor (s.u.).

Eine ausführliche Auseinandersetzung zu Grundlagen, Problematik und Weiterentwicklung von Primärenergiefaktoren findet in den Arbeiten von (Oschatz, Pehnt, et al., 2016; Oschatz, Schüwer, et al., 2016; Schüwer et al., 2015) statt.

3.1.2.4 Ressourcenverbrauch / Ressourcenverbrauchsfaktor (Exergie)

Wie oben erläutert, erlauben Primärenergiefaktoren keine verlässliche Aussage über die Effizienz der für die Zeche Westerholt untersuchten Energiesysteme. Für das Projekt wurde daher mit den ***Ressourcenverbrauchsfaktoren*** ein fundierter Indikator zur Bewertung der Effizienz der untersuchten Energiesysteme eingeführt.

Der Ressourcenverbrauchsfaktor stellt das Verhältnis der *Exergie* der eingesetzten Energieressourcen zu der verbrauchten Endenergie dar. Exergie kann vereinfacht als Maß für die maximale Strommenge verstanden werden, welche mit einem vorliegenden Energiestrom im Zusammenspiel mit der Umwelt gewonnen werden kann. Die Exergie - und auch die Ressourcenverbrauchsfaktoren - können Werte zwischen 1 (100 %) und Null (0 %) einnehmen. Damit lassen sich Ressourcenverbrauchsfaktoren wie Primärenergiefaktoren lesen, nur dass Sie neben der Energiemenge auch die Energiequalität (die zwischen 100% und 0% liegt) mit berücksichtigen.

Ressourcenverbrauchsfaktoren werden auf Basis der gleichwertigen thermodynamischen Naturgesetze von Energieerhaltung und Entropieerhöhung berechnet und gehen damit über eine reine Energiebetrachtung hinaus. Der Name wurde zur leichteren intuitiven Verständlichkeit gewählt, um den eigentlich zugrunde liegenden Begriff der *Exergie* nicht in den Vordergrund stellen zu müssen. Eine detaillierte Darstellung der verwendeten Bilanzierungsmethodik findet sich in (Hertle et al., 2016).

Da in den Umsetzungskonzepten (Kap. 4) in mindestens einem Szenario nicht nur die Art der Wärmeversorgung, sondern auch die Gebäudehülle im Vergleich zur Referenz variiert wurde, reicht ein Vergleich auf Basis der Ressourcenverbrauchsfaktoren nicht aus, um das beste Konzept zu wählen. Denn Einsparungen durch bessere Dämmung würden so nicht berücksichtigt.

Aus diesem Grund wird als Vergleichskriterium für alle Varianten der ***Ressourcenverbrauch*** – also das Produkt aus Ressourcenverbrauchsfaktor und in dem Konzept verbrauchter Wärmemenge (Endenergie) – verwendet. So wird sichergestellt, dass sowohl Veränderungen bei der Wärmeerzeugung, als auch auf der Wärmebedarfsseite vollständig berücksichtigt werden.

3.1.2.5 Treibhausgasemissionen

Die spezifischen CO_2-Emissionen erlauben eine Bewertung der Wärmeversorgungskonzepte in Hinblick auf Ihren Beitrag zum Klimaschutz. Je geringer die spezifischen Emissionen, desto klimaschonender ist das entsprechende Energieversorgungskonzept. Dabei werden nicht nur CO_2-Emissionen, sondern auch die anderen Treibhausgase mittels CO_2-Äquivalenten berücksichtigt.

Die Treibhausgasemissionen für Wärme aus KWK Anlagen werden von der Wahl der Allokationsmethode beeinflusst. Aus rein naturwissenschaftlicher Sicht besteht allerdings zur Exergie-basierten Carnot-Methode keine gleichwertige Alternative (Jentsch, 2015). Daher wurde diese Methode nicht nur bei der Allokation von Ressourcen sondern auch bei der Allokation der Treibhausgasemissionen verwendet.

Auch hier muss für einen Vergleich der Gesamtkonzepte der spezifische Treibhausgasausstoß pro Kilowattstunde Wärme mit dem Gesamtwärmebedarf multipliziert

werden, um die gesamten Treibhausgasemissionen – die ja durch das Wärmeversorgungskonzept und die Gebäudedämmung beeinflusst werden – zu berücksichtigen.

3.1.3 Bewertungsindikatoren für Technologien (Steckbriefe)

Für eine einheitliche Beurteilung der acht identifizierten Wärmeversorgungstechnologien aus Tab. 3-1 wurden Technologiesteckbriefe entwickelt. Ziel dieser Steckbriefe ist die Abfrage und Bewertung aller notwendigen Kriterien bzw. Indikatoren, um die Vergleichbarkeit der Technologien auf einen Blick herzustellen. Diese kompakte Darstellung der Technologien ist die Grundlage für die spätere Erstellung und Bewertung der Wärmeversorgungskonzepte. Die Bewertungsindikatoren sind gegliedert in 14 Indikatoren für eine *allgemeingültige* (standortunabhängige) Betrachtung der jeweiligen Technologie sowie weitere 17 Indikatoren für eine *standortspezifische* Betrachtung für das Zechengelände (siehe Tab. 3-4). Für letztere müssen beispielsweise bereits konkrete Annahmen zur Größe, zum Flächenbedarf, zu Wirkungsgraden etc. getroffen werden. Die Indikatoren sind in dem Vorlagen-Steckbrief im Anhang II (Kap. 8) näher erläutert.

Tab. 3-4 Allgemeine (links) und standortspezifische (rechts) Bewertungsindikatoren zur einheitlichen Erfassung der Wärmetechnologien (Erläuterung im Anhang II, Kap. 8)

	Allgemeine Betrachtung		Individuelle Betrachtung am Standort Zeche Westerholt
1.1	Kurzbeschreibung der Technologie	2.1	Gebiets-Zuordnung
1.2	Energieträger	2.2	Fläche
1.3	Entwicklungsstand	2.3	Spezifischer Flächenbedarf & synergetische Nutzungen
1.4	Erzielbares Temperaturniveau	2.4	Betriebstemperatur
1.5	Anwendungsbereiche	2.5	Leistungsgröße, Ertrag & Wirkungsgrad
1.6	Skalierbarkeit	2.6	Spezifische CO_2-Emissionen
1.7	Regelbarkeit	2.7	Genehmigungsfähigkeit
1.8	Externe Einflussgrößen auf Leistung und Betrieb	2.8	Betriebsaufwand
1.9	Systemvoraussetzungen	2.9	Lebensdauer
1.10	Pfadabhängigkeit / Zukunftsfähigkeit	2.10	Investitionskosten
1.11	Sektorkopplung	2.11	Spezifische Wärmesystemkosten
1.12	Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	2.12	Förderung
1.13	Flexibilisierung	2.13	Regionale Wertschöpfung
1.14	Brennstoffe: Preisentwicklung und Verfügbarkeit	2.14	Betreibermodelle
		2.15	Akzeptanz
		2.16	Akteure
		2.17	Ressourcenlimitierung / -konflikte / Trade-Offs

Die Bewertungsindikatoren wurden so gewählt, dass sie in integraler Weise alle drei Betrachtungsebenen von Technik, Gesellschaft und Umwelt / Ökologie erfassen.

Damit ist gewährleistet, dass möglichst alle (positiven und negativen) Aspekte bzw. Wirkungen, die mit der Nutzung der Technologien einhergehen, berücksichtigt werden. Eine Gewichtung der unterschiedlichen Kriterien wird an dieser Stelle bewusst nicht vorgenommen, um für den Anwender ein möglichst neutrales Bewertungsinstrument zu erhalten.

In Abb. 3-2 sind die wichtigsten Bewertungsindikatoren der Steckbriefe (Auswahl aus Tab. 3-4) in dem Beziehungsdreieck der drei Betrachtungsebenen *Technik*, *Gesellschaft* und *Ökologie* verortet. Dabei wurde noch zusätzlich zwischen quantitativ-technisch messbaren (blau) und qualitativ-induktiv erfassbaren Faktoren (grün) unterschieden. Die schwarz dargestellten Faktoren sind nicht eindeutig einer rein quantitativen oder rein qualitativen Kategorie zuzuordnen.



Abb. 3-2 Clusterung der Charakteristika aus dem Technologiesteckbrief nach den drei Ebenen Technik, Gesellschaft und Ökologie

3.2 Technologiebewertung in Form von Steckbriefen

In Kap. 3.1 wurde folgende Vorauswahl an zu betrachtenden Technologien getroffen:

1 | Fernwärme
2 | BHKW
a) Verbrennungsmotor (Grubengas, Erdgas, Biomethan)
b) Brennstoffzelle (H_2)
3 | Wärmepumpen (zentrale Großwärmepumpe mit Grubenwassernutzung /Abwasserwärmenutzung)
4 | Solarthermie (zentrale Freiflächenanlagen und dezentrale Gebäudeanlagen)

5 | PtH (Elektrokessel/Niederspannung, Elektrodenkessel/Mittelspannung)
6 | Speicher (diverse - quer zu 1 bis 5 und 7)
7 | H-DisNet - Thermo-chemisches Kaltnetz (quer zu 1 bis 6)
8 | Grubenwasserwärme

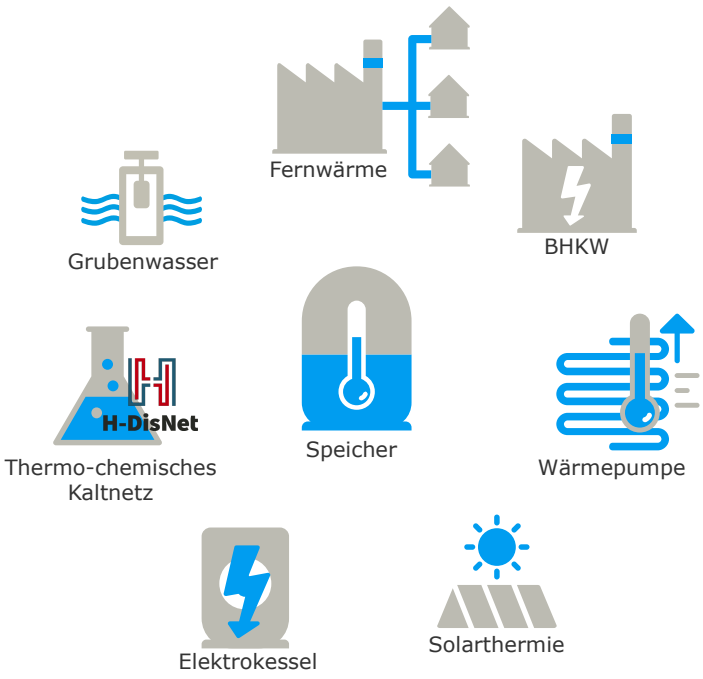


Abb. 3-3 Im Projekt betrachtete Technologien als Grundlage für Wärmeversorgungskonzepte

Sie decken das Spektrum von der Erzeugung, der Verteilung (Netz) und Speicherung ab und bilden die Grundlage für die zu entwickelnden Wärmekonzepte (Kap. 4). Dabei werden niedrige Netztemperaturen angestrebt, um erneuerbare Energieträger und Abwärmequellen einbinden zu können. Darüber hinaus liegt der Fokus der vorliegenden Betrachtung auf dezentralen Erzeugungsstrukturen, wobei auch individuelle Gebäudeversorgungen berücksichtigt werden. Der dritte technische Schwerpunkt, der die Technologieauswahl und die Konzeption der Wärmesysteme beeinflusst, ist die angestrebte Sektorenkopplung durch Systeme wie Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) und Power-to-Heat (PtH).

Im Folgenden werden überblicksartig wesentliche Informationen insbesondere zu Technik (Wirkprinzip), Anwendungspotenzialen sowie Stärken und Schwächen dieser acht identifizierten Technologien gegeben. Für Detailinformationen zu den Technologien wird auf die jeweiligen Technologie-Steckbriefe im Anhang II (Kap. 8) verwiesen. In diesen Steckbriefen werden die Technologien anhand von 14 Bewertungsindikatoren allgemeingültig charakterisiert sowie anhand weiterer 18 Indikatoren bereits eine Einschätzung individuell für das Zechengelände vorgenommen. Die Bewertungsindikatoren sind in Kap. 3.1.3 sowie in dem Vorlagen-Steckbrief im Anhang II (Kap. 8) näher erläutert.

Ziel der Steckbriefe ist eine einheitliche Beschreibung, Dokumentation und Einschätzung der Kompatibilität mit den definierten Indikatoren für die einzelnen Technologien.

3.2.1 Solarthermie (Freiflächen und auf Gebäuden)

Die Solarthermie hat sich in Deutschland als Technologie zur Warmwasserbereitung und Unterstützung der Raumheizung in Wohngebäuden mit großer Verbreitung bewährt. Thermische Sonnenkollektoren und die zugehörigen Systemlösungen haben einen hohen technischen Standard erreicht, die den Einsatz der Solarthermie auch für höhere Anwendungstemperaturen bis 120 °C ermöglicht. In Deutschland sind thermische Solaranlagen mit einer Gesamtleistung von 14,4 GW_{th} entsprechend einer Gesamtkollektorfläche von 20,5 Mio. m² installiert [1]. Über 90 % dieser Anlagen sind jedoch Kleinanlagen (< 20 m²) im Ein- und Zweifamilienhausbereich. (Bundesverband Solarwirtschaft e.V.(BSW), 2019)

Zur kostengünstigen und großtechnischen Integration der Solarthermie bietet sich die Nutzung von Wärmenetzen im besonderem Maße an. Solare Wärmenetze, oftmals auch als solare Nahwärme oder solare Fernwärme bezeichnet, beruhen auf dem Einsatz solarthermischer Großanlagen, die in Wärmenetze eingebunden sind und auf diese Weise zur Versorgung von Quartieren, Wohngebieten, Dörfern oder Städten beitragen. Die erforderlichen großen Kollektorfelder werden hierbei auf Freiflächen oder auf Gebäudedachflächen installiert (siehe Abb. 3-4 und Abb. 3-5). Es kommen dabei beide Kollektorarten, Flachkollektoren und Vakuumröhrenkollektoren, zum Einsatz. Die Kollektorfeldgrößen reichen von ca. 500 m² bis 150.000 m² (entsprechend einer Nennleistung von rund 0,35 bis 100 MW_{th}) bei den derzeit größten auf internationaler Ebene realisierten Anlagen. Solarthermische Großanlagen decken meist 10 – 20 % des Gesamtwärmebedarfs des Versorgungsgebiets. In Kombination mit großvolumigen Langzeitwärmespeichern wurden Anlagen mit einem solaren Deckungsanteil von 50 % realisiert. Deutschlandweit sind derzeit (Stand: August 2019) 34 solarthermische Großanlagen mit einer Nennleistung von insgesamt 44 MW_{th} beziehungsweise einer Kollektorfläche von 62.700 m² in Wärmenetze eingebunden. Derzeit steigt das Interesse an Solarthermie für Wärmenetze deutlich an. Allein im Jahr 2019 kommen weitere 23 MW_{th} mit über 33.000 m² Kollektorfläche hinzu.

Vorteile entstehen bei der Integration der Solarthermie in Nah- und Fernwärmesysteme insbesondere durch die langfristige Planungssicherheit bezüglich der Wärmegestehungskosten, durch die Nutzung erneuerbarer und emissionsfreier Wärme, durch das damit verbundene positive Image und die hohe Akzeptanz in der Bevölkerung sowie durch den einfachen technischen Betrieb solcher Anlagen. Eine herausfordernde Aufgabe für Kommunen und Versorger, die heute eine solarthermische Großanlage planen, ist die Flächensicherung. Technische Hemmnisse für eine Realisierung bestehen nur in wenigen Fällen.



Abb. 3-4 **Aufdach-Installation von Solarthermie in der Quartiersversorgung Berlin-Adlershof (Foto: Guido Bröer)**



Abb. 3-5 **Solarthermie-Freilandanlage für die Wärmeversorgung Chemnitz Brühl (Foto: Eins Energie in Sachsen GmbH &Co. KG)**

Technische Varianten

Zwei wesentliche Unterscheidungsmerkmale für die technische Ausführung von solarthermischen Großanlagen in Wärmenetzen sind:

1 | Die Art der **Einbindung der thermischen Solaranlage** (zentrale vs. dezentrale Einbindung, siehe Abb. 3-6)

Bei der **zentralen Einbindung** wird die thermische Solarthermieanlage zentral am Standort des Heizwerks oder Heizkraftwerks eingebunden, oftmals in Kombination

mit einem dort vorhandenen Wärmespeicher. Bei weiter entfernten, z.B. gebäudeintegrierten Kollektorfeldern, kann die Solarwärme über ein Solarnetz zur Heizzentrale gebracht werden, damit dort ebenfalls eine zentrale Einbindung in das Wärmenetz erfolgen kann. Die meisten solarthermischen Großanlagen wurden bisher aufgrund der einfacheren technischen Handhabung zentral in ein Wärmenetz eingebunden.

Bei der **dezentralen Einbindung** wird die Solarthermieanlage dezentral an einem geeigneten Ort in das Fernwärmenetz eingebunden. Die Solaranlage verfügt dabei oftmals über keinen eigenen Wärmespeicher und gib ihre Wärme vollständig direkt an das Netz ab. Dies ist möglich, wenn entweder an der Einbindungsstelle stets eine ausreichende Wärmelast vorliegt oder eine Speicherung über das Wärmenetz erfolgen kann. Eine dezentrale Einbindung von Solarthermie in Wärmenetze erfolgt über eigens konzipierte Einspeisestationen und wird erst ab einer Kollektorfeldgröße von mehreren 100 m² rentabel.

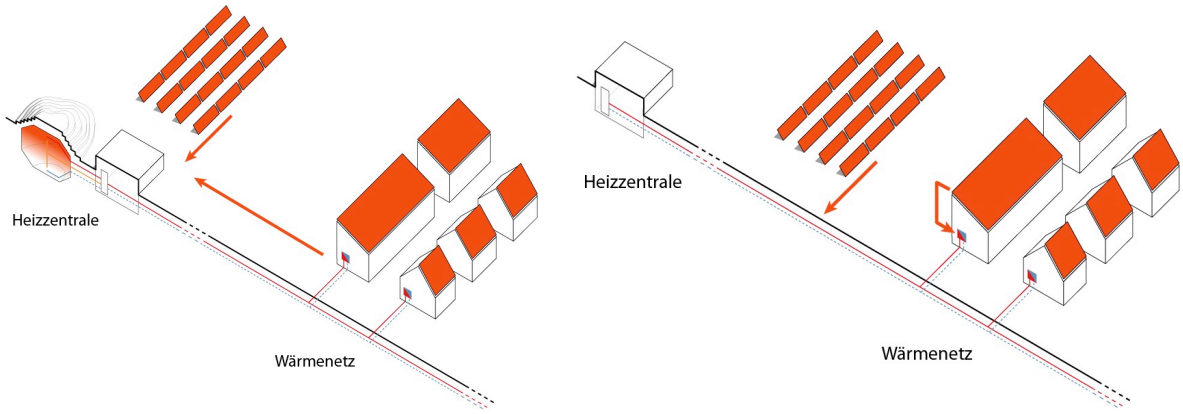


Abb. 3-6 Zentral (links) und dezentral (rechts) in ein Wärmenetz eingebundene Solarthermieanlage

Quelle: Solites

2 | Die **Größe und Auslegung** der thermischen Solaranlage

Die Größe und Auslegung spiegeln sich im erzielten solaren Deckungsanteil am Gesamtwärmebedarf wider. So kann eine Solarthermieanlage zur **Vorwärmung** mit Deckungsanteilen von etwa **5 %** genutzt werden. Eine **Volldeckung** durch die Solaranlage **in den Sommermonaten** wird typischerweise bei Deckungsanteilen zwischen **10 und 20 %** erreicht. **Hohe Deckungsanteile von 20 bis über 50 %** sind in Kombination mit Langzeitwärmespeichern möglich.

Diese unterschiedlichen Auslegungen variieren stark im erforderlichen Wärmespeichervolumen. Während bei der Vorwärmung oft gar kein Wärmespeicher erforderlich ist, kommen bei der verbreiteten Auslegung auf Sommerdeckung meist Pufferspeicher aus Stahl mit spezifischen Volumina von rund 0,2 m³ je Quadratmeter Kollektorfläche zum Einsatz. Diese dienen zur tageszeitlichen Pufferung der Solarwärme und zur Überbrückung von Schlechtwetterperioden von zwei bis drei Tagen.

Für höhere Deckungsanteile über 20 % steigen die erforderlichen Speichervolumina aufgrund der Langzeitspeicherung deutlich an. Für Deckungsanteile um 50 % sind überschlägig 2-3 m³ je Quadratmeter Kollektorfläche erforderlich. Aufgrund der geringen Zyklenzahl müssen Langzeitwärmespeicher für Solarthermie sehr kostengünstig ausgeführt werden. Eigens für diese Anwendung entwickelt wurden, erdver-

grabene Beton- oder Erdbeckenspeicher, Erdsondenwärmespeicher oder die Nutzung von natürlichen Aquiferen. Eine Mehrfachnutzung solcher meist mehrere 1 000 m³ großen Speicher, z.B. für die zusätzliche Betriebsoptimierung von KWK-Anwendung oder zur Einbindung von Power-to-Heat-Anwendungen, verbessert die Gesamtwirtschaftlichkeit dieser Systeme deutlich.

Kosten

Zwei wesentliche Voraussetzungen für günstige Wärmegestehungskosten und somit einen wirtschaftlichen Betrieb von solarthermischen Großanlagen sind zum einen eine ausreichende Anlagengröße (Skaleneffekt) und zum anderen eine einfache, zeitsparende und kostengünstige Montagetechnik. Konkurrierende Alternativen sind hier die Montage von Kollektorfeldern auf Gebäudedächern oder die Nutzung von Freilandflächen. Obwohl in den letzten Jahren auch für die Dachintegration von Kollektoren hochwertige Systemtechnik entwickelt wurde, sind die Kosten für die Realisierung von Kollektorfeldern bei Freiflächenanlagen im Vergleich nur rund halb so hoch. Zum einen können sehr große Kollektorfelder mit mehreren 10 000 m² Kollektorfläche realisiert werden. Zum anderen ermöglicht moderne Rammprofiltechnik Montageraten von rund 1 000 m² Kollektorfläche pro Tag. Dabei können standardisierte Großmodule bis ca. 20 m² Kollektorfläche eingesetzt werden. Die oft aufwändigen Anpassungen an die Dachgeometrie oder die Fixierung der Kollektorunterkonstruktion entfällt.

Ein Anhaltswert für die Investitionskosten für solarthermische Großanlagen sind rund 600 €/kW einschließlich Planung, Genehmigung und Baunebenkosten (jedoch ohne Großwärmespeicher). Wärmegestehungskosten liegen heute in der Regel bei 40-50 €/MWh netto, nach Förderung. Diese ergeben sich im Wesentlichen aus dem Kapitaldienst. Betriebs- und Wartungskosten belaufen sich auf rund 5-8 € je produzierte MWh.

Solarthermiekonzept für die Neue Zeche Westerholt

Für die in den nachfolgenden Abschnitten beschriebenen Wärmekonzepte für die Neue Zeche Westerholt wurden die konkreten Möglichkeiten zur Einbindung von Solarthermie in die jeweiligen Wärmenetzlösungen betrachtet. Hierzu wurde zunächst auf der Basis des vorliegenden Entwicklungsplans (Stadt Herten et al., 2015) ein Screening von potenziellen Solarthermie-Aufstellflächen durchgeführt (siehe Abb. 3-7).



Abb. 3-7 Potenzielle Aufstellflächen für die Solarthermie

Grafik: Solites auf Basis von (Stadt Herten et al., 2015)

Insgesamt werden Aufstellflächen mit einer Grundfläche (Freiland- und Gebäudedachflächen) von 50 600 m² vorgeschlagen und dabei folgende Teilflächen identifiziert:

Tab. 3-5 Potenzielle Aufstellflächen für die Solarthermie

Nr.	Beschreibung	Aufstellfläche
1	Freifläche (Südwesten, braun)	7 400 m²
2	Gebäudedachflächen (gelb)	22 600 m²
3	Freifläche (Süden, grün)	9 000 m²
4	Fläche mit kontaminiertem Boden um Schacht 3 (violett)	10 400 m²
5	Dachfläche Schacht 3 (blau)	1 200 m²
	Summe	**50 600 m²**

Quelle: Solites

Für eine erste Überschlagsabschätzung kann von einer Belegung von 0,5 m² Kollektorfläche je m² Grundfläche ausgegangen werden.

Ausgehend von der ermittelten Gesamtwärmeerzeugung von 10,2 GWh/a (inkl. Netzverluste), wird im Falle einer angestrebten **Sommerdeckung** eine zu installierende Solarthermieleistung in Höhe von **2,8 MW_{th}** veranschlagt. Das entspricht etwa **4 000 m² Kollektorfläche** und einer solarthermischen Wärmeerzeugung von ungefähr **1 700 MWh/a**. Überschlägig ist hierzu ein Wärmespeicher von 700 m³ erforderlich.

Im Falle einer angestrebten **saisonalen Wärmespeicherung** und somit eines Deckungsanteils von **rund 50 %** wird eine zu installierende Leistung in Höhe von **9,8 MW_{th}** veranschlagt. Hierfür sind etwa **12 000 m² Kollektorfläche** (Faktor 3) sowie ein **Großwärmespeicher** von rund **30 000 m³** (Faktor 37,5) erforderlich und es kann mit einer solarthermischen Wärmeeinspeisung von ca. **5 700 MWh/a** (Faktor 3,4) gerechnet werden.

Diese Auslegungswerte wurden für die nachfolgenden Konzepte durch Simulationsrechnungen verfeinert.

Auswahl der Installationsflächen

Aufgrund der guten und nahen Einbindemöglichkeiten an die Heizzentrale in Gebäude 122 sowie der Möglichkeit, Schacht 3 für einen Wärmespeicher zu nutzen (siehe Bücken et al., 2017, S. 31)), werden vorrangig die kontaminierten Flächen um Schacht 3 (Fläche 4) für die Solarthermie empfohlen. Bei der o.g. Auslegung für Sommerdeckung würden rund 60 % dieser Fläche für das Kollektorfeld genutzt und Schacht 3 könnte das erforderliche Speichervolumen aufnehmen. Die Verschattungssituation durch angrenzende Gebäude ist im weiteren Verlauf zu prüfen, wird jedoch aufgrund der derzeit geplanten Stockwerkszahlen als unkritisch betrachtet.

Für einen weiteren Ausbau der Solarthermie hin zu höheren Deckungsanteilen bis 50 % wie oben geschildert sind Standorte sowohl für die weiteren Kollektorflächen als auch für einen Großwärmespeicher erforderlich.

Für die Kollektorfelder sollten hierbei zunächst die Restflächen von Fläche 4 sowie die Dachfläche von Schacht 3 genutzt werden. Für den weiteren Ausbau der Solarthermie stellt Fläche 3 voraussichtlich die kostengünstigere Variante dar. Alternativ können die Dachflächen 2 sukzessive von Nord-Ost nach Süd-West in Teilfeldern à ca. 1 000 m² entwickelt werden.

Der Großwärmespeicher kann z.B. als erdvergrabener Betonwärmespeicher im Verschattungsgebiet von Schacht 3 (Fläche 4) oder im Bereich von Fläche 3 errichtet werden. Die Einbindung einer zentralen Wärmepumpe, die den Wärmespeicher in den Wintermonaten z.B. bis auf 15 °C abkühlt, verringert das erforderliche Speichervolumen deutlich. Die nachfolgende Abb. 3-8 zeigt beispielhaft einen erdvergrabenen Beton-Behälterspeicher der solaren Nahwärme München-Ackermannbogen.



Abb. 3-8 Behälterwärmespeicher mit 5 700 m³ Wasservolumen aus vorgefertigten Betonelementen in München Ackermannbogen (im Bau und nach Fertigstellung)

Fotos: Solites

Generell sollten die Ausbaustufen der Solarthermie an die Bauabschnitte des Entwicklungsgebiets *Neue Zeche Westerholt* und somit dem über die Jahre ansteigenden Wärmebedarf angepasst werden.

3.2.2 Nachfolge Grubengas-BHKW

Da die Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) eine hocheffiziente Technologie zur gleichzeitigen Erzeugung von Strom- und Wärme unter potenzieller Nutzung von erneuerbarem Brennstoff darstellt, ist sie auch nach Außerbetriebnahme der Grubengas-BHKW eine Option für eine zukunftsfähige Wärmeversorgung des Zechengeländes (s. Kap. 4.4).

Verbrennungsmotor-BHKW

In der Regel handelt es sich bei BHKW um verbrennungsmotorische Systeme. Die bei der Stromerzeugung anfallende Wärme wird mittels verschiedener Wärmetauscher (Abgas, Gemischkühler) ausgekoppelt und kann somit als Heiz- oder Prozesswärme verwendet werden. Verbrennungsmotorische KWK-Anlagen, welche einen elektrischen und thermischen Leistungsbereich von wenigen Kilowatt bis nahezu 20 MW abdecken, stellen eine am Markt etablierte Technologie dar (TRL-9). Neben der Nutzung einzelner Motoren setzen heutzutage immer mehr Energieversorger auf Mehrmotorenkraftwerke, bei denen eine Vielzahl von leistungsstarken Motoren mo-

dular zum Einsatz kommt, wodurch flexibel abrufbare Leistungen von mehreren 100 MW erreicht werden (Stadtwerke Kiel AG, 2019). Durch die Möglichkeit des Teillastbetriebes, welcher meist bis hin zu einem Teillastpunkt in Höhe von 50 % bezogen auf die elektrische Volllast der KWK-Anlage realisiert wird, können die Anlagen je nach Führungsgröße bedarfsgerecht und flexibel betrieben werden. Voraussetzung für einen Betrieb nach dem KWK-Prinzip ist immer eine ausreichend große Wärmesenke, was bedeutet, dass die im KWK-Prozess anfallende Wärme nicht mittels Notkühlern abgeführt werden darf. Um vor diesem Hintergrund die Flexibilität der KWK-Anlagen weiter zu erhöhen, können zur Entkopplung von Wärmebedarf und Wärmeerzeugung thermische Speicher herangezogen werden. Neben regelmäßigen Wartungsarbeiten (bspw. Wechsel von Zündkerzen, Ölwechsel etc.) fällt nach 60.000 - 80.000 Betriebsstunden eine Generalüberholung an. Je nach Wartungsvertrag kann diese bereits in den Wartungskosten abgedeckt sein. Sowohl die spezifischen Wartungs- als auch die spezifischen Investitionskosten verbrennungsmotorischer KWK-Anlagen sinken mit steigender Leistung. Eine Übersicht über Wartungs-, Investitions- sowie Einbindungskosten findet sich in (Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE), 2014).
Durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme weisen verbrennungsmotorische BHKW bezogen auf die Versorgungsaufgabe im Vergleich zur getrennten Erzeugung eine Reduktion des Primärenergiebedarfes und der CO_2-Eimissionen auf. Je nachdem, welche Allokationsmethode genutzt und welcher CO_2-Emissionsfaktor für den verdrängten Referenzprozess (z.B. deutscher Kraftwerkspark) angesetzt wird, können allerdings unterschiedliche Werte bzgl. des Primärenergiebedarfes und der CO_2-Emissionen bei der Betrachtung desselben Systems ermittelt werden.

Neben Erdgas können verbrennungsmotorische BHKW auch mit Biogas oder Biomethan betrieben werden, um die Nachhaltigkeit der Energieerzeugung durch den Einsatz regenerativer Brennstoffe zu erhöhen. Aus diesem Grund wird für die Versorgung des neuen Zechengeländes der Einsatz von Biomethan in Betracht gezogen. Bei Biomethan (auch Bioerdgas) handelt es sich um aufbereitetes, regeneratives Biogas, welches in das Erdgasnetz eingespeist werden kann (eine Nutzung z.B. im Mobilitätssektor ist ebenfalls möglich). Hierzu müssen in dem Aufbereitungsprozess verschiedene Bestandteile des Biogases wie Schwefelwasserstoff (H_2S), Ammoniak (NH_3), Kohlendioxid (CO_2) sowie Wasserdampf abgetrennt werden. Als Resultat entstehen ein kohlendioxidreicher und ein methanreicher Teilstrom. Der methanreiche Teilstrom wird als Biomethan bezeichnet und muss vor der Einspeisung in einem weiteren Prozessschritt auf die Bedingungen des Erdgasnetzes angepasst werden (Druck- und Brennwertanpassung). (Adler et al., 2014). Bis zum Jahr 2050 ist der ausschließliche Betrieb des Erdgasnetzes mit Biomethan sowie CO_2-neutral erzeugtem synthetischem Methan[11] aus Power-to-Gas-Anlagen (mit erneuerbarem Strom) denkbar. (Edel et al., 2017) So könnten die zur Wärmeversorgung des neuen Zechengeländes anfallenden CO_2-Emissionen deutlich reduziert werden.

[11] Die Biomethan-Potenziale sind jedoch aus Nachhaltigkeitsgründen nur noch sehr begrenzt ausbaubar, so dass der Großteil der erneuerbaren Gase mit Hilfe von erneuerbarem Strom synthetisiert werden müsste. Dabei konkurrieren zahlreiche Anwendungen - insbesondere aus dem Industrie- und Verkehrssektor - um die begrenzten Synthesegaspotenziale.

Brennstoffzellen-BHKW

Neben verbrennungsmotorischen Biomethan-BHKW wird außerdem eine Brennstoffzelle zur Sicherstellung der Wärmeversorgung im Nachfolgekonzept der Grubengasnutzung betrachtet. Bei Brennstoffzellen handelt es sich um elektrochemische Energiewandler, die chemische Energie *direkt* in elektrische Energie umwandeln, wodurch der verlustbehaftete Zwischenschritt über die Wärmeenergie bzw. mechanische Energie entfällt. Wie auch bei verbrennungsmotorischen BHKW kann die bei der Reaktion frei werdende Wärme nach dem KWK-Prinzip ausgekoppelt und als Heiz- oder Prozesswärme genutzt werden. Der Brennstoffzelle werden während des Betriebes kontinuierlich gasförmige Brennstoffe (in der Regel Wasserstoff) sowie Sauerstoff (i.d.R. aus der Luft) zugeführt, die zusammen zu Wasser reagieren ($H_2 + 0{,}5\ O_2 \rightarrow H_20$). Brennstoffzellen werden anhand der eingesetzten Elektrolyte sowie der Betriebstemperatur unterschieden. Neben Mikro-KWK-Systemen mit einer Leistung von nur wenigen Watt können ebenfalls Brennstoffzellen-BHKW mit mehreren Megawatt elektrischer und thermischer Leistung realisiert werden. Im Gegensatz zu verbrennungsmotorischen BHKW ist der Betrieb von Brennstoffzellen geräusch- und vibrationsarm. Je nach Brennstoffzellentyp können sehr hohe elektrische Wirkungsgrade erreicht werden, deren Werte im Teillastbetrieb im Gegensatz zu Verbrennungsmotoren ansteigen. Durch hohe Stromkennzahlen kann je nach Versorgungsaufgabe trotz künftig durch Sanierungsmaßnahmen sinkendem Wärmebedarf eine hohe Stromausbeute erzielt werden. Je nach Brennstoffzellentyp und Anwendungsbereich liegen die TRL zwischen 8 und 9. Im Vergleich zu konventionellen, verbrennungsmotorischen BHKW weisen Brennstoffzelle jedoch deutlich höhere Investitionskosten auf, die im Wesentlichen auf den Erdgas-Reformer zurückzuführen sind. Mit Hilfe des Erdgas-Reformers können Brennstoffzellen mit konventionellem Erdgas (bzw. auch Biomethan, s.o.) betrieben werden, welches zu Wasserstoff reformiert wird. Wenn es zukünftig gelingt, die Investitionskosten zu senken, wäre dadurch ein deutlich günstigerer Betrieb (insbesondere aufgrund geringer Wartungskosten) gegenüber konventionellen Systemen zu erwarten. (Blum, 2017) Durch die potenzielle Nutzung der Wasserstoffleitung am Zechengelände (s. Kap. 2.2.2) kann auf einen Erdgasreformer verzichtet werden. Neben einer Reduktion der Investitionskosten würde dies eine lokal CO_2-freie Strom- und Wärmeerzeugung ermöglichen, sofern der Wasserstoff (H_2) aus erneuerbaren Quellen erzeugt wird.

3.2.3 Wärmepumpen

Wärmepumpen werden in mechanische und thermische Varianten unterschieden. Der für die Bereitstellung von Heizenergie gebräuchlichste Wärmepumpentyp, die Kompressionswärmepumpe, basiert auf mechanischen Kompressionsvorgängen, die mit Elektro- oder Gasmotoren betrieben werden. Ein Kältemittel wird verdichtet und gibt beim Phasenwechsel vom gasförmigen zum flüssigen Zustand Wärme auf einem hohen Temperaturniveau ab, das für den Heizungsvorlauf genutzt wird. Das dann flüssige Kältemittel verdampft anschließend wieder und entzieht dabei einem Wärmeträgermedium (z.B. Wasser oder Luft) mit deutlich niedrigerer Temperatur Wärme. Auf diese Weise wird aus einer Niedrigtemperaturquelle von geringem Wert (z.B. Außenluft, Bodenwärme, gewerbliche Niedertemperatur-Abwärme) verwertbare Wärme höherer Temperatur, die zum Heizen oder für die Warmwasserbereitung ge-

nutzt werden kann. Daneben ergeben sich durch Wärmepumpen auch Zusatzpotenziale bei der Verwertung von Solarthermie-Wärme, etwa bei unzureichender Solarstrahlung (Winter, Bewölkung) oder beim Einsatz einfacher und kostengünstiger Niedertemperatur-Solarabsorber anstelle von hochwertigen Solarkollektoren. Eine weitere sinnvolle Anwendung kann ein Solarspeicher sein, der im unteren, abgekühlten Bereich mit Hilfe von Wärmepumpen weiter ausgekühlt wird und somit die Laufzeiten und Ausbeute einer Solaranlage entsprechend verlängern werden.

Die Effizienz einer Wärmepumpe wird mit dem COP-Wert (Coefficient of Performance) beschrieben, welcher als Quotient aus bereitgestellter Heizwärme zu eingesetztem Strom definiert ist und üblicherweise Werte zwischen 3 und 5 erreicht. Die Wärmepumpe arbeitet bei geringen Temperaturdifferenzen zwischen Niedrigtemperaturquelle und Heizungsvorlauf besonders effektiv. Aus diesem Grund werden zusammen mit Wärmepumpen einerseits Niedrigtemperatur-Heizsysteme (etwa Fußboden- oder Wandheizungen oder belüftete Heizkörper mit vergrößerter Oberfläche) eingesetzt, die mit einer Vorlauftemperatur von 30-40°C das Gebäude beheizen können. Für deren Einsatz ist aber auch bereits eine ausreichend hohe Energieeffizienz der Gebäudehülle nötig.

Auf Seiten der Niedrigtemperaturquelle wird wiederum eine möglichst hohe Temperatur angestrebt. Bei Luftwärmepumpen etwa stellt Außenluft zeitweise nur sehr geringe Temperaturen (z.T. unter dem Gefrierpunkt) bereit. Im Extremfall geht dann die Effizienz der Wärmepumpe nahezu auf den Faktor 1 zurück. Das würde bedeuten, dass zeitweise so gut wie gar keine erneuerbare Wärme mehr eingebunden und dementsprechend nur noch mit Strom geheizt würde. Effizienter ist es daher, Wärme aus Bodenwärmetauschern, Bodensonden, Abwärme oder den oben beschriebenen Niedertemperatur-Solaranwendungen zu aktivieren. Ein Kaltnetz kann zentral verfügbare Wärmequellen über das Medium Wasser aufnehmen und diese, etwa bei 20°C, an mehrere Wärmepumpen verteilen, so dass in der Praxis über das ganze Jahr hohe Leistungszahlen (bis zu „Faktor 6“) erreicht werden können. Fünf Teile der bereitgestellten Energie kommen dann aus dem Kaltnetz und ein Teil aus dem Stromnetz. Bei einem Strompreis von 30 €ct/kWh kann dann eine Kilowattstunde Wärme für 5 €ct bereitgestellt werden. Das kann günstiger als bei einer Gasheizung sein (2019: ca. 8 ct/kWh). Allerdings sind in diesen Kosten der Aufwand für die Gewinnung und Bereitstellung der Niedrigtemperaturwärme, für den Pumpstrom sowie Kapitalkosten des Kaltnetzes noch nicht berücksichtigt.

Eine detaillierte Beschreibung der Wärmepumpentechnologie für die Neue Zeche Westerholt ist in dem Steckbrief in Anhang II (Kap. 8) aufgeführt.

3.2.4 Elektro-/Elektrodenkessel

In Anlehnung an die Gruppierung in Abb. 3-9 dienen Elektro- bzw. Elektrodenkessel der direktelektrischen Umwandlung von Strom in Wärme (Power-to-Heat) in folgenden möglichen Anwendungsfällen:

3 | Teilnahme am Regelenergiemarkt
4 | Aufnahme von lokalem (erneuerbarem) Überschussstrom
5 | Nutzung von günstigem (auch nicht erneuerbarem) Börsenstrom.

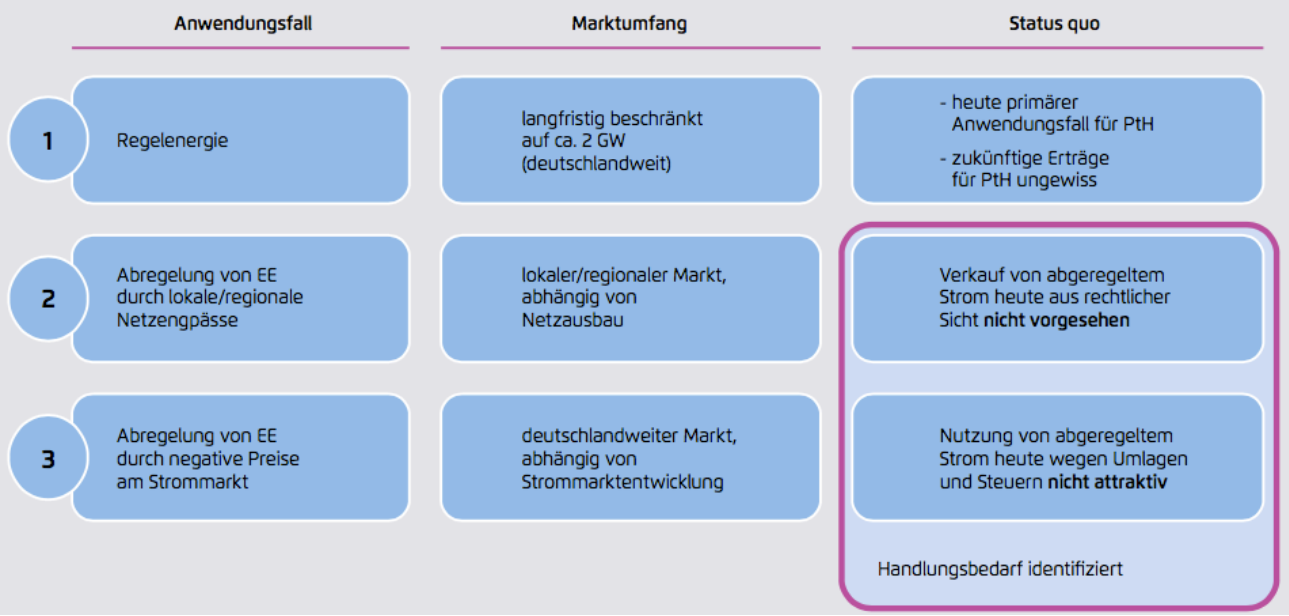


Abb. 3-9 Übersicht wesentlicher PtH-Anwendungsfelder und ihrer Merkmale

Quelle: (Agora Energiewende, 2014, S. 7)

Die wesentlichen Unterscheidungsmerkmale zwischen Elektro- und Elektrodenkesseln sind in Tab. 3-6 zusammengefasst:

Tab. 3-6 Unterscheidungsmerkmale zwischen Elektro- und Elektrodenkesseln

Merkmal	Elektrokessel	Elektrodenkessel
Art der Wärmeerzeugung	Über eine Heizspirale, im Regelfall ausgeführt als Rohrbündel	Direkte Aufheizung des Wassers über Elektroden im Kessel
Leistungsbereich	100 kW – 15 MW	1 MW – 90 MW
Spannungsebene Netzanschluss	I.d.R. Niederspannung	I.d.R. Mittelspannung

Durch Elektro-/Elektrodenkessel ist ein Lastmanagement zur Stabilisierung des Stromnetzes möglich. In Kombination mit einem Wärmespeicher wird eine zeitlich weitgehend unabhängige Nutzung der Wärme von der Stromaufnahme ermöglicht. Unter den Rahmenbedingungen der derzeitigen Abgaben, Entgelte und Umlagen auf den Bezugsstrom ergeben sich Betriebsstunden heutiger Anlagen im Bereich von nur wenigen 100 Stunden im Jahr.

In der Region der Zeche Westerholt steht nach heutigem Stand - und wahrscheinlich auch mittelfristig - kein Überschussstrom aus erneuerbaren Energiequellen (z.B. Wind) zur Verfügung. Der zweite Anwendungsfall kommt dementsprechend hier nicht in Betracht. Denkbar ist jedoch die Integration eines Elektro-/Elektrodenkessels in ein Wärmekonzept, das primär aus anderen Erzeugungstechnologien besteht, so dass bestimmte Förderrichtlinien (z.B. aus dem iKWK-Programm, s. Kap. 4.9) erfüllt werden.

3.2.5 Fernwärme / Nahwärme

Fernwärme (oder Nahwärme) ist eine allgemeine Bezeichnung für eine Wärmeversorgung mit Hilfe von Wärmeerzeugern, die über ein Wärmenetz oder eine Wärmeleitung an die Wärmeverbraucher angebunden sind.

Die Erzeugung der Wärme für die Fernwärmeleitung findet häufig außerhalb des versorgten Gebietes statt. Eine isolierte Warmwasserleitung transportiert erhitztes Wasser zum Wärmeverbraucher (Vorlauf). Nach Wärmeabgabe wird das abgekühlte, aber noch immer warme Wasser in einer weiteren isolierten Warmwasserleitung (Rücklauf) zum Fernwärmeerzeuger zurückgeführt, um dort wiedererwärmt zu werden.

Auf dem Grundstück der ehemaligen Zeche Westerholt ist eine Fernwärmetransportleitung der Uniper Wärme GmbH vorhanden. Es ist grundsätzlich möglich, die Wärmeversorgung des gesamten Areals der Zeche Westerholt über diese Fernwärmeleitung bereitzustellen.

Eine detaillierte Charakterisierung der Wärmeerzeuger der Uniper-Fernwärme wird in dem Steckbrief in Anhang II (Kap. 8) vorgenommen.

3.2.6 Speicher

Wärmespeicher dienen in der Regel dem kurz- oder langfristigen Ausgleich von Wärmeerzeugung und -verbrauch sowie der Optimierung und Flexibilisierung der Wärmeerzeugung. Folgende Anwendungsfälle sind für das zukünftige Wärmekonzept auf dem Zechengelände denkbar:

- Verstetigung und Anpassung von schwankender und nicht regelbarer Erzeugung (z.B. Solarthermie) an das Profil des Wärmeverbrauchs
- Optimierte Fahrweise von Anlagenkomponenten (z.B. Wärmepumpe) durch Vermeidung ineffizienter Lastfälle und Reduktion von Start-Stopp-Zyklen
- Flexibilisierung der Wärmeerzeugung am Strommarkt für KWK- und PtH-Anlagen (z.B. BHKW, Elektrokessel), d.h. eine zeitliche Entkopplung der Strom- und Wärmenutzung. Damit wird ein strom- oder netzgeführter Betrieb bzw. ein Lastmanagement ermöglicht.

Für Speichertemperaturen < 100 °C erfolgt die Ausführung in der Regel drucklos; so ist es auch für die Nutzung im Wärmekonzept vorgesehen. Im Beladezustand des Speichers wird warmes Wasser über den oberen Stutzen zugeführt und kaltes Wasser dem unteren Stutzen entnommen. Die Entladung des Speichers erfolgt umgekehrt.

Durch Wärmespeicher wird die Versorgungssicherheit des Gesamtsystems erhöht.

Je nach Wärmekonzept können zentrale Speicher zur Flexibilisierung des gesamten Versorgungsgebiets vorgesehen werden oder dezentrale Speicher in Gebäuden. Das Volumen des Speichers und damit die Speicherkapazität werden für jedes Wärmekonzept individuell bestimmt, da die optimale Auslegung stark von den verwendeten Erzeugungstechnologien abhängt.

Die Aufstellung eines zentralen Speichers sollte hinsichtlich baurechtlicher Anforderungen geprüft werden. Es sind z.B. Abstände zu benachbarten Grundstücken mit

0,2 x Speicherhöhe einzuhalten. Sein Erscheinungsbild (z.B. Farbe, Material der Außenhülle, Höhe) ist in das Gesamtkonzept der Bebauung zu integrieren.

Neben einer Aufstellung auf einer Freifläche des Zechengeländes (in der Nähe der zukünftigen Energiezentrale) ist die Integration des Speichers z.B. in das zu erhaltene Schachtgebäude 3 denkbar. Dadurch kann auch eine Kopplung des Wärmesystems mit Freizeit- oder Kulturaktivitäten (z.B. angrenzendes Café wie im Energiebunker in Hamburg mit Möglichkeit einer Besichtigung) erreicht werden.

Neben der Pufferung tageszeitlicher Schwankungen zwischen Erzeugung und Verbrauch ist die saisonale Wärmeverschiebung eine relevante Anwendung. Hierfür werden große, saisonale Speicher mit mehreren Tausend Kubikmeter Inhalt eingesetzt. Aus Kostengründen werden solche Großwärmespeicher oft als erdvergrabene Speicher ausgeführt. Folgende Speicherkonzepte sind für diesen Anwendungsfall Stand der Technik (Tab. 3-7).

Tab. 3-7 Technologien für saisonale Wärmespeicher im Vergleich

Speichertechnologie	Speichermedien	Speicherkapazität	Bodentiefe
Erdbecken	Wasser/Kies-Wasser	30 – 80 kWh/m^3	Bis 15 m
Tank (erdvergraben)	Wasser	60 – 80 kWh/m^3	Bis 15 m
Erdsonde	Erdreich, Gestein	15 – 30 kWh/m^3	Bis 100 m
Aquifer	Sand-Wasser	30 – 40 kWh/m^3	Bis mehrere hundert Meter

Quelle: (Schmidt et al., 2018)

Die teilweise große Toleranzbreite der Speicherkapazität ergibt sich aus der Option, eine Wärmepumpe in das Gesamtsystem zu integrieren, die eine größere Temperaturspreizung am Speicher ermöglicht und somit die Speicherkapazität bei gleichbleibendem Volumen deutlich erhöhen kann. Ein klassischer Anwendungsfall der saisonalen Wärmespeicherung ist die Verschiebung von solarthermisch erzeugter Überschusswärme aus dem Sommer in die Heizperiode.

Auf dem Gelände der ehemaligen Zeche Westerholt sind zur Bewertung der Machbarkeit einzelner Technologien zur saisonalen Speicherung Tests durchzuführen (nicht Bestandteil dieses Projekts), u.a. zur Analyse der Materialbeschaffenheit des Bodens, des Grundwasserspiegels, der Grundwasser-Strömungsgeschwindigkeiten, der Wärmeleitfähigkeit und der hydraulischen Durchlässigkeit des Gesteins bzw. Sandes.

3.2.7 Potenziale für Anwendungen eines thermo-chemischen Kaltnetzes (H-DisNet) in Herten

Auf der Suche nach effizienteren und kostengünstigeren Systemen für die Wärmebereitstellung in Energienetzen werden zunehmend Verfahren für die Nutzung von niedrig temperierten Abwärmequellen, für die Verringerung von Transportverlusten und für die Integration von Speichermöglichkeiten thematisiert. In diesem Zusammenhang wird seit kurzem die Möglichkeit von thermo-chemischen Netzwerken diskutiert. In einem solchen Netz wird nicht Wärme, sondern ein thermo-chemisches Potenzial in Form eines Solekonzentrates transportiert und gespeichert. Wärme wird lediglich an den beiden Enden des Netzes, also an einer Abwärmequelle und beim

Verbraucher umgesetzt. Wärme wird hier beim Phasenwechsel zwischen Wasser und Wasserdampf freigesetzt. Das Solekonzentrat kann diesen Phasenwechsel durch seine hygroskopische Eigenschaft erzwingen und somit latente (Phasenumwandlungsenergie) in sensible (fühlbare) Wärme umwandeln.

Theoretisch wurde das Prinzip der offenen Absorption bereits in der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts erschlossen. Es gibt heute einzelne Anwender, z.B. die Firmen Menerga (Menerga GmbH, 2016) oder Kathabar (Alfa Laval, 2019) mit insgesamt noch geringer Bedeutung am Markt. Das Prinzip komplexer Netzwerke und der Fokus auf niedrigtemperierte Prozesse auf Basis von Abwärme für die Soleregeneration ist neu und wird erstmalig im EU H2020 Projekt H-DisNet (Geyer et al., 2017) untersucht.

Mit Hilfe von niedrig temperierter Wärme im Bereich 20 - 60 °C (Abwärme, solarthermische oder geothermische Wärmepotenziale) wird durch Wasserverdunstung aus einer Salzlösung ein Solekonzentrat bereitgestellt. Dieses kann ohne Wärmeverluste gespeichert und transportiert werden. Das thermo-chemische Potenzial des Konzentrats wird bei Aufnahme von Wasserdampf aus Luft in Form von Absorptionswärme wieder frei. Entsprechend der Verdampfungsenthalpie von Wasser wird rund 0,68 kWh pro aufgenommenem Liter Wasser verfügbar.

Die Wärme kann zu Heizzwecken und für die Generierung von Prozessenergie (etwa bei der industriellen Trocknung) genutzt werden oder im Rahmen von Kühlprozessen gezielt abgeführt werden. Wärme kann zudem kurzfristig auch als sensible Wärme zusätzlich zum thermo-chemischen Potenzial im Solekonzentrat gespeichert und zeit- oder raumversetzt wieder abgegeben werden.

Energieträger ist nicht - wie im normalen Wärmenetz - Wasser, sondern eine hochkonzentrierte Salzlösung mit etwa einem Drittel Salz und zwei Dritteln Wasser. Am besten für Massenanwendungen geeignet ist aus wirtschaftlichen und ökologischen Gründen ein Magnesiumchlorid ($MgCl_2$)-Wasser Gemisch. Dieses steht als Nebenprodukt der Meersalzgewinnung bereit. Ein Kubikmeter Meerwasser enthält etwa ein Kilogramm Magnesiumchlorid.

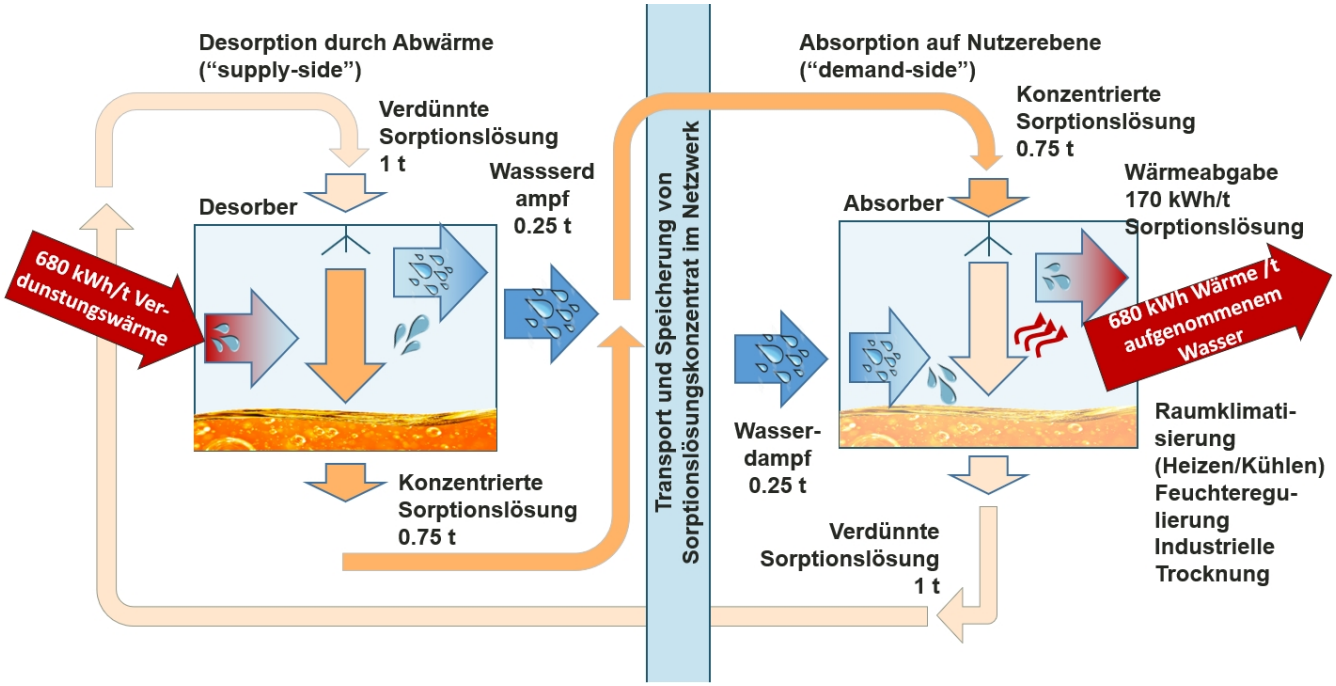


Abb. 3-10 Prozesse in einem Thermo-Chemischen Netzwerk

Quelle: H-DisNet

Für den Soletransport werden wegen der hohen Energiedichten und dem niedrigen Temperaturniveau lediglich kleine Leitungsquerschnitte ohne Isolierung benötigt. Bei einem Konzentrationsgefälle zwischen einer 30%igen Lösung hinter dem Desorber und einer 25 %igen Lösung hinter dem Absorber beträgt die Energiedichte ca. 125 kWh/m³ Konzentrat[12]. Das Konzentrationsgefälle der Sole entspricht somit dem Temperatur-Gefälle in Wärmenetzen. Im Vergleich: ein Kaltnetz mit einer Temperaturdifferenz von 5 Kelvin zwischen Vor- und Rücklauf stellt lediglich 6 kWh/m³ Wasser bereit. Durch den geringen Leitungsquerschnitt ist auch eine Verlegung parallel zur Wasserversorgung denkbar. Die Regeneration ist von der Außenlufttemperatur und -feuchte abhängig. Durch den niedrigen Feuchtegehalt kalter Außenluft im Winter kann eine $MgCl_2$-Lösung bereits bei Temperaturen von 20 bis 30°C regeneriert werden. Im Sommer werden eher 30 bis 60°C benötigt.

Die Verfügbarkeit der Abwärme in diesem Temperaturbereich in Deutschland liegt in der gleichen Größenordnung wie der Heizbedarf sämtlicher Liegenschaften. Allerdings kann die Wärme bei diesen Temperaturen nur noch sehr bedingt transportiert werden, vor allem nicht über längere Strecken. Dies ist bei der thermo-chemischen Verwertung völlig anders. Auch Strecken zwischen 20 und 50 km kommen bei entsprechend hohem Umsatz hierfür in Betracht[13]. So können etwa Industrie- und Gewerbegebiete mit Abwärmevorkommen mit weiter entfernten Wohngebieten vernetzt werden. Auch unregelmäßig anfallende Abwärme kann über die Möglichkeit der Speicherung verwertet werden und so als konstantes Angebot weitergegeben werden.

[12] Hierbei werden rund 180 Liter Wasser aufgenommen, pro Liter absorbiertem Wasserdampf werden 0,68 kWh Wärme freigesetzt.

[13] Die Dichte einer $MgCl_2$-Lösung ist im Verhältnis zu Wasser ca. Faktor 1,3:1, während die Energiedichte Faktor 2:1 beträgt (bei 50 K im Wärmenetz). Die Transportkosten sind somit etwas günstiger als bei wasserbasierten Wärmenetzen.

Thermo-Chemisches Netzwerk im Bauvorhaben Neue Zeche Westerholt

Die Anwendungsmöglichkeiten im Projektgebiet und die Netzwerkintegration werden im Folgenden dargestellt. Da die wesentlichen Anwendungstechnologien noch nicht am Markt verfügbar sind und verlässliche Daten auf unterschiedlicher Ebene noch nicht ausreichend verfügbar sind, wurde auf die Modellierung eines Gesamtkonzeptes innerhalb des Projektes verzichtet. Das Konzept wird deshalb hier nur qualitativ beschrieben.

Es besteht aber durchaus die Möglichkeit, Pilotvorhaben des Systems etwa in einem ersten Bauabschnitt zu integrieren, mit dem Ziel einer Netz-integration für die späteren Bauabschnitte. Wegen des hohen Innovationsgrades kommen hierfür auch spezielle Fördermodelle mit Fokus auf innovative Demonstrationsanlagen in Frage wie etwa europäische Forschungs- und Innovationsprogramme oder durch den Bund finanzierte Programme wie EnEff.Stadt. Pilotprojekte sollte auf den Ergebnissen der Demonstrationsanlagen im Projekt H-DisNet fußen. Zudem sollte die Machbarkeit des Vorhabens zuvor weiter untersucht werden, insbesondere auf Basis der in diesem Bericht dargestellten Bewertungskriterien.

Das Konzept für die Neue Zeche Westerholt basiert im Wesentlichen auf dem Konzept 3, Wärmepumpen mit Kaltnetz (Vgl. Kap. 4.5.1), wobei das (wasserbasierte) Kaltnetz durch ein Thermo-Chemisches Netz ersetzt wird und niedrig temperierte Wärme aus dezentralen, gebäudenahen Quellen bezogen wird.

Für die Regeneration der Sole kommen für das Gebiet prinzipiell folgende Abwärmequellen in Frage:

- Bisher ungenutzte Abgasabwärme der Grubengas-BHKW
- Grubenwasserwärme (nach Versiegen der Grubengasförderung)
- Abwärme neu angesiedelter Gewerbebetriebe
- Wahlweise auch Abwärmequellen von weiter entfernten Gewerbe- und Industriestandorten, etwa Gelsenkirchen Nord.

Die Regeneration ist technisch einfach und ähnelt dem Funktionsprinzip eines Kühlturms. Als Wärmeträgermedium kommen sowohl Luft als auch WT-Flüssigkeiten in Frage. Konzentrierte Sole wird von der zentralen Regenerationseinheit sowie möglichen zusätzlichen dezentralen Regenerationseinheiten im Vorlauf des Solenetzes für die Verbrauchseinheiten bereitgestellt. Ein Speicher mit Solekonzentrat wird vorgeschaltet. Verdünnte Sole wird von den Verbrauchseinheiten über den Netzrücklauf zu den Regenerationseinheiten geführt.

Bei der Nutzung des thermo-chemischen Potenzials in den Gebäuden werden zwei unterschiedliche Verfahrenskomponenten genutzt:

Nach dem Prinzip aus Abb. 3-11 werden über Luftkreisläufe dezentrale Wärmequellen, also etwa aus einem speziellen Feuchtluft-Solarkollektor oder einem Bodenwärmetauscher mit einem ersten Absorptionsgerät mit Direktkontakt zwischen der feuchten Luft und der Salzlösung verbunden. Die Oberflächen der Wärmequellen werden mit einem Wasserfilm benetzt. Die Energieübertragung erfolgt nach dem Prinzip einer sog. „Heat Pipe“, das heißt vor allem durch den Phasenwechsel zwischen Wasser und Wasserdampf. Durch Verdunstung wird der Wärmequelle aktiv Wärme entzogen und als Wasserdampf latent gespeichert und weitergeleitet. Umge-

kehrt erfolgt die Abgabe von Wärme im Absorber durch den umgekehrten Phasenwechsel von Wasserdampf zu Wasser. Durch die hygroskopische Eigenschaft der Salzlösung erfolgt der Phasenwechsel hier bei wesentlich höheren Temperaturen im Vergleich zu einem Phasenübergang, der nur über eine Temperaturdifferenz erzwungen wird. Durch die dabei frei werdende Energie wird die Wärme an die Salzlösung übertragen und kann entweder direkt zum Heizen genutzt werden oder beim Betrieb einer Wärmepumpe durch die Taupunkterhöhung mit wesentlich geringerem Temperaturunterschied zum Heizungsvorlauf übertragen werden.

In einem zweiten gebäudeintegrierten Absorber wird Zuluft und/oder Umluft eingeführt. Einerseits dient der Absorber als Heiz- bzw. Kühlgerät. Zusätzlich wird die Luftfeuchte der Räume präzise geregelt. Erhöhte Luftfeuchten durch interne Feuchtequellen im Gebäude werden im Umluftbetrieb entsprechend wieder abgesenkt und in sensible Wärme gewandelt. Zudem wirkt der Direktkontakt zwischen Salzlösung und Raumluft als hygienischer Nassfilter zur Entfernung organischer Luftverunreinigungen (VOC).

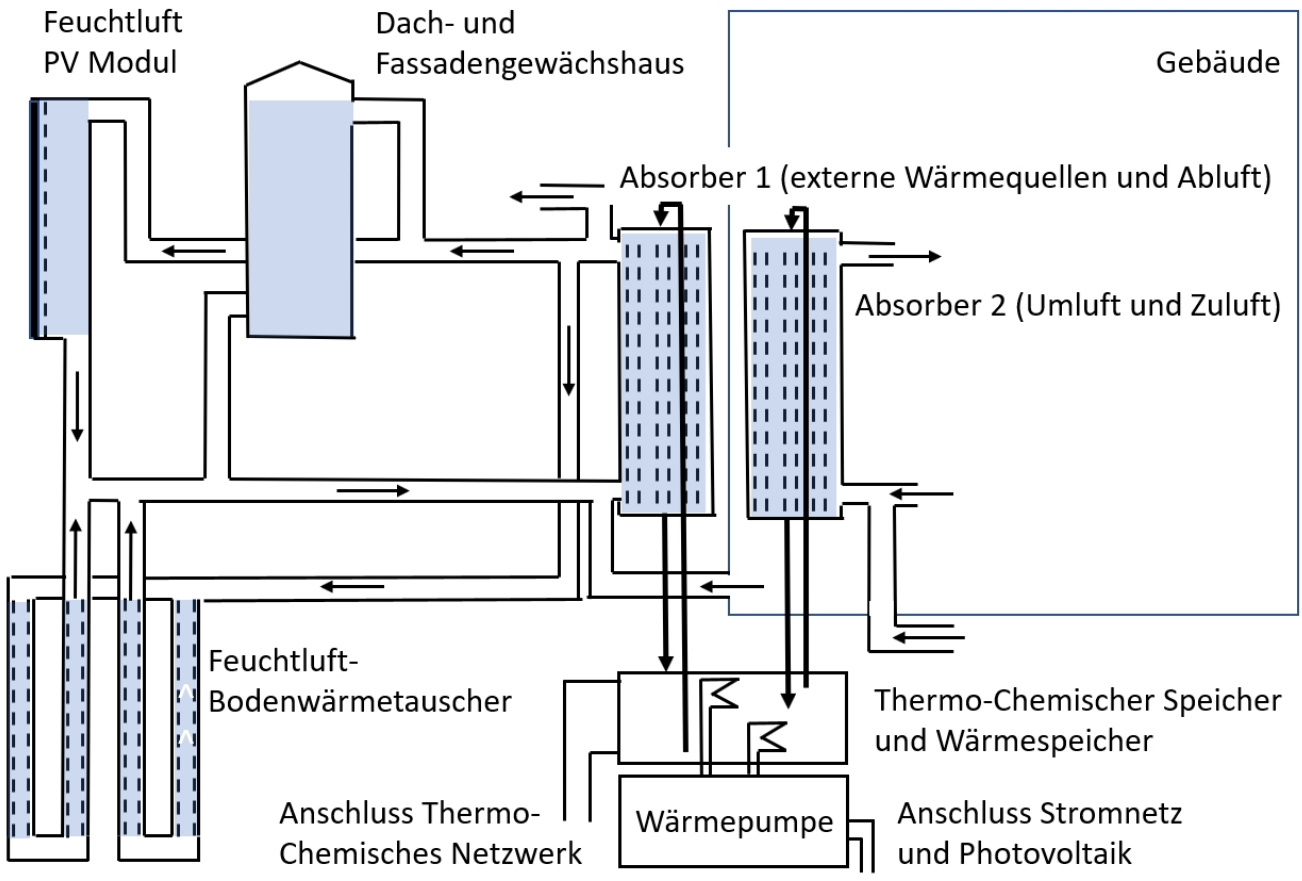


Abb. 3-11 Beispielhaftes Schema für ein Gebäudeenergiesystem innerhalb eines Thermo-Chemischen Netzwerks

Quelle: H-DisNet/Buchholz

Durch die Raumluftentfeuchtung und die Luftreinhaltung kann insgesamt der Lüftungsbedarf verringert werden, was zu verringerten lüftungsbedingten Energieverlusten führt. Bei Nutzungen mit hohen Feuchtelasten, etwa Schwimm- und Sportein-

richtungen, Großküchen oder Gebäude mit hohen Nutzungsdichten (Schulen, Call Center etc.) und in industriellen Trocknungsprozessen werden durch die Rückgewinnung von latenter Wärme besonders hohe Einsparungen erzielt. Es ist etwa denkbar, dass der Wärmebedarf eines Klassenraumes mit 20 Schülern komplett aus der Körperwärme gedeckt wird, wenn entsprechend eine Feuchtereduzierung sowie eine sorptive Abluftwärmerückgewinnung eingebunden wird. Hierbei ist auch die Zwischenspeicherung der Wärme in der Sorptionslösung, etwa für die Beheizung des Raums in den Morgenstunden denkbar.

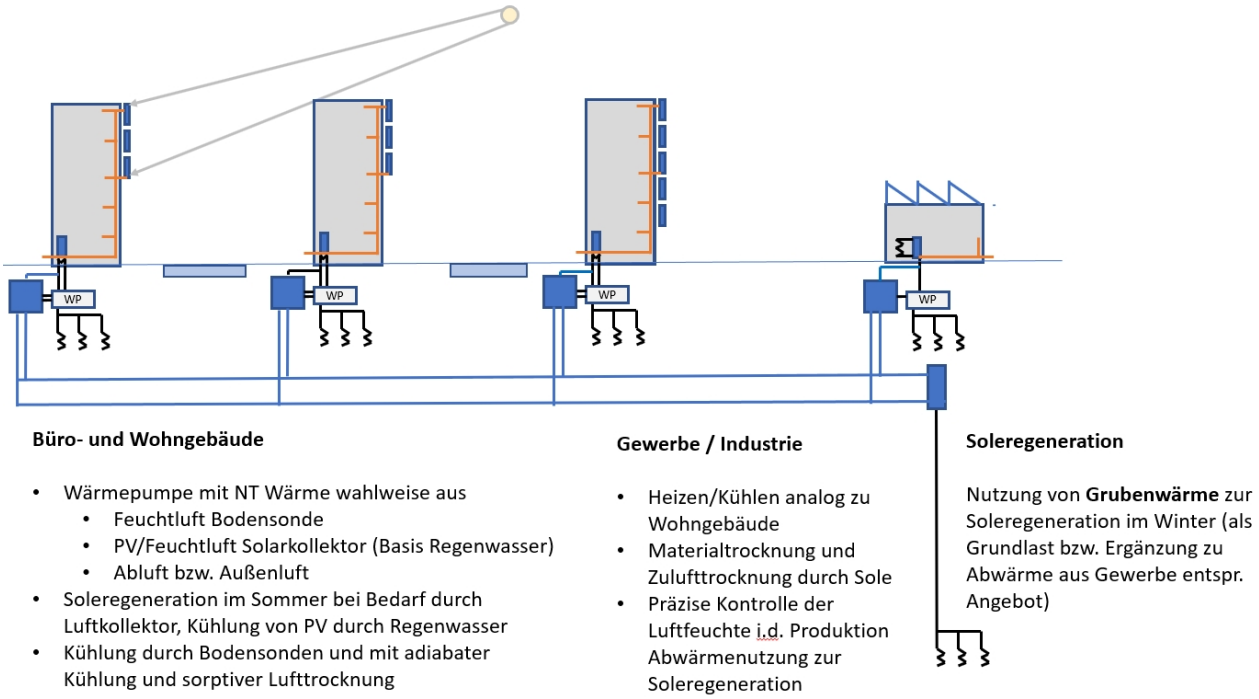


Abb. 3-12 Konfiguration eines Thermo-Chemischen Netzwerkes in der Neuen Zeche Westerholt mit Nutzungskomponenten Raumklimatisierung und gewerbliche Trocknung sowie Soleregeneration durch gewerbliche Abwärme und Grubenwärme

In einem Thermo-Chemischen Netzwerk in der Neuen Zeche Westerholt würde die Wärmeerzeugung demnach dezentral durch die Komponenten Hybrid-PV/Solarthermie, Dach- und Fassadengewächshaus und insbesondere für die Dunkelflaute im Dezember/Januar durch Bodenwärmetauscher unter Zuhilfenahme von Feuchtluft-Wärmeübertragung erfolgen. Sorptionsgeräte werden mit Solekonzentrat aus dem Netzwerk gespeist. Wärmepumpen werden über Photovoltaikanlangen und mit Strom aus dem Netz versorgt. Wärme kann in dezentralen Speichern sensibel in der Sorptionslösung zwischengespeichert werden. Im Sommer kann die Stromausbeute der PV-Module durch Verdunstungskühlung erhöht werden. Die Gebäudekühlung wird ergänzt durch sorptive Trocknung der Zuluft über das Solekonzentrat.

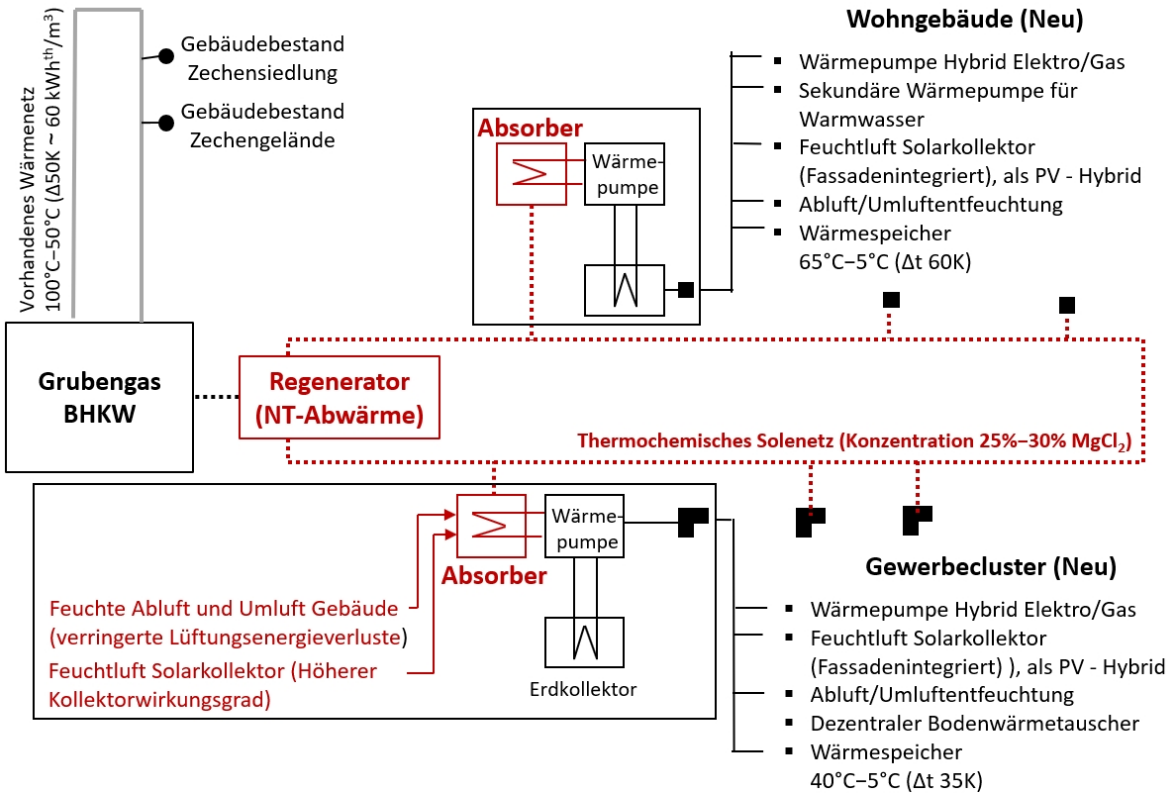


Abb. 3-13 Konzept für ein Thermo-Chemisches Netzwerk analog zum Umsetzungskonzept 3 (Wärmepumpen mit Kaltnetz, vgl. Kap. 4.5.1)

4 Entwicklung, Modellierung und Bewertung von drei diskursiven Umsetzungskonzepten

Im Folgenden werden drei Umsetzungskonzepte vorgestellt, die sich dadurch auszeichnen, dass sie sich aus einer Kombination von mehreren Einzeltechnologien zusammensetzen. Bei der Auswahl der Technologien steht die Erreichung der bereits beschriebenen Zielkriterien (s. Kap. 3.1.2) im Fokus. Demnach sind neben einem innovativen Ansatz mit einem möglichst hohen Anteil CO_2-neutraler Wärmeerzeugung auch die Wirtschaftlichkeit, d.h. die Wettbewerbsfähigkeit zu heutigen Referenzkonzepten (wie z. B. die Versorgung mit Erdgaskesseln) wesentliche Merkmale eines zukunftsorientierten und realisierbaren Konzepts.

Übergeordnet steht jedoch die Frage nach den verfügbaren Potenzialen. Für die Nutzung solarthermischer Wärme sind verfügbare Flächen abzuschätzen, Wärmepumpen erfordern Niedertemperatur-Wärmequellen und Elektrokessel günstig verfügbaren (Überschuss-)Strom. Für jede betrachtete Technologie wurde das verfügbare Potenzial qualitativ eingeordnet, um auf diese Weise sogenannte „Lead-Technologien" mit Potenzial für einen relevanten Erzeugungsanteil im Gesamtkonzept zu identifizieren. Ein Workshop mit allen Teilnehmern der Projektkonsortiums diente der Auswahl und Bewertung von drei Lead-Technologien.

Im Anschluss erfolgte die Entwicklung von drei Gesamtkonzepten. Diese wurden im Simulationstool energyPRO modelliert und beispielhaft für das Referenzjahr 2017 simuliert, um mittels Energiebilanzen die Vordimensionierung der Anlagentechnik je Konzept und eine Bewertung und Gegenüberstellung auf Basis der definierten Zielkriterien zu ermöglichen.

4.1 Workshop mit Praxisakteuren zur Konzepterstellung für eine Umsetzungsphase

4.1.1 Ziele und Vorgehensweise im Workshop

Am 11. Dezember 2018 wurde am Wuppertal Institut ein ganztägiger Workshop mit insgesamt 16 Teilnehmern aus dem Konsortium (WI, Ramboll, BUW, UDE, Richtvert, Solites, Watergy), Praxispartnern der Kommunen Herten und Gelsenkirchen sowie Vertretern der EnergieAgentur.NRW, Uniper Fernwärme und der Projektentwicklungsgesellschaft Neue Zeche Westerholt durchgeführt. Ziele des Workshops waren, ein gemeinsames Verständnis für ein bzw. mehrere Energiekonzepte zu entwickeln und eine erste Abstimmung bzw. Einbindung von Projektpartnern der Beteiligungsgesellschaft und des lokalen Fernwärmeunternehmens vorzunehmen.

Folgende Punkte wurden in dem Workshop vorgestellt bzw. erarbeitet (vollständige Agenda s. Tab. 7-1 in Anhang 7.4):

1 | Vorstellung der Infrastrukturen sowie Wärme- und Kältebedarfe am Zechengelände (Gebäudecluster, Karten für Wärme- und Kältebedarfe, Wärmelastprofile, s. Kap. 2.2)
2 | Vorstellung der Technologie-Steckbriefe und deren Bewertungsindikatoren (s. Kap.3.2)
3 | Vorstellung und finale Abstimmung der Bewertungskriterien für die Umsetzungskonzepte (Kriterienmatrix, s. Kap. 3.1)

4 | Identifikation von Lead-Technologien (Anker-Technologien)[14]
5 | Ergänzung mit Neben-Technologien, so dass (in Summe) die Kriterien möglichst gut erfüllt werden
6 | Vorstellung, Diskussion und Optimierung von vorab vorbereiteten und neuen Konzeptvarianten

- Spiegeln der Konzepte an den Kriterien der Städte Herten und Gelsenkirchen sowie der Betreibergesellschaft
- SWOT-Analyse zur Identifikation von Stärken, Schwächen sowie Chancen und Risiken der Konzeptvarianten

7 | Festlegung auf eine Auswahl mehrerer Konzeptvarianten, die im Nachgang detaillierter (inkl. Energie-, CO_2- und Wirtschaftlichkeitsberechnungen) von den Projektpartnern gerechnet werden (s. Kap. 4.3 bis 4.5)

- Differenzierung in Untervarianten (z.B. unterschiedliche Ausprägung Solaranteile, Temperatur-, Speicher- oder Netzvarianten…)
- Einbindung H-DisNet
- Trennung nach Clustern bzw. Nutzungsarten (Wohngebäude, Nichtwohngebäude)

8 | Ausblick auf Gesellschaftliche Implikationen und Ideen für Beteiligungsformate (s. Kap. 5)

Die Diskussion, Optimierung und SWOT-Analyse (s.u.) der vorab vorbereiteten sowie im Workshop neu entwickelten Konzeptvarianten wurde innerhalb von drei Kleingruppen durchgeführt. In diesen Kleingruppen wurden die Konzepte im weiteren Projektverlauf weiterentwickelt.

SWOT-Analyse

Die SWOT-Analyse ist ein Tool der Strategieentwicklung und betrachtet Produkte, Konzepte, Prozesse, Teams, Unternehmen und andere zu analysierende Objekte systematisch nach den Kategorien Strengths (Stärken), Weaknesses (Schwächen), Opportunities (Möglichkeiten) und Threats (Risiken). Sie umfasst eine Darstellung der Vielzahl von Einflussfaktoren auf z.B. eine Organisation oder ein Konzept in ihren Wechselwirkungen. Dieses Werkzeug der strategischen Planung soll dabei helfen, die Komplexität bei der Entscheidungsfindung für ein zukunftsfähiges Wärmeversorgungskonzept zu reduzieren. Das Ziel der im Rahmen des Projektes durchgeführten SWOT-Analyse ist es, herauszufinden, inwieweit ein Umsetzungskonzept geeignet ist, um auf zukünftige gesellschafts- und energiepolitische Herausforderungen im Kontext der Energiewende reagieren zu können. (Angermeier, Georg, 2016)

[14] Als Lead- bzw. Ankertechnologien sind hier Wärmeversorgungstechnologien gemeint, die alleine in der Lage wären, den gesamten Wärmebedarf des Zechengeländes jederzeit zu decken. In Abgrenzung dazu könnten die als „Nebentechnologien“ bezeichneten Optionen (z.B. Solarthermie, Grubenwassernutzung) den Wärmebedarf nur teilweise oder zeitweise decken.

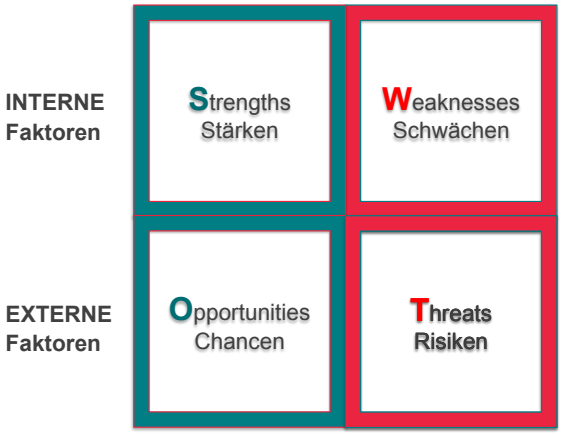


Abb. 4-1 Prinzip der Clusterung nach internen (Stärken und Schwächen) sowie externen (Chancen und Risiken) Faktoren in der SWOT-Analyse

Quelle: Eigene Darstellung nach (Recklies, Dagmar, 2012)

4.1.2 Workshop-Ergebnis: Identifikation von Umsetzungskonzepten (Lead-Technologien)

Die im Rahmen der Technologieanalyse abgeschätzten Verfügbarkeiten der Potenziale je Technologie sind in Tab. 4-1 gegenübergestellt und farblich qualitativ bewertet.

Tab. 4-1 Qualitative Einordnung des Deckungsanteils der betrachteten Technologien (Grün = 50 bis 100 %, Gelb = 10 bis 50 %, Rot ≤ 10 %)

Technologie	Randbedingung / abgeschätztes Potenzial	Qualitative Einordnung des Deckungsanteils
Fernwärme	Verfügbarer Anschluss	
BHKW	1 MW_{th}	
Grubenwasser (mit WP)	150 kW Umweltwärme, COP = 3,8	
Erdsonden (mit WP)	220 kW Umweltwärme, COP = 3,5	
Solarthermie	Mind. 3 000 m^2 Freifläche	
Elektro-/Elektrodenkessel	2 MW_{th}, 200 VBh/a	
Abwasser (mit WP)	DN 300 (Potenzialabschätzung)	
H-DisNet	Verfügbare Abwärme	*Abh. von Abwärmequelle*

Im Workshop wurden die drei nachfolgend beschriebenen Lead-Technologien Fernwärme, BHKW und Wärmepumpe ausgewählt. Der Workshop wurde zudem genutzt, um bereits erste Ideen für das Gesamtkonzept zu identifizieren. Dabei geht es um die Integration weiterer Erzeuger, so dass im Verbund mit der Lead-Technologie die Bewertungskriterien für die Wärmeversorgung möglichst gut erfüllt werden.

1 | **Fernwärme |** Da das Zechengelände bereits über einen Fernwärmeanschluss verfügt, über den Wärme an die Meistersiedlung weiterverteilt wird, soll auch für die Versorgung der neuen Bebauung mit Berücksichtigung der Bestandsgebäude Fernwärme als Lead-Technologie untersucht werden. Da auf dem Gelände bisher kein Gasnetz verlegt ist, entschied sich das Konsortium gegen eine dezentrale gasbasierte (Einzel-)Wärmeversorgung als Referenztechnologie. Fernwärme bietet sich dementsprechend zugleich als Referenzvariante gegenüber den zwei weiteren Konzepten an. Neben der Untersuchung einer 100%-igen Versorgung mittels Fernwärme werden in Untervarianten unterschiedliche Anteile von Solarthermie ergänzt.

2 | **BHKW |** Auf dem Zechengelände werden aktuell drei Grubengas-BHKW betrieben (s. Kap. 2.2.2.2). In diesem Konzept soll ein Weiterbetrieb der Grubengas-BHKW sowie die zukünftige Ablösung durch ein neues Erdgas-BHKW, ggf. mit erneuerbarem Brennstoff (Biomethan) betrieben, untersucht werden.

3 | **Wärmepumpe |** Aus der Kombination mehrerer Abwärmequellen wird ein Konzept auf Basis von (zentralen oder dezentralen) Wärmepumpen, entwickelt. Es wird davon ausgegangen, dass mehrere Niedertemperatur-Wärmequellen zur Verfügung stehen werden, u.a. aus Grubenwasser, Erdwärme oder auch Abwärme aus Gewerbe/Industrie.

Ein weiteres Ergebnis des Workshops waren erste Entwürfe von SWOT-Analysen zu den drei Leadtechnologien, die im weiteren Projektverlauf bei der Ausgestaltung der Konzepte weiter ausgearbeitet wurden. Die finalen Ergebnisse der SWOT-Analysen werden in den Kap. 4.3 bis 4.5der jeweiligen Konzepte dargestellt.

4.2 Annahmen und Randbedingungen der Modellierung

Es wurden für die drei Konzepte einheitliche Randbedingungen zur Simulation und abschließenden Bewertung der definierten Kriterien festgelegt. Die Dimensionierungen sowie Bewertungen der Konzepte erfolgen für das Jahr 2030. Darüber hinaus wird ein Ausblick für 2050 gegeben, in dem einige der Randbedingungen (z.B. Energiepreise und spezifische THG-Faktoren) angepasst werden.

Die Simulationen basieren auf folgenden technischen Randbedingungen:

- Solarthermieflächen:
  Maximal verfügbare Freifläche von ca. 27.000 m² bzw. Kollektorfläche von ca. 13.500 m² für Solarthermie auf bzw. in der Umgebung des Zechengeländes
- Neubau:
  Verwendung der ermittelten Wärmebedarfe in Anlehnung an KfW55-Standard (EnEV 2016) für alle drei Konzepte (35 - 45 kWh/m² a – je nach Cluster, s. Tab. 2-2). In Konzept 3 wird zusätzlich mit einem ehrgeizigeren Dämmstandard in Anlehnung an den Passivhaus-Standard (18 - 27 kWh/m²a – je nach Cluster, s. Tab. 2-2) gerechnet
- Bestandsgebäude (energetisch saniert):
  Verwendung des ermittelten Wärmebedarfs aus der Annahme des nach Sanierung verbleibenden spezifischen Bedarfs in Höhe von 80 kWh/m²a.

Darüber hinaus wurden für die Bewertung der drei Konzepte einheitliche Kennzahlen und Methoden festgelegt:

- Jährliche Kapitalzinsen: 4% (Annahme: im Wesentlichen extern finanziert. Interne Finanzierung ist im Normalfall deutlich höher im Bereich von 10%)
- Investitionskosten aus eigenen Projekterfahrungen
- Kosten für Wartung und Instandhaltung aus VDI 2067 oder aus eignen Projekterfahrungen
- Das Bezugsjahr der Kostenschätzung der Investitionen sowie der Wartung und Instandhaltung ist 2019
- Für die Energiepreise wurden Daten des Trend-Szenarios von EWI/Prognos für 2030 und 2050 verwendet (Prognos AG et al., 2014, S. 5) – s. Tab. 7-5 in Anhang I (Kap. 7.3).
- Primärenergiefaktoren auf Basis der EnEV 2016 für 2030 und 2050 – s. Tab. 7-3 in Anhang I (Kap. 7.3)
- CO_2-Emissionsfaktoren auf Basis von Emissionsdaten des Öko-Instituts und Fraunhofer ISI (2015) für 2030 und 2050 (Öko-Institut & Fraunhofer ISI, 2015; Schneider & Schüwer, 2017, S. 81) – s. Tab. 7-2 in Anhang I (Kap. 7.3)
- CO_2-Preise (s. Tab. 7-5 und Tab. 7-6 im Anhang I (Kap. 7.3)):
  - Unterer Wert: 35 €/t
    auf Basis des unteren Preiskorridors ab 2025 aus dem Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung vom 9. Okt. 2019 (Bundesregierung, 2019, S. 25)
  - Oberer Wert: 180 €/t
    auf Basis der Abschätzung der Schadenskosten für 2016 durch das Umweltbundesamt (UBA, 2019, S. 9)

Die Simulation der Konzepte greift auf folgende weitere Informationen zurück:

- Umgebungs-Temperaturprofil am Standort des Jahres 2017 (Deutscher Wetterdienst: www.dwd.de/DE/leistungen/klimadatendeutschland/klarchivstunden.html;jsessionid=CC0CCD7A48B44054C93EDF084F2339B0.live21061?nn=16102)
- EPEX-Strompreise des Jahres 2017 der Strombörse (EPEX SPOT, EEX Group, www.epexspot.com/en/market-data)

4.3 Umsetzungskonzept 1: Fernwärme

Auf dem Gelände der Zeche Westerholt verläuft eine Fernwärmetransportleitung der Firma Uniper Wärme GmbH, von der auch die Hertener Stadtwerke GmbH ihre Wärme bezieht und damit den Hertener Norden versorgt. Darüber hinaus wird bereits ein Teil der Bestandsgebäude am Zechengelände von Uniper Wärme mit Wärme aus den Grubengas-BHKW versorgt (vgl. Abb. 2-1 und Abb. 2-3 in Kap. 2.2). Vor diesem Hintergrund ist es naheliegend zu untersuchen, welche Wärmekonzepte auf Basis von Fern- bzw. Nahwärme für die Zieljahre 2030 und 2050 vielversprechend erscheinen.

Insbesondere die Kombination von Solarthermie und Fern- bzw. Nahwärme erscheint zielführend, wenn es darum geht, ökologisch vorteilhaft Lösungen mit lokalem oder regionalem Bezug zu entwickeln.

Eine detaillierte Beschreibung aller Aspekte der Einzeltechnologien findet sich in Anhang II in Kap. 8. Vor diesem Hintergrund soll nachfolgend vor allem auf Aspekte

eingegangen werden, die aus dem Zusammenwirken verschiedener Komponenten in den einzelnen Szenarien entstehen.

4.3.1 Darstellung Konzept 1

Fernwärme kann Wärme aus unterschiedlichen zentralen Erzeugern bündeln. Solarthermie kann mit unterschiedlichen Deckungsanteilen (mit oder ohne saisonale Speicher) geplant werden. Vor diesem Hintergrund wurden sechs realistisch erscheinende Sub-Szenarien (Unterkonzepte) für die Nutzung von Fernwärme untersucht.

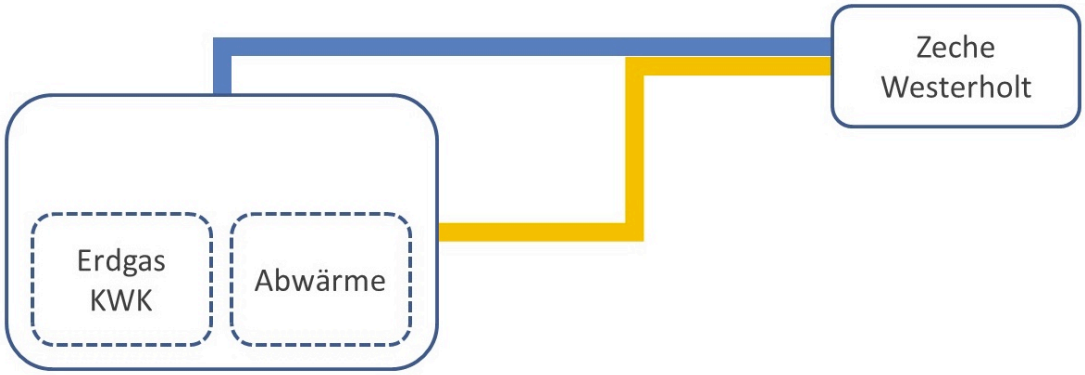
1 | Szenario 1a/1: 90% Erdgas GuD + 10 % Abwärme (ohne Solarthermie)
2 | Szenario 1a/2: 50% Erdgas GuD + 50 % Abwärme (ohne Solarthermie)
3 | Szenario 1b/1: Szenario 1a/1 (90/10) + kleine Solarthermie
4 | Szenario 1b/2: Szenario 1a/2 (50/50) + kleine Solarthermie
5 | Szenario 1c/1: Szenario 1a/1 (90/10) + große Solarthermie
6 | Szenario 1c/2: Szenario 1a/2 (50/50) + große Solarthermie

Die Unterkonzepte werden auf den folgenden Seiten kurz erläutert.

1) Szenario 1a/1: 90 % Erdgas GuD + 10 % Abwärme

In einem ersten Schritt wurde beim Fernwärmenetzbetreiber nachgefragt, aus welchen Quellen die Fernwärme in den Jahren 2030 und 2050 voraussichtlich stammen wird. Hier wurden in Absprache mit Uniper zwei wahrscheinliche Szenarien festgelegt. Zum einen kann die Fernwärme zu 90 % von einem hocheffizienten, modernen Gas- und Dampfturbinenheizkraftwerk (GuD-Anlage) erzeugt werden, welches sich durch einen sehr hohen elektrischen Wirkungsgrad bei hohen ausgekoppelten Fernwärmevorlauftemperaturen auszeichnet. Die Uniper Kraftwerke GmbH plant, die derzeit steinkohlegefeuerten Anlagen durch erdgasbefeuerte Energieerzeugungsanlagen zu ersetzen, um die Versorgung der umliegenden Industrie mit Strom und Dampf sowie der Versorgungsgebiete mit Fernwärme weiterhin gewährleisten zu können. Die Bauarbeiten an der Gas- und Dampfanlage (GuD) mit zwei Gasturbinen und einem gemeinsamen Abhitzekessel zur Dampferzeugung für eine nachgeschaltete Dampfturbine mit Wärmeauskopplung sollen am Standort Scholven bis zum Jahr 2022 abgeschlossen sein (Uniper SE, 2019). Die verbleibenden 10 % der Fernwärme würden aus Abwärme, z. B. von einer nahegelegenen Raffinerie, bereitgestellt werden. Da Abwärme letztlich ein Abfallprodukt[15] ist, wird Sie generell als CO_2-neutral betrachtet. Ihre Ressourcenverbrauchsfaktoren (Exergie) und Primärenergiefaktoren hängen nur von der Energiemenge und der Temperatur des rückgewonnenen Wärmestroms ab, da alle technologiebedingten Vorkettenverluste ausschließlich dem Hauptprozess zugeordnet werden, der ohne Abwärmeauskopplung in diesem Fall die Verlustwärme direkt an die Umgebung abgeben würde.

[15] Abwärme wird definitionsgemäß als ein *Abfallprodukt* angesehen, welches unvermeidbar ist. Ansonsten ist die Wärme ein *Koppelprodukt* (bei KWK-Anlagen).



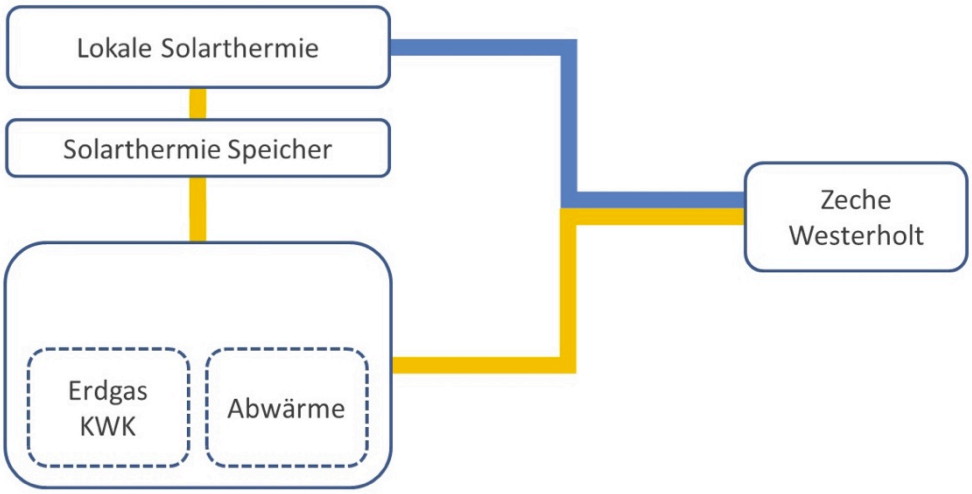
4-1 Prinzipskizze für die Fernwärmeversorgung (Konzept 1a/1 und 1a/2)

2) Szenario 1a/2: 50 % Erdgas GuD + 50 % Abwärme

Szenario 1b gleicht prinzipiell Szenario 1a mit dem Unterschied, dass für dieses Szenario angenommen wird, dass nur 50 % der Wärme aus einem GuD-Heizkraftwerk ausgekoppelt werden, während die übrigen 50 % der Wärme aus Abwärme, z. B. von einer nahegelegenen Raffinerie, stammen.

3) Szenario 1b/1: Szenario 1a/1 + kleine Solarthermie

Für dieses Szenario wird davon ausgegangen, dass Szenario 1a um eine Solarthermieanlage zur Deckung der sommerlichen Wärmelast erweitert wird. In einer Simulation wurde errechnet, dass eine Freiflächen-Solarthermieanlage mit einer Bruttokollektorfläche von **4 000 m² Flachkollektoren** für diese Zwecke ausreicht.



4-2 Prinzipskizze für die Fernwärmeversorgung *mit* Solarthermie (Konzepte 1b/1, 1b/2, 1c/1 und 1c/2)

4) Szenario 1b/2: Szenario 1a/2 + kleine Solarthermie

Dieses Szenario entspricht Szenario 1b/1 mit dem Unterschied, dass die Fernwärme gemäß Szenario 1a/2 (50 % Abwärme und 50 % Erdgas-GuD) erzeugt wird. Die Bruttokollektorfläche (4 000 m²) ist identisch mit Szenario 1b/1.

5) Szenario 1c/1: Szenario 1a/1 + große Solarthermie

Für dieses Szenario wird davon ausgegangen, dass Szenario 1a um eine Solarthermieanlage mit saisonaler Wärmespeicherung und einem hohen solaren Deckungsanteil von rund 50 % erweitert wird. Im Projekt wurde errechnet, dass eine Freiflächen-Solarthermieanlage mit einer Bruttokollektorfläche von **12 000 m² Flachkollektoren** mit einem saisonalen **Wärmespeicher** von **30 000 m³** für diese Zwecke erforderlich ist.

6) Szenario 1c/2: Szenario 1a/2 + große Solarthermie

Dieses Szenario entspricht Szenario 1c/1 mit dem Unterschied, dass die Fernwärme gemäß Szenario 1a/2 (50% Abwärme und 50% Erdgas-GuD) erzeugt wird. Die Bruttokollektorfläche (12 000 m²) und der saisonale Wärmespeicher (30 000 m³) sind identisch mit Szenario 1c/1.

4.3.2 Modellergebnisse Konzept 1

Es wurden drei Modelle der Konzepte 1a, 1b und 1c aufgebaut. Die Variation des Abwärmeanteils in der Fernwärme wurde rechnerisch auf Basis der Simulationsergebnisse bewertet, da dieser die Betriebsstrategie nicht beeinflusst.

Die Modellparameter und Betriebsstrategie der Simulationen sind folgende:

- Fernwärmeanschluss mit kontinuierlicher Verfügbarkeit
- Solarthermie in den Konzepten 1b und 1c mit Priorität der Netzeinspeisung
- Wärmespeicher in Tankbauweise im Konzept 1b. Die Beladung erfolgt nur durch die Solarthermie.
- Saisonaler Wärmespeicher im Konzept 1c. Auch hier erfolgt die Beladung nur durch die Solarthermie.

Folgende Auslegungsgrößen wurden im Rahmen der Simulation ermittelt:

Tab. 4-2 Komponenten und deren Auslegung in den drei Sub-Konzepten des Konzepts 1

	Einheit	Konzept 1a nur FW	Konzept 1b FW + ST Sommerdeckung	Konzept 1c FW + große ST
FW-Anschluss	kW	4 200	4 200	4 200
Solarthermie Kollektorfläche (Freifläche)	m^2	0	4 000	12 000
Speicher				
▪ Temperaturdifferenz	K	-	30	30
▪ Volumen	m^3	0	690	30 000

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der erwarteten Wärmeerzeugung aus der Simulation.

Tab. 4-3 Energiebilanzen des Konzepts 1

	Einheit	Konzept 1a/1 FW 90/10	Konzept 1a/1 FW 50/50	Konzept 1b/1 FW 90/10 + ST Sommer-deckung	Konzept 1b/1 FW 50/50 + ST Som-merdeckung	Konzept 1c/1 FW 90/10 + große ST	Konzept 1c/1 FW 50/50 + große ST
Fernwärme	MWh/a	10 192		8 510		4532	
▪ davon aus GuD	MWh/a	9 176	5 081	7 658	4 255	4 095	2 266
▪ davon aus Abwärme	MWh/a	1 016	5 111	851	4 255	437	2 266
Solarthermie	MWh/a	0		1 683		5 659	
	%	0 %		16,5 %		55,5 %	

Die erwarteten Anteile der solarthermischen Erzeugung liegen (bezogen auf die Gesamtwärmemenge von 10 192 MWh) in den Konzepten 1b bei 16,5 % und in den Konzepten 1c bei 55,5 %.

Tab. 4-4 zeigt eine Übersicht der Ergebnisse der verschiedenen Fernwärmekonzepte für die Zeche Westerholt für das Jahr 2030. In Tab. 4-5 sind die Ergebnisse für das Jahr 2050 dargestellt.

Der Anteil erneuerbarer Energien (EE-Anteil) und der Primärenergiefaktor (PEF) sind lediglich nachrichtlich angegeben, um einen Vergleich mit aktuellen politischen Vorgaben zu ermöglichen. Wie bereits bei der Beschreibung der Kriterien (Kap. 3.1) dargestellt, erlauben diese beiden Kriterien keine zuverlässige Aussage in Hinblick auf die Umweltfreundlichkeit der Konzepte. Aus diesem Grund wurden Sie für den quantitativen Vergleich nicht berücksichtigt.

Alle Annahmen und Berechnungsgrundlagen sind im Anhang in Tab. 7-2 bis Tab. 7-5 dokumentiert.

Tab. 4-4 Ergebnisse Fernwärmekonzepte für das Jahr 2030

Konzept 1 (2030)		1a/1 Fernwärme (90/10) ohne Solarthermie	1a/2 Fernwärme (50/50) ohne Solarthermie	1b/1 Fernwärme (90/10) + ST Sommerdeckiung	1b/2 Fernwärme (50/50) + ST Sommerdeckiung	1c/1 Fernwärme (90/10) + große ST	1c/2 Fernwärme (50/50) + große ST
Ökologische Kriterien							
Ressourcenverbrauchsfaktor	MWh_PEx/ MWh_Wärme	0,52	0,42	0,47	0,39	0,36	0,31
Ressourcenverbrauch	MWh_PEx/a	4.910	3.950	4.450	3.650	3.370	2.930
Spezifische THG-Emissionen	kg_CO2_äq/ MWh_Wärme	92	54	81	49	56	39
THG-Emissionen	t_CO2_äq/a	870	500	760	460	530	370
Anteil EE inkl. Abwärme (Endenergie)	%	10%	50%	25%	58%	60%	78%
Primärenergiefaktor (gesamt)	MWh_PE(ges)/ MWh_Wärme	0,57	0,78	0,65	0,82	0,83	0,92
Primärenergiefaktor (nicht erneuerbar)	MWh_PE(ne)/ MWh_Wärme	0,45	0,26	0,37	0,22	0,21	0,12
Wirtschaftliche Kriterien							
Energiekosten/Bezugskosten inkl. Eigenbedarf Strom	€/a	743.090	743.090	650.250	650.250	430.900	430.870
Rückerstattungen Stromeinspeisung KWK/PV	€/a	-	-	-	-	-	-
Jährliche CO2-Kosten (35 €/t)	€/a	30.280	17.650	26.730	16.230	18.430	12.790
Jährliche CO2-Kosten (180 €/t)	€/a	155.720	90.770	137.490	83.490	94.780	65.750
Summe jährliche Betriebskosten	€/a	-	-	13.630	13.630	53.050	53.050
Summe jährliche kapitalgebundene Kosten	€/a	26.900	26.900	110.180	110.180	409.480	409.480
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/a	800.270	787.640	800.800	790.300	911.860	906.180
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/a	925.720	860.760	911.560	857.560	988.200	959.150
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	85	84	85	84	97	96
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	98	92	97	91	105	102
Wärmepreis (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	92	91	92	91	105	104
Wärmepreis (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	107	99	105	99	114	111

Für das Jahr 2030 zeigt sich, dass die *Erhöhung des Abwärmeanteils* der Fernwärme von 10 % auf 50 % zu wesentlichen Einsparungen bei Treibhausgasemissionen und Ressourcenverbrauch führt. So werden mit dieser Maßnahme zwar nur ca. 20 % an Ressourcen eingespart, aber ca. 42 % an Treibhausgasemissionen, da Abwärme nicht mit CO_2-Emissionen belastet ist. Damit ist das Szenario 1a/2 eine hervorragende Grundlage für die Minimierung der Treibhausgasemissionen. Da die Einbindung von Abwärme von dem Fernwärmeversorger Uniper-Wärme GmbH realisiert werden muss, haben die Betreiber der Neuen Zeche Westerholt allerdings keinen unmittelbaren Einfluss auf die Zusammensetzung der gelieferten Fernwärme.

Die Nutzung von *Solarthermie* kann insbesondere in der *großen Variante* zu einer wesentlichen Verbesserung der ökologischen Qualität der Wärmeversorgung beitragen. Allerdings liegt hier der Wärmepreis oberhalb der Referenzvariante. Es müsste also für die Realisierung einer maximalen Solarthermienutzung auf dem Zechengelände ein Weg gefunden werden, wie die große Solarthermielösung wirtschaftlich tragfähig im Vergleich zu der einfachen Fernwärmeversorgung wird.

In jedem Fall bietet sich mindestens die Umsetzung einer *kleinen Solarthermielösung* an. Hiermit verbessern sich der ökologischen Kennzahlen (Ressourcenverbrauch und Treibhausgasemissionen) zwar nur moderat. Gleichzeitig ergeben sich allerdings auch noch Kosteneinsparungen gegenüber einer ausschließlichen Versorgung mit Fernwärme. Die Nutzung der Solarthermie zur Sommerdeckung verbessert sowohl die Gesamtwirtschaftlichkeit der Wärmeversorgung als auch die ökologische Qualität der Wärme.

Tab. 4-5 Ergebnisse Fernwärmekonzepte für das Jahr 2050

Konzept 1 (2050)		1a/1 Fernwärme (90/10) ohne Solarthermie	1a/2 Fernwärme (50/50) ohne Solarthermie	1b/1 Fernwärme (90/10) + ST Sommerdeckiung	1b/2 Fernwärme (50/50) + ST Sommerdeckiung	1c/1 Fernwärme (90/10) + große ST	1c/2 Fernwärme (50/50) + große ST
Ökologische Kriterien							
Ressourcenverbrauchsfaktor	MWh_PEx/ MWh_Wärme	0,51	0,41	0,46	0,37	0,35	0,30
Ressourcenverbrauch	MWh_PEx/a	4.780	3.820	4.330	3.520	3.250	2.820
Spezifische THG-Emissionen	kg_CO2_äq/ MWh_Wärme	86	48	76	44	51	34
THG-Emissionen	t_CO2_äq/a	810	450	710	410	480	320
Anteil EE inkl. Abwärme (Endenergie)	%	10%	50%	25%	58%	60%	78%
Primärenergiefaktor (gesamt)	MWh_PE(ges)/ MWh_Wärme	0,56	0,77	0,63	0,81	0,82	0,91
Primärenergiefaktor (nicht erneuerbar)	MWh_PE(ne)/ MWh_Wärme	0,43	0,24	0,36	0,20	0,20	0,11
Wirtschaftliche Kriterien							
Energiekosten/Bezugskosten inkl. Eigenbedarf Strom	€/a	820.840	820.840	714.890	714.890	464.570	464.530
Rückerstattungen Stromeinspeisung KWK/PV	€/a	-	-	-	-	-	-
Jährliche CO2-Kosten (35 €/t)	€/a	44.700	24.850	39.220	22.720	26.400	17.530
Jährliche CO2-Kosten (180 €/t)	€/a	146.290	81.330	128.370	74.370	86.390	57.370
Summe jährliche Betriebskosten	€/a	-	-	13.630	13.630	53.050	53.050
Summe jährliche kapitalgebundene Kosten	€/a	26.900	26.900	110.180	110.180	409.480	409.480
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/a	892.430	872.590	877.920	861.420	953.490	944.590
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/a	994.020	929.070	967.070	913.070	1.013.490	984.430
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	95	93	93	92	101	100
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	106	99	103	97	108	105
Wärmepreis (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	103	100	101	99	110	109
Wärmepreis (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	115	107	112	105	117	114

Die Ergebnisse für die Fernwärmekonzepte für das Jahr 2050 weichen nur geringfügig von denen für das Jahr 2030 ab. Die leichte Verbesserung der ökologischen Kriterien ist auf den erwarteten erhöhten Anteil erneuerbarer Energien im Strombezug für Hilfsstrom zurückzuführen. So wird davon ausgegangen, dass 2050 der Strom zu 95 % erneuerbar erzeugt wird und somit die Nutzung von Strom im Vergleich zu 2030 mit einem verringerten Ressourcenverbrauch und sehr niedrigen Treibhausgasmissionen einhergeht. Hilfsstrom wird in den Fernwärmekonzepten sowohl für den Betrieb des Fernwärmenetzes, des lokalen Wärmenetzes als auch der Solarthermieanlagen benötigt. Die gegenüber dem Jahr 2030 erhöhten Wärmepreise ergeben sich aus der Annahme, dass die Preise der Fernwärmelieferung mit der Preissteigerung beim Erdgasbezug 1:1 korreliert.

4.3.3 Stärken und Schwächen Konzept 1

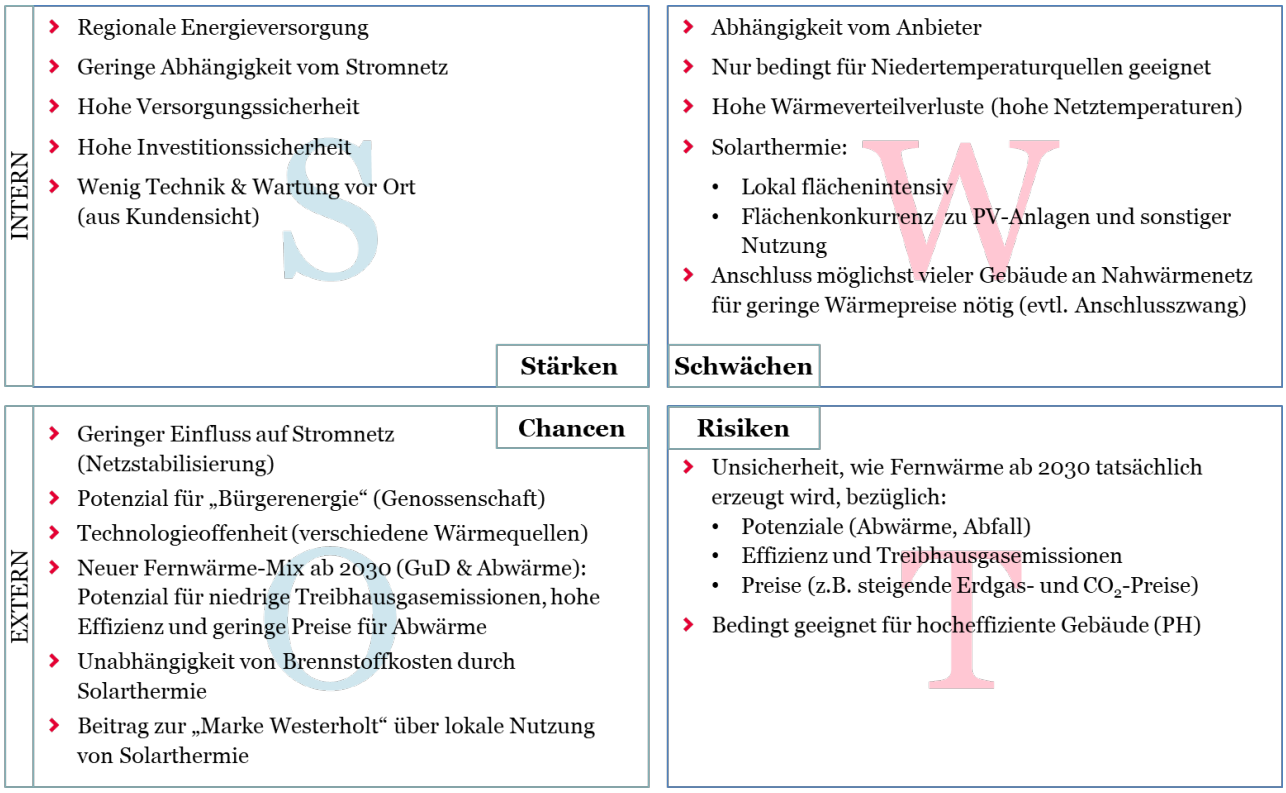


Abb. 4-2 Darstellung der Stärken (S - strengths), Chancen (O - opportunities), Schwächen (W - weaknesses) und Risiken (T - threats) der Fernwärmekonzepte für die Zeche Westerholt in einem SWOT Diagramm

Eine Wärmeversorgung der Zeche Westerholt auf Basis von Fernwärme kann insbesondere in Kombination mit Solarthermie eine ökologisch zukunftsfähige und wirtschaftlich attraktive Lösung sein. Im Idealfall würde im Falle einer Umsetzung darauf hingewirkt werden, dass die Fernwärme zu einem möglichst großen Teil aus Abwärme stammt.

Die Stärken des Konzepts liegen in ihrer hohen Versorgungssicherheit, da Fernwärmeanlagen professionell verwaltet werden, auf erprobten und zuverlässigen Technologien basieren und das grundsätzliche Potenzial für eine Diversifizierung verschiedener Wärmequellen gegeben ist.

Als zentrale Schwäche des Konzeptes kann die Abhängigkeit vom lokalen Versorger (natürliches Monopol) angesehen werden. Da Fernwärme stets regional begrenzt ist, ist ein Versorgerwechsel wie im Gas- oder Strommarkt nicht möglich.

Eine urbane Energiewende ist auf Basis der Fernwärme ökologisch und wirtschaftlich sinnvoll erreichbar. Die Möglichkeit, lokale Potenziale mit der Solarthermie auszuschöpfen und gleichzeitig die Zuverlässigkeit einer professionellen Wärmeversorgung in Anspruch zu nehmen, macht die verschiedenen Fernwärmekonzepte für die Zeche Westerholt zu sehr attraktiven Optionen. Dabei bleibt jedoch die Unsicherheit, wie die Fernwärme zukünftig erzeugt wird und der fehlende Einfluss, den die Verbraucher der Neuen Zeche Westerholt hierauf nehmen können.

4.4 Umsetzungskonzept 2: BHKW

Das Konzept 2 zeichnet sich durch eine Anpassung der Erzeugungsanlagen auf die sich ändernden Rahmenbedingungen am Standort des Zechengeländes sowie damit einhergehend durch eine Vielzahl an dezentralen Erzeugungsanlagen aus. Zunächst steht die Nutzung der vorhandenen Grubengas-BHKW im Rahmen von Konzept 2a im Vordergrund. Sobald das Grubengas jedoch endgültig versiegt, erfolgt die Einbindung weiterer Erzeugungsanlagen im Rahmen von Konzept 2b. Eine Beschreibung beider Teilkonzepte sowie eine Betrachtung der Stärken und Schwächen erfolgt im weiteren Verlauf des Kapitels.

4.4.1 Darstellung Konzept 2

Konzept 2 ist in die Teilkonzepte 2a und 2b unterteilt, die sich durch die vorhandenen Grubengas-BHKW als zentrale Erzeugungsanlagen unterscheiden:

- Konzept 2a:
  Realisierung eines Nahwärmenetzes bei weiterer Nutzung der Grubengas-BHKW
- Konzept 2b:
  Sukzessiver Übergang zum Betrieb des Nahwärmenetzes mittels Solarthermie, Grubenwasserwärmepumpe, Biomethan-BHKW und Brennstoffzelle während der Reduktion der Wärmeerzeugung durch die Grubengas-BHKW (bis hin zur Außerbetriebnahme)

Konzept 2a

Eine schematische Darstellung des Konzeptes 2a findet sich in Abb. 4-3.



Abb. 4-3 Schematische Darstellung der Energieinfrastrukturen in Konzept 2a

Die Wärmeversorgung des neuen Zechengeländes soll mittels Nahwärmenetz, welches durch eine Wärmeübergabestation an das Bestandswärmenetz angeschlossen ist, erfolgen (vgl. Konzept 1, Kapitel 4.3). Geringe Netztemperaturen im Nahwärmenetz reduzieren die Verteilungsverluste und erhöhen somit die Effizienz des Netzbetriebes. Sowohl die Einbindung der Wärme aus den Grubengas-BHKW als auch die Umstellung des Steinkohle-Kraftwerks Scholven auf Erdgas als Brennstoff sollen mittel- bis langfristig eine CO_2-arme Wärmeversorgung des neuen Zechengeländes mittels Nahwärmenetz, welches an das Fernwärmenetz als Backup angeschlossen ist, garantieren.

Abb. 4-4 zeigt sowohl die monatliche Wärmeerzeugung der Grubengas-BHKW als auch den prognostizierten Wärmebedarf des neuen Zechengeländes.

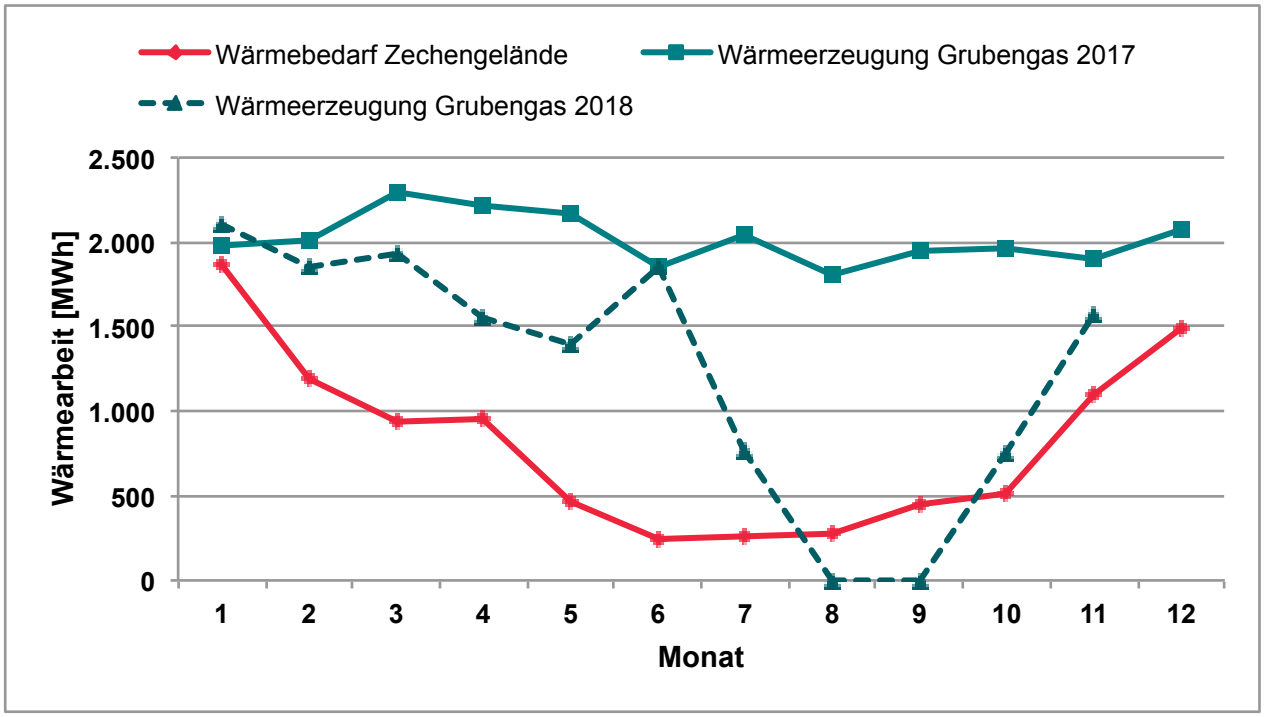


Abb. 4-4 Wärmeerzeugung durch Grubengas-BHKW und prognostizierter Wärmebedarf des neuen Zechengeländes

Hinweis: Bedingt durch einen Wärmetauscherdefekt an den BHKW fehlen die Werte für August und September 2018

Es wird deutlich, dass die Wärmeerzeugung der Grubengas-BHKW bilanziell für die Wärmeversorgung des neu zu bebauenden Zechengeländes mehr als ausreichend ist. In den Wintermonaten auftretende Lastspitzen, die bis zu ca. 4 MW_{th} erreichen, können durch den Fernwärmebestand gedeckt werden. Die Grubengas-BHKW alleine weisen bereits in Summe eine thermische Leistung in Höhe von 3,3 MW auf, der vorhandene Fernwärmebestand mit großen Leistungsreserven kann die Differenz leicht decken. Zur Vorbereitung des Konzeptes 2b sind bereits im Rahmen von Konzept 2a Flächen für Solarthermieanlagen (ST) und Speicher zu reservieren. Als Größenordnung zur Auslegung der Solarthermieanlagen wird die Sommerlast des Versorgungsgebietes herangezogen. Die Speicherung der solarthermisch erzeugten Wärme erfolgt mittels eines Tag-/Nacht- oder Wochenendspeicherkonzeptes. Für den Wärmespeicher wird die Nutzung des im Nordosten des Zechengeländes vorhandenen Schachts 3 vorgeschlagen, um keine weiteren Flächen zu belegen.

Abb. 4-5 zeigt das Energie-Flussdiagramm für Konzept 2a. Es wird deutlich, dass die Wärmeeinspeisung der Grubengas-BHKW in die Fernwärmebestandsleitung erfolgt. Dementsprechend ist das Nahwärmenetz zur Versorgung der neuen Zeche über eine Wärmeübergabestation anzuschließen, in der entsprechende Temperaturen und Drücke eingestellt werden. Für weitere Erzeugungsanlagen werden im Rahmen von Konzept 2a lediglich Flächen reserviert.

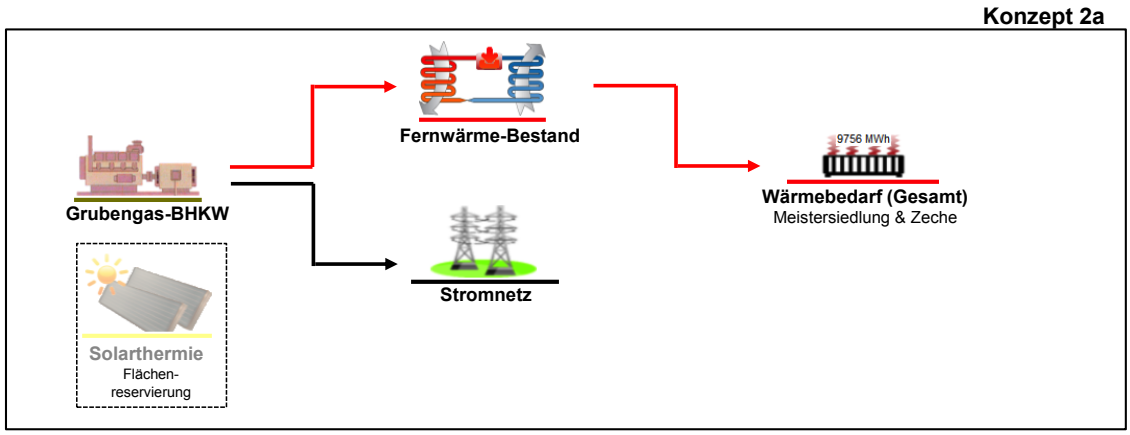


Abb. 4-5 Energieflussdiagramm Konzept 2a

Konzept 2b

Das Konzept 2b ist als Nachfolge des o.g. Konzepts 2a zu verstehen. Eine vollständige Umstellung erfolgt dann, wenn das Grubengas versiegt und zum Betrieb der Grubengas-BHKW nicht mehr ausreicht. Das Grubengas wird durch den Anstieg des Grubenwassers stetig verdrängt. Wie lange dieser Verdrängungsprozess dauert, ist jedoch nur schwer abzusehen. Aufbauend auf Simulationsrechnungen des Betreiberunternehmens Minegas ist in den nächsten 10 Jahren nicht mit einem zu hohen Anstieg des Grubenwassers zu rechnen, so dass in diesem Zeitraum von der fortwährenden Grubengasnutzung ausgegangen werden kann. Anhand von Messungen des Gasdruckes kann frühzeitig (etwa 5 Jahre vorher) abgeschätzt werden, wann das Grubengas versiegen wird und eine sukzessive Umstellung von Konzept 2a auf 2b nötig ist.

Das Schaubild zum Konzept 2b findet sich in Abb. 4-6. Der Umstellungszeitpunkt resultiert aus dem Zeitpunkt des Versiegens des Grubengases, welcher für das Jahr 2030 prognostiziert ist. Da die Umstellung sukzessive erfolgen muss, sind erste Maßnahmen entsprechend schon vorher umzusetzen.

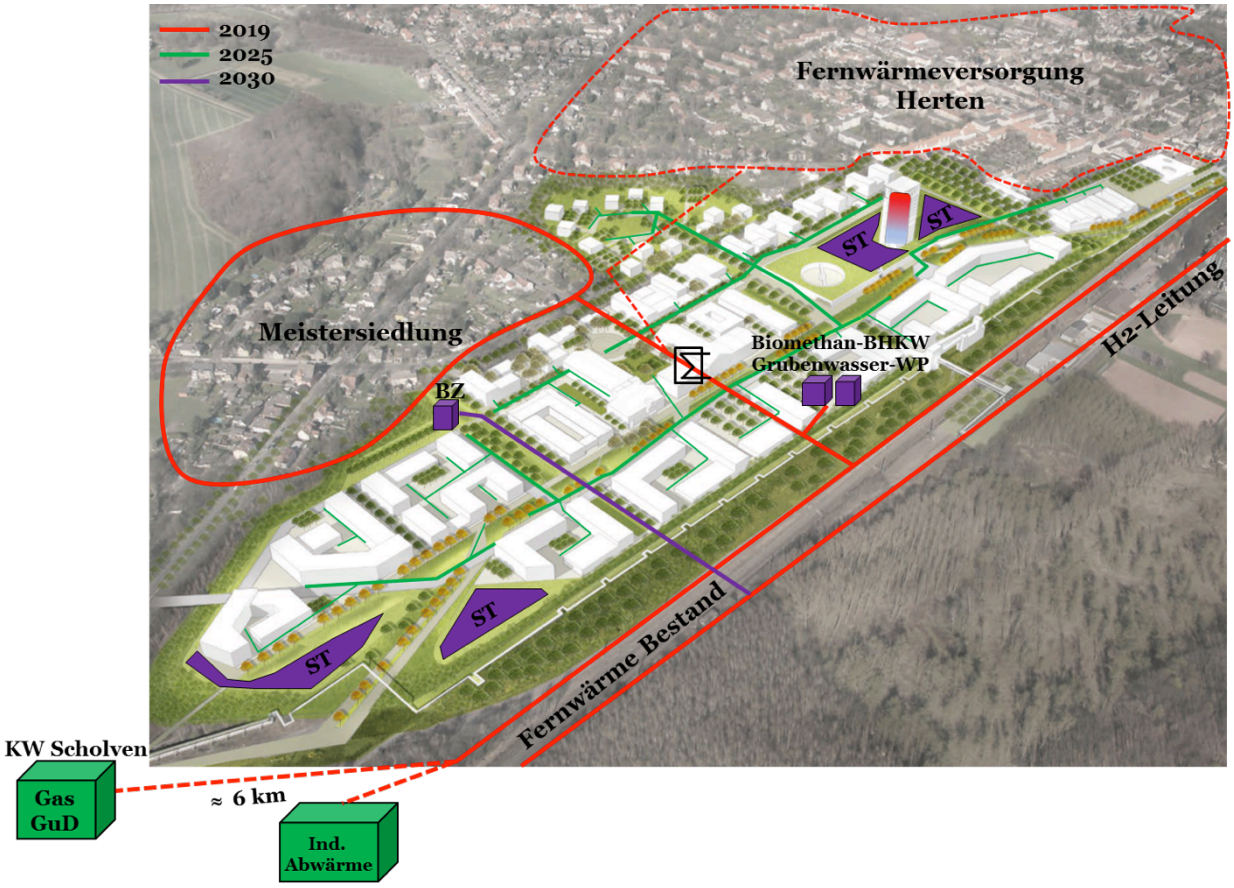


Abb. 4-6 Schematische Darstellung der Energieinfrastrukturen in Konzept 2b

Als Nachfolge der Grubengas-BHKW sollen Biomethan-BHKW eingesetzt werden. Da das am Standort der BHKW vorhandene Grubenwasser (welches das Grubengas allmählich verdrängt) ein hohes Abwärmepotenzial aufweist, soll zusätzlich zu den Biomethan-BHKW eine Grubenwasserwärmepumpe errichtet werden. Diese beiden regelbaren Anlagenkonzepte stellen die Grundlage der Wärmeversorgung in Konzept 2b dar.

Die im Rahmen von Konzept 2a reservierten Flächen sollen für die Errichtung von Solarthermieanlagen genutzt werden. Durch das geringe Temperaturniveau des Nahwärmenetzes können kostengünstige Flachkollektoren eingesetzt werden. Wegen der CO_2-freien Wärmeerzeugung mittels Solarthermie soll ein möglichst hoher solarer Deckungsgrad erreicht werden. Aufgrund der vorhandenen Wasserstoffleitung im Süden des Zechengeländes bietet sich zukünftig auch die Errichtung einer hocheffizienten Brennstoffzelle zur gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung an. Je nach örtlicher Verteilung der dezentralen Wärmeerzeuger sind weitere Wärmespeicherstandorte zu prüfen. Die über das gesamte Zechengelände verteilte Energieerzeugung entspricht dem Trend hin zu dezentralen Konzepten. Bei dezentraler Einspeisung in das Nahwärmenetz lassen sich viele Erkenntnisse bezüglich der Netzhydraulik und -thermik gewinnen, die auf zukünftige Quartierskonzepte und größere, urbane Energieversorgungssysteme übertragbar sein können.

In Abb. 4-7 ist das Energieflussdiagramm für Konzept 2b dargestellt. Je nach vorhandenen Lieferverträgen kann die bestehende Fernwärme weiterhin als Backup eingesetzt werden. Die Wärmeversorgung mit den vier verschiedenen Technologien

erfolgt über einen gemeinsamen Wärmespeicher, der z.B. als Schichtenspeicher ausgeführt sein kann. Als Speicherkonzept kann neben einem zentralen Universalspeicher mit verschiedenen Temperaturzonen für die unterschiedlichen Einspeiser ebenso ein dezentrales Konzept (mehrere kleinere Speicher an den verschiedenen Erzeugerstandorten) verfolgt werden. Entsprechende Entscheidungen können nur auf Basis von Simulationsrechnungen erfolgen. Im Gegensatz zu Konzept 2a erfolgt die Wärmeeinspeisung der dezentralen Anlagen nicht zunächst in das Fernwärmebestandsnetz sondern über den Wärmespeicher unmittelbar in das Nahwärmenetz zur Deckung des Wärmebedarfes des Zechengeländes.

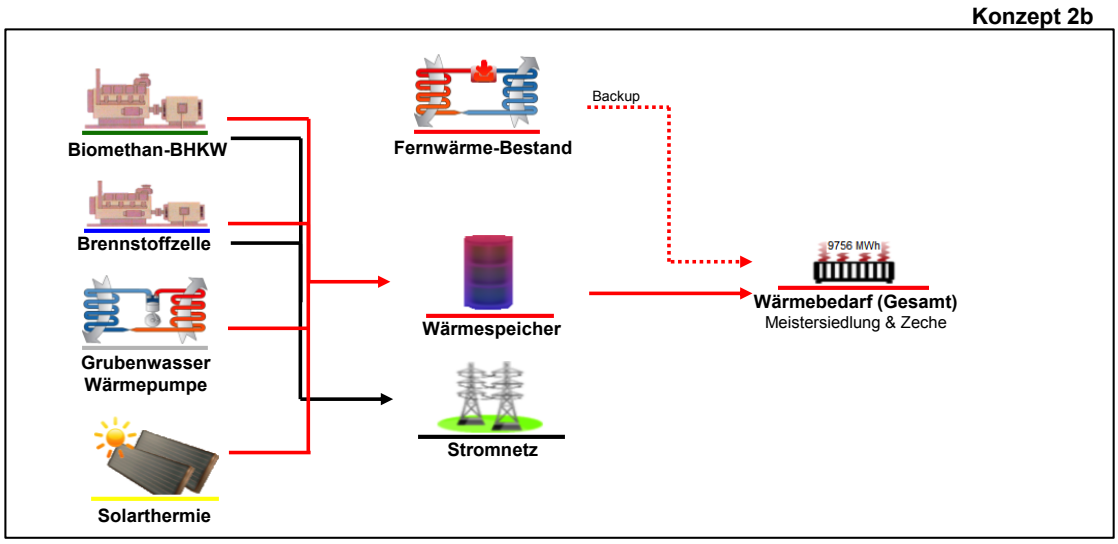


Abb. 4-7 Energieflussdiagramm Konzept 2b

4.4.2 Modellergebnisse Konzept 2

Für eine technische Auswertung der Simulationsergebnisse werden die Konzepte 2a und 2b separat betrachtet, da der genaue Zeitpunkt der Umstellung von Konzept 2a auf 2b in der Simulation keine Rolle spielt (eine schrittweise Umstellung wurde nicht simuliert). Im Gegensatz dazu ist für die wirtschaftliche Bewertung des Konzeptes 2 der Umstellungszeitpunkt von besonderer Bedeutung, da mit der Umstellung zum einen weitere Investitionskosten anfallen und zum anderen abweichende Betriebskosten und Erlöse zu berücksichtigen sind.

Folgende Auslegungsgrößen wurden im Rahmen der Simulation ermittelt:

Tab. 4-6 Komponenten und deren Auslegung in den zwei Teilkonzepten des Konzepts 2

	Einheit	Konzept 2a Grubengas-BHKW	Konzept 2b Biomethan-BHKW mit weiteren Erzeugern
BHKW			
▪ el. Leistung	kW_{el}	4 050	1 286
▪ th. Leitung	kW_{th}	3 300	1 413
▪ Feuerungswärmeleistung	kW	10 125	3 091
Brennstoffzelle			
▪ el. Leistung	kW_{el}	-	100
▪ th. Leitung	kW_{th}	-	100
▪ Feuerungswärmeleistung	kW	-	220
Kompressions-WP			
▪ el. Leistung	kW_{el}	-	133
▪ th. Leistung	kW_{th}	-	400
▪ JAZ	-	-	3
Solarthermie Kollektorfläche (Freifläche)	m^2	-	4 000
Speicher			
▪ Temperaturdifferenz	K	-	30
▪ Volumen	m^3	-	690
FW-Anschluss	kW	4 200	4 200

Die nachfolgende Tabelle zeigt die Ergebnisse der erwarteten Wärmeerzeugung aus der Simulation.

Tab. 4-7 Energiebilanzen in den zwei Teilkonzepten des Konzepts 2

	Einheit	Konzept 2a Grubengas-BHKW	Konzept 2b Biomethan-BHKW mit weiteren Erzeugern
BHKW			
▪ Stromerzeugung	MWh/a	12 494	4 285
▪ Wärmeerzeugung	MWh/a	10 181	4 708
▪ Brennstoffbedarf	MWh/a	34 591	11 406
Brennstoffzelle			
▪ Stromerzeugung	MWh/a	-	775
▪ Wärmeerzeugung	MWh/a	-	775
▪ Brennstoffbedarf	kg H_2	-	41 307
Kompressions-WP			
▪ Wärmeerzeugung	MWh/a	-	2 425
▪ Strombedarf	MWh/a	-	808
▪ davon über Netzbezug	MWh/a	-	202
Solarthermie	MWh/a	-	1 683
Fernwärme	MWh/a	11	601

4.4.2.1 Modellergebnisse Konzept 2a

Die Wärmeerzeugung der drei Grubengas-BHKW (GG-BHKW) aus Konzept 2a ist in Tab. 4-7 sowie in Abb. 4-8 dargestellt. In der Abbildung werden die unterschiedlichen Betriebszeiten der GG-BHKW deutlich: Die Grundlastversorgung erfolgt ganzjährig (8 760 Betriebsstunden) durch BHKW 1 in Volllast oder Teillast. Bezogen auf seine Nennlast erreicht es ca. 6 480 Volllaststunden pro Jahr. In den Übergangsmonaten werden je nach Wärmebedarf zusätzlich die BHKW 2 und 3 herangezogen, wobei das BHKW 3 bis auf wenige Ausnahmen nur in den Wintermonaten zum Einsatz kommt (ca. 370 Volllaststunden bei 1 050 Betriebsstunden pro Jahr). Das BHKW 2 weist bei 4 070 Betriebsstunden jährliche Volllaststunden in Höhe von ca. 2 400 auf.

Wie bereits in Kap. 4.4.1 erwähnt, ist eine vollständige Spitzenlastabdeckung auf Basis der vorhandenen BHKW nicht möglich. Daher muss in 50 Stunden des Jahres zusätzlich auf Wärme aus der Bestandsfernwärmeleitung zurückgegriffen werden (s. „Übergabe FW“ in Abb. 4-8).

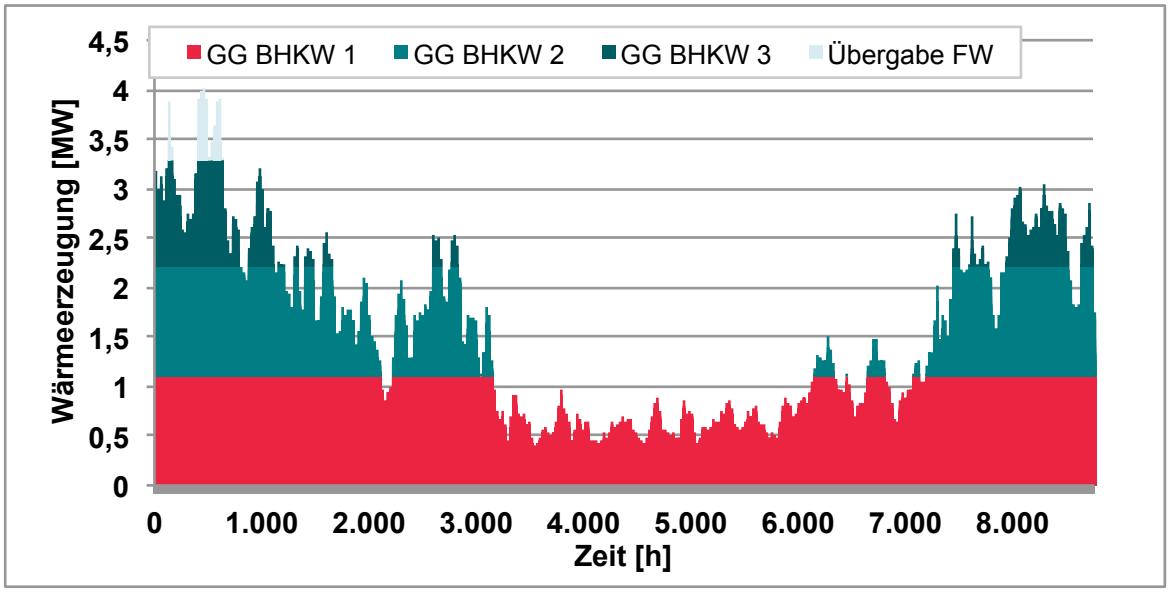


Abb. 4-8 Wärmeerzeugung Konzept 2a (Jahresverlauf)

Abb. 4-9 zeigt die aus der Wärmeerzeugung resultierenden Wärmedeckungsgrade der einzelnen GG-BHKW sowie des Fernwärmebestandes. Wie zu erwarten, wird mit 0,1 % lediglich ein unwesentlicher Anteil durch die Nutzung des Fernwärmebestandes gedeckt. Mit 70 % erfolgt der Großteil der Wärmeversorgung mittels GG-BHKW 1.

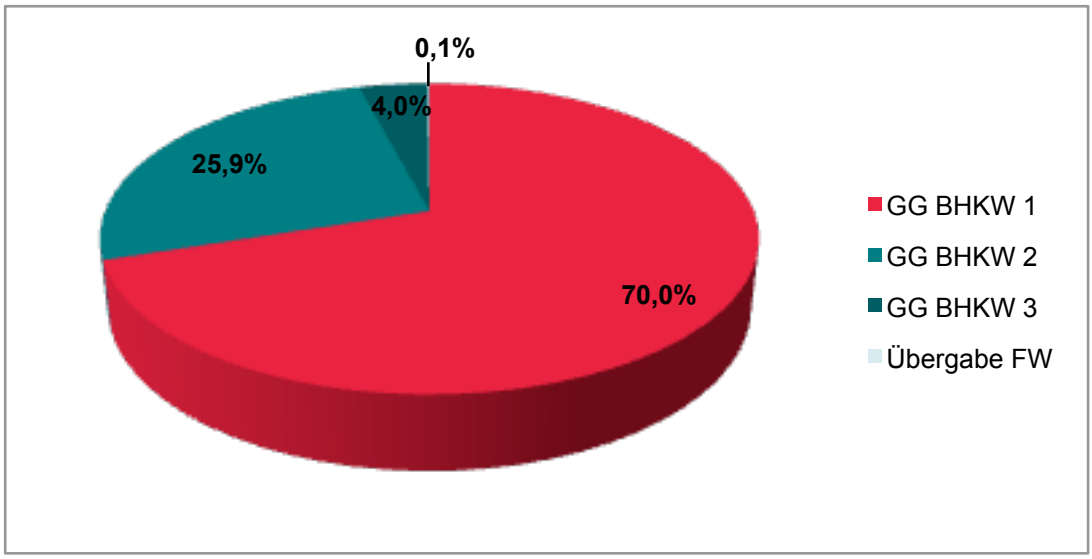


Abb. 4-9 Wärmedeckungsgrade Konzept 2a

In Summe werden durch die drei Grubengas-BHKW, welche durch den KWK-Prozess sowohl Strom als auch Wärme erzeugen, rund 12 500 MWh Strom pro Jahr erzeugt und in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist. Die Aufteilung der Stromerzeugung auf die drei BHKW ergibt sich durch die wärmegeführte Betriebsweise nahezu analog zur Aufteilung der Wärmeerzeugung.

Für die Wärmeversorgung mittels Konzept 2a werden unter Berücksichtigung der Voll- und Teillastwirkungsgrade der Grubengas-BHKW pro Jahr ca. 34 600 MWh

Grubengas für eine Wärmeerzeugung von 10 180 MWh benötigt. Zusätzlich werden 11 MWh Wärme aus der Fernwärme-Bestandsleitung bezogen.

4.4.2.2 Modellergebnisse Konzept 2b

Durch die Umstellung von Konzept 2a auf Konzept 2b werden die Grubengas-BHKW durch eine Vielzahl an regenerativen Wärmeerzeugungsanlagen ersetzt.

Für einen sowohl ökonomisch als auch ökologisch möglichst effizienten Betrieb folgt der Einsatz der Erzeugungsanlagen gewissen Prioritäten. Absoluten Vorrang vor allen anderen Erzeugungsanlagen hat immer die Solarthermieanlage, da ihr Betrieb nicht vom Strompreis, sondern von der solaren Strahlungsstärke abhängig ist und sie keine Brennstoffkosten verursacht. Die Einsatzreihenfolge der Wärmepumpe, der Brennstoffzelle und des Biomethan-BHKW richtet sich nach dem Preis an der Strombörse, welcher in stündlicher Auflösung berücksichtigt wird. In der Regel wird die Brennstoffzelle bei hohen Strompreisen betrieben. Im Gegensatz dazu erfolgt der Betrieb der Wärmepumpe bei möglichst geringen Strombezugspreisen. Letzte Priorität hat das Biomethan-BHKW, welches nur zu 50 % des Jahres in Betrieb sein darf, um nach aktuellen Förderbedingungen den Flex-Zuschlag zu erhalten. Aus diesem Grund wird im Sommer, also in Zeiten tendenziell niedrigerer Netzlasten, häufiger auf die Wärmepumpe zurückgegriffen. Liegt der Börsenpreis für Grundlaststrom oberhalb von 70 €/MWh, dann vertauschen sich die Prioritäten von Biomethan-BHKW und Wärmepumpe.

Die Wärmeerzeugung dieser Anlagen ist in Abb. 4-10 im Jahresverlauf dargestellt. Es lässt sich erkennen, dass sowohl die Brennstoffzelle als auch die elektrische Wärmepumpe in der Grundlast liegen. In Konzept 2b ist im Gegensatz zum Vorgängerkonzept 2a die Nutzung eines Wärmespeichers zur Erhöhung der Deckungsgrade der regenerativen Wärmeerzeuger erforderlich. Der Speicher kann mit Wärme aus der Solarthermieanlage, dem Biomethan-BHKW, der elektrischen Wärmepumpe sowie der Brennstoffzelle befüllt werden. Der Speicherfüllstand im Jahresverlauf ist in Abb. 4-10 auf der Sekundärachs dargestellt.

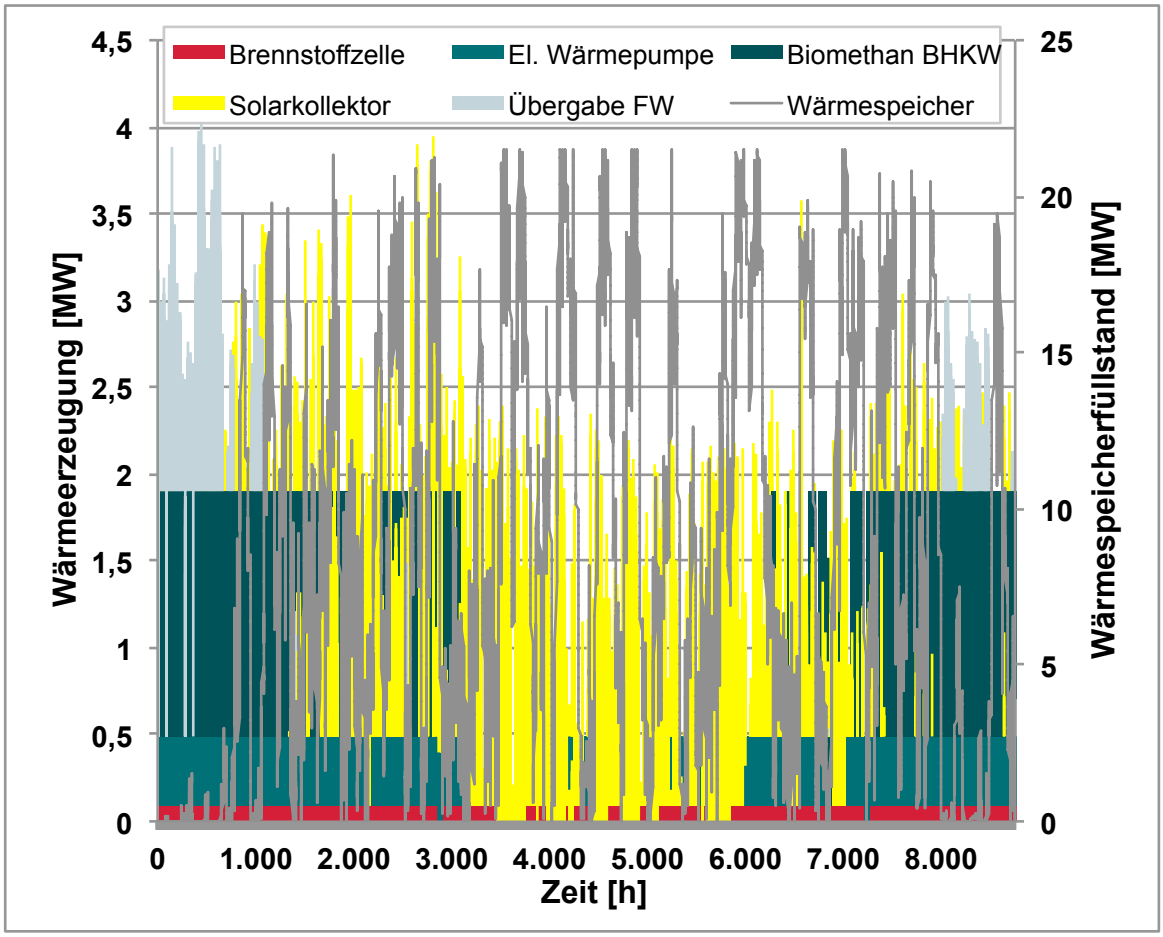


Abb. 4-10 Wärmeerzeugung Konzept 2b (Jahresverlauf)

Für eine bessere Übersicht werden im Folgenden ein Starklastmonat (Januar, Abb. 4-11) und ein Schwachlastmonat (Juli, Abb. 4-12) betrachtet.

Im Januar wird der Großteil des Wärmebedarfes mittels Biomethan-BHKW gedeckt. Insgesamt erfolgt im Januar die Wärmeerzeugung durch alle im Konzept betrachteten Anlagen, wobei die Solarthermie lediglich einen geringen Wärmedeckungsgrad aufweist. Im Gegensatz zu Konzept 2a ist die Spitzenlastabdeckung durch den Fernwärmebestand in den Wintermonaten mit hohem Wärmebedarf deutlich häufiger nötig (vgl. Abb. 4-13, Wärmedeckungsgrad Fernwärmebestand im Gesamtjahr = 5,9 %).

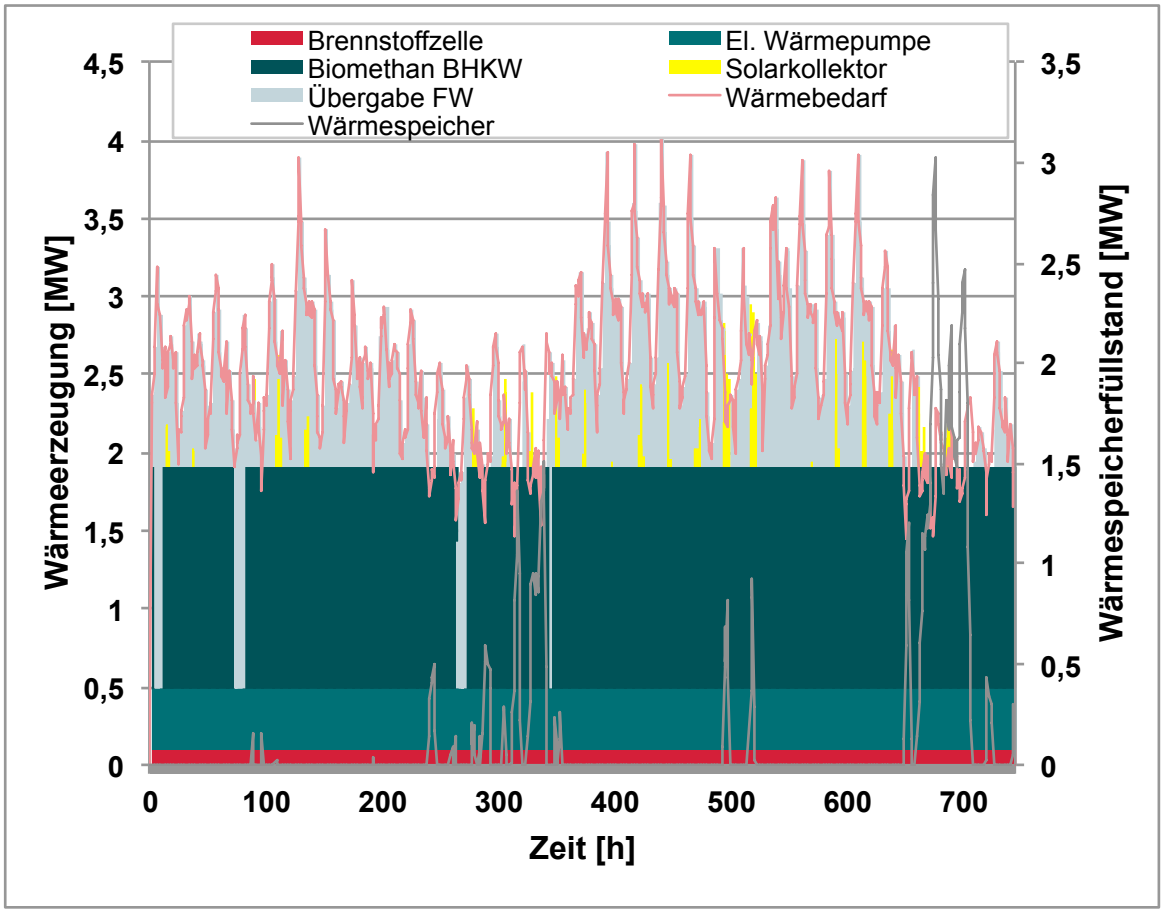


Abb. 4-11 Wärmeerzeugung Konzept 2b (Januar)

Die Wärmeerzeugung im Juli erfolgt lediglich durch die Brennstoffzelle, die elektrische Wärmepumpe sowie die Solarthermieanlage. Durch die intensive Nutzung des Wärmespeichers kann zeitweise vollständig auf den Betrieb der Erzeugungsanlagen verzichtet werden, da der Bedarf durch die Speicherentladung gedeckt werden kann.

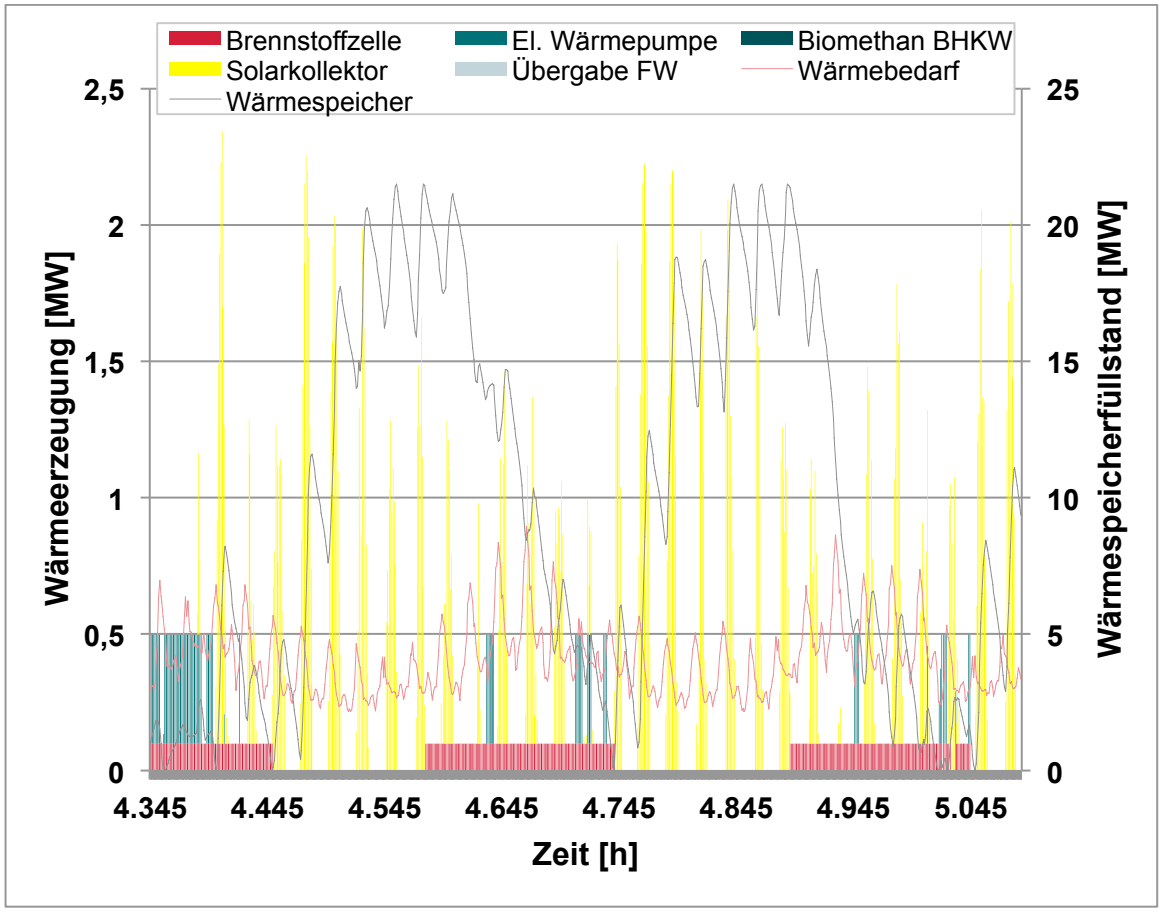


Abb. 4-12 Wärmeerzeugung Konzept 2b (Juli)

Die jährlichen Wärmedeckungsgrade aller in Konzept 2b betrachteter Erzeugungsanlagen finden sich in Abb. 4-13 und die Energiebilanzen in Tab. 4-7. Fast die Hälfte des Wärmebedarfes wird durch das Biomethan-BHKW abgedeckt, wodurch neben einer jährlichen Wärmeerzeugung von 4 710 MWh bei ca. 3 330 Volllaststunden pro Jahr außerdem 4 290 MWh Strom jährlich in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist werden. Eine Deckung des Eigenstrombedarfes der Wärmepumpe erfolgt nur durch die Brennstoffzelle. Für die Stromerzeugung durch das Biomethan-BHKW liegt nach derzeitigem EEG eine Einspeisepflicht vor, um von einer Vergütung zu profitieren[16].

Ebenso werden mittels Brennstoffzelle Strom und Wärme gleichzeitig erzeugt. Durch die geringe Leistung (100 kW elektrisch und thermisch) liegt die Erzeugung trotz hoher Volllaststundenzahl (7 750 h/a) allerdings bei lediglich 775 MWh_{th} (Wärmedeckungsgrad in Höhe von 7,6 %) und 775 MWh_{el}. Im Gegensatz zum Biomethan-BHKW wird der durch die Brennstoffzelle erzeugte Strom nur teilweise in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist. Der Betrieb der Wärmepumpe erfordert den Einsatz von 808 MWh Strom, wovon lediglich 25 % aus dem Stromnetz bezogen werden. Dementsprechend werden 606 MWh Strom für den Betrieb der Wärmepumpe durch die Brennstoffzelle zur Verfügung gestellt. Diese Kopplung hat den

[16] Dieser Umstand kann sich bei Anpassung der regulatorischen Rahmenbedingungen (hier in Form des Erneuerbare-Energien-Gesetzes) in den kommenden Jahren durchaus ändern. In diesem Fall könnte der Strom auch zu Eigenbedarfszwecken genutzt werden.

Vorteil, dass trotz Zahlung einer anteiligen EEG-Umlage auf den eigenverbrauchten Strom hohe Strombezugskosten vermieden werden können. Insgesamt werden durch die elektrische Wärmepumpe 2 425 MWh Wärme pro Jahr bei einer Volllaststundenzahl in Höhe von ca. 6 080 h/a erzeugt. Es ergibt sich eine Jahresarbeitszahl in Höhe von 3.

Durch die Einbindung des Wärmespeichers wird ein solarer Deckungsgrad in Höhe von 16,5 % erreicht.

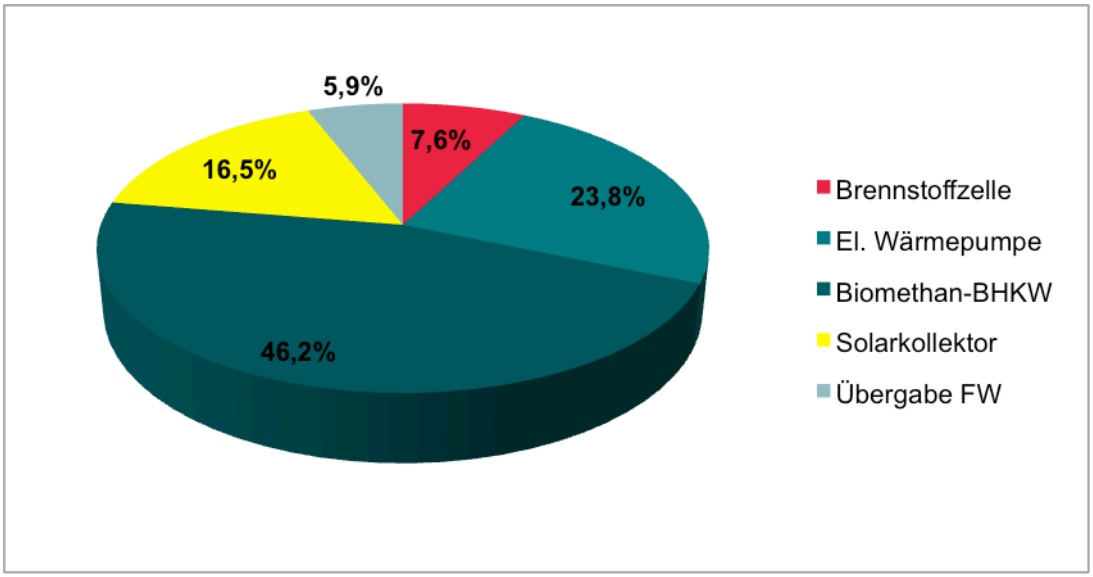


Abb. 4-13 Wärmedeckungsgrade Konzept 2b

Der Betrieb aller Erzeugungsanlagen aus Konzept 2b erfordert den Einsatz von rund1 630 MWh Wasserstoff für die Brennstoffzelle, 10 300 MWh Biomethan für das BHKW, 810 MWh Strom für die elektrische Wärmepumpe sowie eine Wärmeübergabe in Spitzenlastzeiten durch den Fernwärmebestand an das Nahwärmenetz zur Versorgung des Zechengeländes in Höhe von 600 MWh. Der Betrieb der Solarthermieanlage (1 680 MWh) erfolgt brennstofffrei.

Auf Basis der Energiebilanzen sowie mittels Abschätzung von Investitions- und Betriebskosten werden die ökologischen und ökonomischen Kriterien der zwei Konzeptvarianten bestimmt. In der Tab. 4-8 sind die beiden Konzepte für das Jahr 2030 gegenübergestellt. Darüber hinaus ist in einer Mischkalkulation über die angenommene Laufzeit beider Konzepte der erwartete Mittelwert aller Bewertungskriterien über die Gesamtlaufzeit bestimmt. Die Investitionskosten beinhalten nicht die Gasanschlussleitung, da der nächstgelegene Anschlusspunkt mit ausreichender Kapazität noch nicht identifiziert werden konnte. Vermutlich befindet sich dieser an der Ostgrenze des Zechengeländes. Die Anschlusskosten werden als untergeordnet im Rahmen der Gesamtkosten des Konzepts erwartet.

Der Ressourcenverbrauch sowie die THG-Emissionen und der PEF (gesamt) des Konzepts 2a fallen geringer aus als in Konzept 2b. Da Grubengas nicht als erneuerbar gewertet wird, schneidet das Konzept 2b in der Bewertung des Anteils erneuerbarer Energien und des nicht-erneuerbaren Anteil des PEF besser ab. Da die bestehenden Grubengas-BHKW kaum investive Maßnahmen erfordern und zudem eine Vergü-

tung für den eingespeisten Strom angesetzt wird, sind deren Wärmesystemkosten isoliert betrachtet - und im Gegensatz zu den hochinvestiven Maßnahmen in Konzept 2b - sehr gering. In der Mischung beider Konzepte werden Wärmepreise im Bereich von 110 – 120 €/MWh erwartet, je nach angesetzten Kosten für die CO_2-Emissionen.

Tab. 4-8 Ökologische und ökonomische Bewertung des Konzepts 2 für 2030

Konzept 2 (2030)		2a BHKW (Grubengas)	2b BHKW (Biomethan) + Brennstoffzelle, el. WP, ST	2 gesamt (Mix 2a + 2b) Annahme: Umstellung 2a auf 2b im Jahr 2030
Ökologische Kriterien				
Ressourcenverbrauchsfaktor	MWh_PEx/ MWh_Wärme	0,49	0,56	0,55
Ressourcenverbrauch	MWh_PEx/a	4.640	5.270	5.140
Spezifische THG-Emissionen	kg_CO2_äq/ MWh_Wärme	33	59	54
THG-Emissionen	t_CO2_äq/a	310	560	510
Anteil EE inkl. Abwärme (Endenergie)	%	0%	71%	57%
Primärenergiefaktor (gesamt)	MWh_PE(ges)/ MWh_Wärme	0,49	0,79	0,73
Primärenergiefaktor (nicht erneuerbar)	MWh_PE(ne)/ MWh_Wärme	0,48	0,11	0,19
Wirtschaftliche Kriterien				
Energiekosten/Bezugskosten inkl. Eigenbedarf Strom	€/a	527.400	1.272.170	1.123.210
Rückerstattungen Stromeinspeisung KWK/PV	€/a	- 624.710	- 510.850	- 533.620
Jährliche CO2-Kosten (35 €/t)	€/a	10.930	19.540	17.820
Jährliche CO2-Kosten (180 €/t)	€/a	56.200	100.510	91.650
Summe jährliche Betriebskosten	€/a	112.450	61.990	62.660
Summe jährliche kapitalgebundene Kosten	€/a	26.900	281.690	230.730
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/a	52.960	1.124.540	900.800
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/a	98.240	1.205.510	974.630
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	6	120	96
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	10	128	104
Wärmepreis (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	11	135	109
Wärmepreis (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	17	144	118

Werden die ökologischen und ökonomischen Kennzahlen an die angenommenen Randbedingungen von 2050 angepasst, ergeben sich folgende Ergebnisse (Tab. 4-9):

Tab. 4-9 Ökologische und ökonomische Bewertung des Konzepts 2 für 2050

Konzept 2 (2050)		2a BHKW (Grubengas)	2b BHKW (Biomethan) + Brennstoffzelle, el. WP, ST	2 gesamt (Mix 2a + 2b) Annahme: Umstellung 2a auf 2b im Jahr 2030
Ökologische Kriterien				
Ressourcenverbrauchsfaktor	MWh_PEx/ MWh_Wärme	0,49	0,52	0,51
Ressourcenverbrauch	MWh_PEx/a	4.590	4.850	4.800
Spezifische THG-Emissionen	kg_CO2_äq/ MWh_Wärme	31	39	37
THG-Emissionen	t_CO2_äq/a	290	370	350
Anteil EE inkl. Abwärme (Endenergie)	%	0%	71%	57%
Primärenergiefaktor (gesamt)	MWh_PE(ges)/ MWh_Wärme	0,48	0,73	0,68
Primärenergiefaktor (nicht erneuerbar)	MWh_PE(ne)/ MWh_Wärme	0,47	0,11	0,18
Wirtschaftliche Kriterien				
Energiekosten/Bezugskosten inkl. Eigenbedarf Strom	€/a	525.860	1.271.980	1.122.760
Rückerstattungen Stromeinspeisung KWK/PV	€/a	- 624.710	- 510.850	- 533.620
Jährliche CO2-Kosten (35 €/t)	€/a	16.020	20.120	19.300
Jährliche CO2-Kosten (180 €/t)	€/a	52.420	65.840	63.160
Summe jährliche Betriebskosten	€/a	112.450	61.990	72.080
Summe jährliche kapitalgebundene Kosten	€/a	26.900	281.690	230.730
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/a	56.510	1.124.940	911.250
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/a	92.910	1.170.660	955.110
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	6	120	97
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	10	125	102
Wärmepreis (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	5	129	105
Wärmepreis (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	9	135	110

4.4.3 Stärken und Schwächen Konzept 2

Die Stärken, Schwächen, Chancen und Risiken der Konzepte 2a und 2b finden sich in Abb. 4-14 und Abb. 4-15. Beide Konzepte weisen die Stärke auf, dass lokale bzw. regionale Brennstoffe (Grubengas bzw. Wasserstoff) sowie regionale bzw. lokale Wärmepotenziale (Fernwärme und Grubenwasser) einen wesentlichen Anteil der Wärmeversorgung decken. Des Weiteren kann durch die Grubengas- und Grubenwassernutzung der Zechencharakter aufrechterhalten werden, was die Marke *Zeche Westerholt* stärkt. Die Realisierung eines Nahwärmenetzes mit geringem Temperaturniveau erhöht die Effizienz der Wärmeverteilung durch Reduktion der Wärmeverluste und damit einhergehend eine Einsparung an Primärenergie. Durch die Anbindung an die Fernwärmebestandsleitung kann die Versorgungssicherheit unabhängig von den lokalen Erzeugungsanlagen in beiden Konzepten gewährleistet werden.

Beide Konzepte haben des Weiteren gemeinsam, dass eine vollständig CO_2-freie Versorgung erst dann gewährleistet werden kann, wenn auch die bezogene Fernwärme, der bezogene Netzstrom (zum Betrieb der Wärmepumpe in Konzept 2b) sowie der bezogene Wasserstoff (zum Betrieb der Brennstoffzelle in Konzept 3b) dekarbonisiert sein wird. Wann dies der Fall sein wird, ist aus heutiger Sicht unsicher.

Zudem kann ein geringer Wärmepreis nur durch eine möglichst hohe Anschlussquote der Gebäude auf dem Zechengelände an das Nahwärmenetz gewährleistet werden, was möglicherweise einen Anschlusszwang erfordert.

SWOT für Konzept 2a

Durch die Nutzung bereits vorhandener Infrastrukturen zur Wärmeerzeugung (Fernwärme und Grubengas-BHKW) ist die Realisierung eines marktüblichen Wär-

mepreises im Konzept 2a möglich. Die schrittweise Umstellung der Wärmeversorgung bei allmählichem Versiegen des Grubengases stellt ebenso wie die Möglichkeit der Nutzung verschiedener Förderprogramme für die Investition in das Nahwärmenetz eine Chance des Konzeptes 2a dar.

Die Endlichkeit des Grubengases sowie die Schwierigkeit bei der Prognose des möglichen Nutzungszeitraumes sind klare Schwächen bzw. Risiken des Konzeptes 2a.

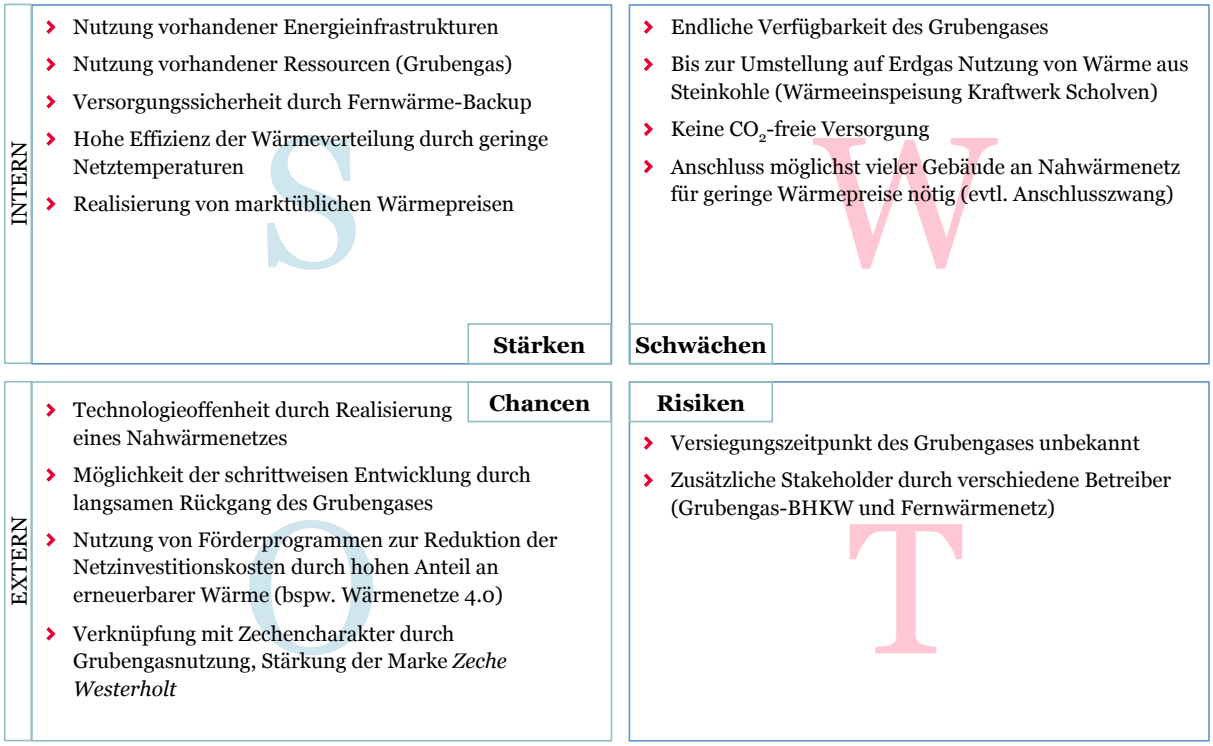


Abb. 4-14 SWOT-Analyse Konzept 2a

SWOT für Konzept 2b

Die Nutzung von Grubengas in BHKWs kann als weitgehend klimaneutral angesehen werden, da die Alternative, nämlich das Methan einfach in die Atmosphäre zu entlassen, ein vielfach höheres Treibhausgaspotenzial aufweist. Daher werden in Konzept 2a nur die Stützfeuerung und der Aufwand für die Förderung des Grubengases mit THG-Emissionen in Höhe von 31 g/kWh angesetzt. Dieser sehr niedrige Ausgangswert erhöht sich bei der Umstellung auf Konzept 2b, welches auf einen Mix aus weitgehend erneuerbaren Wärmequellen und Technologien (Biomethan, geothermische und solarthermische Wärme, Wasserstoff, erneuerbarer Strom) setzt, nur leicht auf 39 g/kWh.

Der dezentrale Erzeugungscharakter kann eine Blaupause für ähnliche Quartiersentwicklungen an anderen Orten sein, da ein Mix an innovativen Erzeugungsanlagen zum Einsatz kommt. Ebenso ist damit eine Robustheit des Wärmepreises gegenüber regulatorischen Rahmenbedingungen wie der Einführung einer CO_2-Steuer sichergestellt.

Auf der anderen Seite sind allerdings auch durch die Vielzahl an innovativen Erzeugungsanlagen für dieselbe Versorgungsaufgabe vergleichsweise hohe Investitionskosten sowie die Notwendigkeit einer Erarbeitung komplexer Steuerungs- und Speicherkonzepte verbunden.

Abschließend bleibt festzuhalten, dass die Stärken und Chancen insbesondere vor dem Hintergrund der urbanen Energie- bzw. Wärmewende die Schwächen und Risiken in den aufeinander aufbauenden Konzepten 2a und 2b überwiegen.

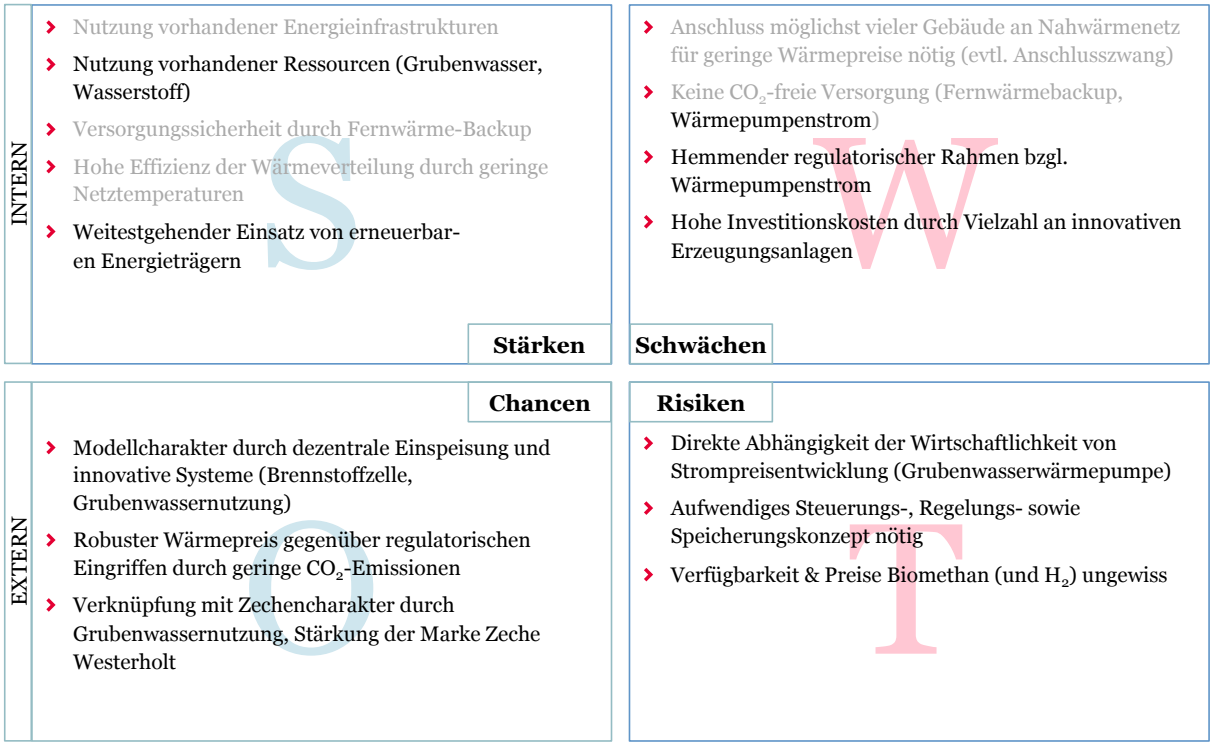


Abb. 4-15 SWOT-Analyse Konzept 2b

Hinweis: Die Punkte, die für die Konzepte 2a und 2b gleichermaßen gelten, sind in der SWOT-Abbildung grau dargestellt

4.5 Umsetzungskonzept 3: Wärmepumpe

4.5.1 Darstellung Konzept 3

Im Unterschied zu den vorhergehenden Wärmekonzepten geht das Konzept 3 von dezentral installierten Wärmeversorgungseinheiten auf der Ebene von Gebäuden oder kleineren Gebäudeclustern aus. Basis einer Wärmeversorgungseinheit ist jeweils eine Wärmepumpe und ein Wärmespeicher sowie dezentrale Solarenergieerzeuger, insbesondere gebäudeintegrierte Photovoltaik. Für den gewählten Ansatz der dezentralen Wärmepumpen sprechen vor allem drei wesentliche Punkte:

1 | **Eine höchstmögliche Energieeffizienz der Gebäude bildet die Basis:** Ein konventionelles Fernwärmenetz entfällt, dadurch sind wirtschaftliche Lösungen auch bei sehr hoher Energieeffizienz der Gebäude (z.B. Passivhaus-Standard) möglich, da kein Mindestwert für den Energieumsatz, welcher die Investition in ein Wärmenetz sonst erfordert, erreicht werden muss.

2 | **Nutzung von erneuerbarem Strom aus dem Netz:** Strom (ca. 30 ct/kWh für Endverbraucher) ist heute teurer als fossile Energieträger (Erdgas ca. 8 ct/kWh) Ab einer Leistungszahl von 3,5 arbeiten Wärmepumpen heute aber mehr oder weniger kostengleich. In Zukunft werden fossile Energieträger voraussichtlich teurer und erneuerbarer Strom bei ausreichender Verfügbarkeit günstiger. Da Strom aus Speichern wird vermutlich teuer bleiben wird, ist die Speicherung als Wärme immer die wirtschaftlichere Variante. Es macht daher Sinn, Spitzen im Stromnetz zur Wärmeerzeugung mit Wärmepumpen zu nutzen und diese Wärme für Zeiten mit geringem Stromangebot zu speichern. Photovoltaik an Fassaden kann ergänzend lokalen Strom bereitstellen.

3 | **Nutzung von Kältepotenzialen:** Wärmepumpen können auf Blockebene - bei Bedarf - in einer hybriden Konfiguration neben Wärme auch Industriekälte bereitstellen. Bodenwärmetauscher ermöglichen die Bereitstellung von Niedrigtemperatur-Wärme, bieten aber auch ein passives Kältepotenzial z.B. für Gebäudekühlung, welches saisonal aus dem Winter bevorratet wird.

Das Wärmepumpenkonzept basiert auf einem zentralem Kaltnetz als Niedrigtemperaturquelle und dezentralen Warmnetzen. Das vorhandene Nahwärmenetz zur Versorgung der Bestandsgebäude und der Meistersiedlung (rot gefettet in Abb. 4-17) bleibt zunächst erhalten und wird durch eine zentrale Solarthermie-Einheit ergänzt, entsprechend dem Konzept 1b/1. Hierdurch wird Fernwärme verdrängt.

- Das Kaltnetz wird variabel gespeist aus zentral verfügbaren Wärmequellen wie Grubenwasserwärme (in Nachfolge der Grubengasnutzung), zentralen oberflächennahen Bodenwärmetauschern sowie aus gewerblicher oder industrieller Abwärme. Eine weitere Quelle ist der Rücklauf aus dem vorhandenen Wärmenetz vor Einspeisung in die zentrale Solarthermie.
- Die Vorlauf-/Rücklauftemperatur im Kaltnetz beträgt 20/15 °C.
- Wärmepumpen sind in Einzelgebäuden (Wohnen) und zusammenhängenden Gebäudeclustern (Gewerbe/Büro) angeordnet. Innerhalb der Cluster werden Nahwärmenetze vorrangig innerhalb der Gebäude mit Vorlauf 45°C verlegt. Durch den geringen Temperaturhub von 20 °C auf/45 °C werden konstant hohe WP-Leistungszahlen erreicht (s. Tab. 4-1 in Kap. 4.5.2).
- Warmwasser wird wohnungsweise in Trinkwasser-Kompaktstationen mit Heizwasser aus dem Nahwärmenetz erwärmt. Zur Wahrung der Hygienevorgaben müssen Leitungsentfernungen zu den Wasserentnahmestellen < 3 m eingehalten werden. Alternativ sind elektrische Nachheizungen möglich.
- Pro Wärmepumpeneinheit wird ein Wärmespeicher in den Wohngebäuden/Gebäudeclustern vorgesehen.

- Durch den Einsatz von Wärmepumpen entsteht ein zusätzlicher Strombedarf, der wenig (im Wesentlichen nur für die Warmwasserbereitung) mit dem PV-Erzeugungs-Profil (Erzeugung vor allem im Sommer), aber gut mit dem Wind-Erzeugungsprofil (Schwerpunkt Herbst und Winter) korreliert. Der Ausbau der EE-Kapazitäten wird einerseits zwingend als Voraussetzung für die ökologische Tragfähigkeit eines WP-Konzeptes angenommen. Eine maximale lokale Potenzialausnutzung auch bei PV (Strom) wird andererseits unabhängig vom Wärmekonzept als ökologisch grundsätzlich sinnvoll angesehen. Vor diesem Hintergrund wurde eine **Variante** mit **maximaler Nutzung** geeigneter Dach- und Fassadenflächen für die Installation von **PV**-Modulen untersucht. Da in der Modellierung außer der Wärmepumpe keine weiteren Stromverbraucher den Gebäuden zugeordnet wurden, führen die großen Flächen jedoch zu einer unverhältnismäßig hohen Einspeisung von PV-Strom in das öffentliche Netz und damit zu einem ungünstigen Kosten/Nutzen-Verhältnis. Da der Fokus des Projekts das Wärmesystem ist, wurde eine weitere **Variante ohne PV** mit ausschließlichem Bezug von Strom aus dem Netz untersucht.

Das Wärmepumpenkonzept wurde darüber hinaus hinsichtlich des Gebäudeenergiestandards in zwei Untervarianten untersucht. **Konzept 3A** (Referenz) rechnet mit den gleichen Bedarfskennwerten für Nutzenergie wie in den Konzepten 1 und 2 in Anlehnung an KfW55 (s. Tab. 2-2). Da eine besondere Stärke des Konzeptes 3 die wirtschaftliche Versorgung von energetisch hocheffizienten Gebäuden ist, wurde in **Variante 3B** eine Vergleichsberechnung für Gebäude mit **Passivhausstandard** durchgeführt (s. Tab. 2-2).

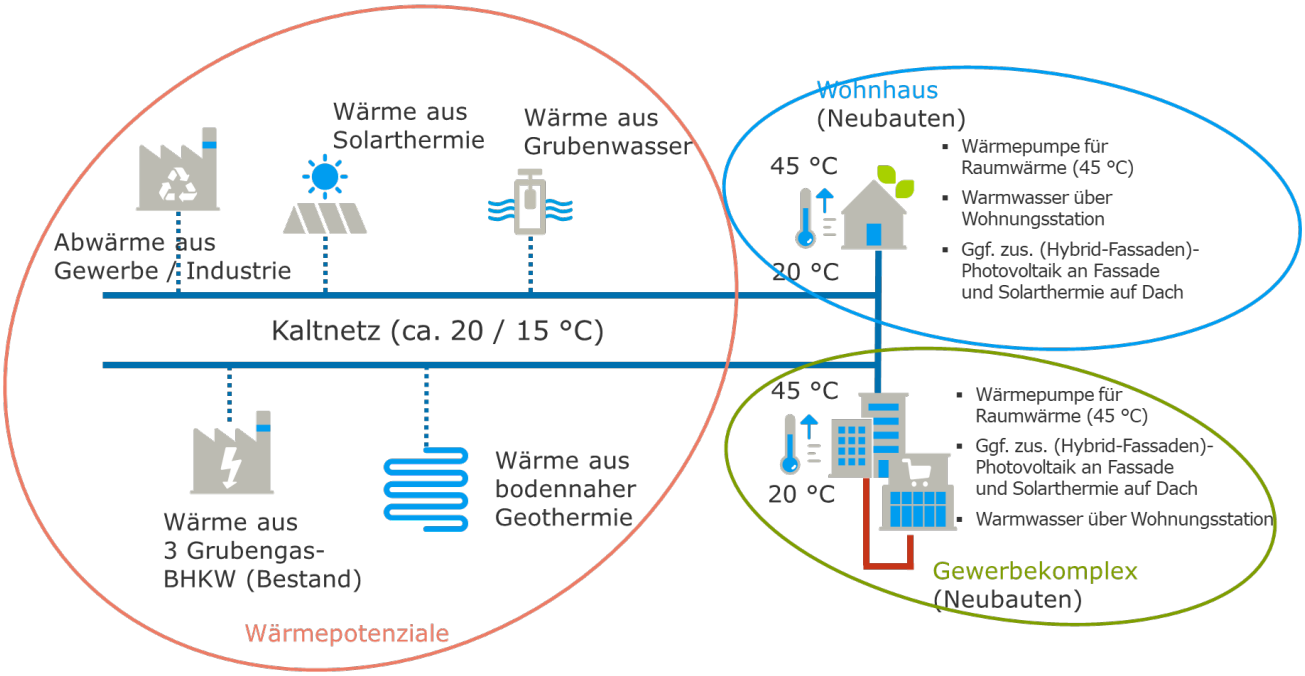


Abb. 4-16 **Konzept 3: Wärmeversorgung über dezentrale Wärmepumpen mit Wärmespeicher und Bereitstellung von Niedrigtemperatur-Wärme über ein Kaltnetz innerhalb des Neubaugebietes**

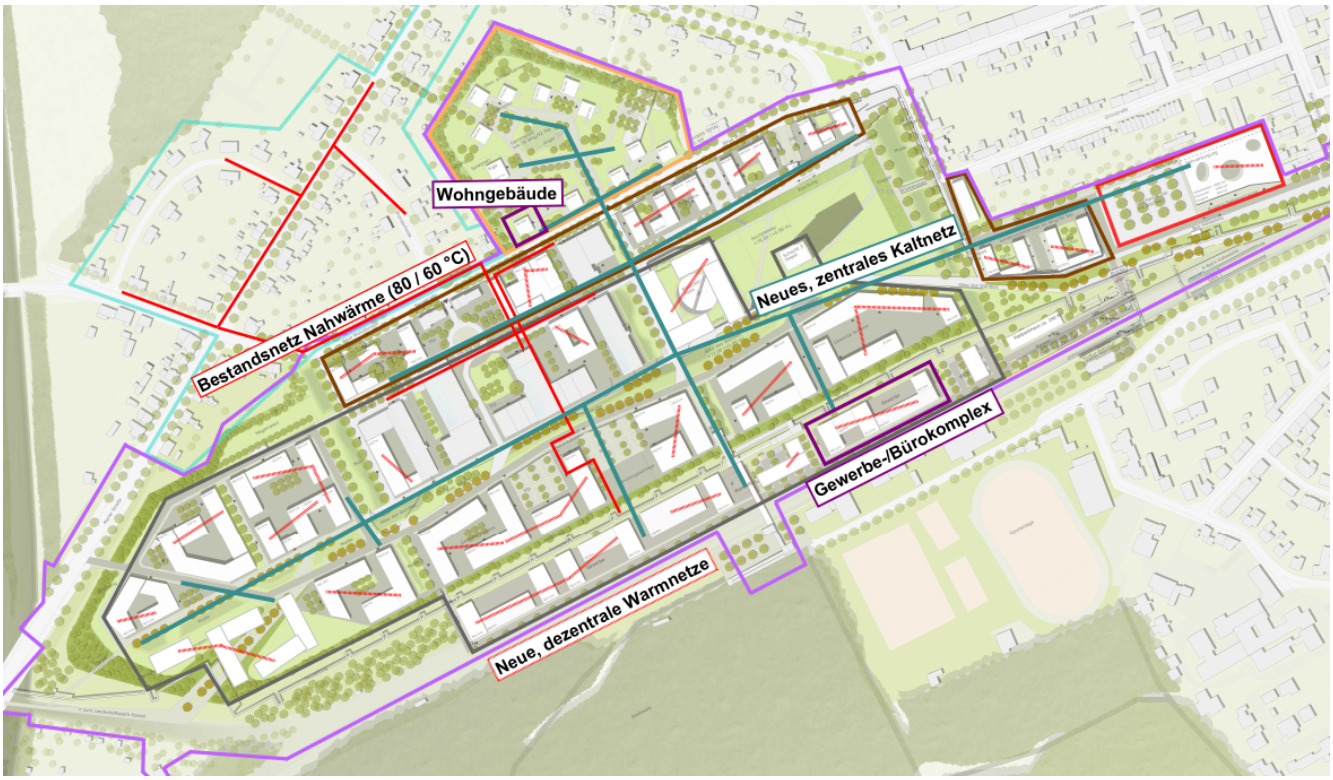


Abb. 4-17 **Konzept 3: Lage des Bestandsnetzes (rot, fett) und Verortung eines neuen Kaltnetzes zur Versorgung mit Niedrigtemperierter-Wärme (20°C) (grün) und Nahwärmeversorgung innerhalb von Gebäudeclustern (rot, fein) mit jeweils einer zentraler Wärmepumpen- und Speichereinheit**

4.5.2 Modellergebnisse Konzept 3

Zur Berücksichtigung der unterschiedlichen Konzeption von Wohngebäuden und Gewerbe-/Bürogebäuden sowie der Bestandsgebäude wurden drei getrennte Modelle des Konzepts 3A (Referenz-Standard) bzw. 3B (Passivhaus-Standard) aufgebaut. In Abb. 4-17 sind die Struktur der Netze sowie die ausgewählten Beispiel-Gebäude als Grundlage der Modellberechnungen dargestellt. Die zwei Neubauten bzw. der Neubaukomplex werden über das Kaltnetz versorgt. Die Bestandsgebäude beziehen Wärme über das bestehende Nahwärmenetz auf dem Zechengelände.

1 | Modell eines Wohngebäudes (Neubau) und Betriebsstrategie der Simulation

- Wärmeerzeugung mittels Kompressions-Wärmepumpe für Heizwasser und Trinkwarmwasser-Wohnungsstation, Temperatur am Austritt der Wärmepumpe: 45 °C
- Betrieb der Wärmepumpe nur im Volllastpunkt
- Versorgung über das Kaltnetz mit kontinuierlich 20/15 °C (Vorlauf/Rücklauf)
- Berücksichtigung eines Wärmespeichers im Gebäude zur Verstetigung von Bedarf und Erzeugung
- Indirekte Erzeugung von Trinkwarmwasser über die Wärmepumpe mittels Kopplung über eine Wohnungsstation
- PV Variante 1: Nutzung des PV-Stroms aus verfügbaren Dach- und Fassadenflächen vorrangig zum Antrieb der Wärmepumpen. Die übrigen Strommengen werden in das öffentliche Netz eingespeist. Umgekehrt bezieht die Wärmepumpe Strom aus dem öffentlichen Netz, wenn kein (ausreichender) PV-Strom zur Verfügung steht.
- PV Variante 2: Die Wärmepumpen beziehen Strom aus dem öffentlichen Netz mit Strommix gemäß den vereinbarten Szenarien.
- In Summe werden 13 Gebäude ähnlichen Typs auf dem Zechengelände erwartet. Ein Wohngebäude hat im Referenz-Szenario einen geschätzten Wärmebedarf von 17 MWh_{th}/a, in Summe über die 13 Gebäude werden 238 MWh_{th}/a erwartet.

2 | Modell eines Gewerbe-/Bürogebäude-Komplexes (Neubau)

- Gleiche technische Voraussetzungen der Modellierung wie bei dem Wohngebäude
- Der Beispiel-Gebäudekomplex hat im Referenz-Szenario einen geschätzten Wärmebedarf von 221 MWh_{th}/a. In Summe über alle Gebäudekomplexe werden 5 718 MWh_{th}/a erwartet.

3 | Modell der Bestandsgebäude inkl. der Meistersiedlung

- Die Bestandsgebäude werden analog zu dem Konzept 1B/1 über Fernwärme mit solarem Anteil in Höhe von ca. 15 % versorgt. Es wird dabei davon ausgegangen, dass die aktuelle Netztemperatur von 80 °C (vgl. Abb. 4-2) auf 70 °C gesenkt werden kann.
- Die Fernwärme enthält wie in Konzept 1B/1 ca. 10% industrielle Abwärme (übrige 90 %: GuD).
- Berücksichtigung eines freistehenden Wärmespeichers für die solarthermisch erzeugte Wärme

- In Summe über alle Bestandsgebäude inkl. der Meistersiedlung wird eine Wärmeabnahme in Höhe von 3 446 MWh_{th}/a erwartet.
- Darüber hinaus werden 15 % des Wärmebedarfs für Wärmeverluste im Nahwärmenetz angenommen.

Die Wärmequellen für das Kaltnetz sind im Modell undefiniert. Die Niedertemperaturwärme kann aus den im Kap. 4.5.1 beschriebenen Quellen kommen, wurde im Modell jedoch nicht differenziert abgebildet. Die Nutzung von Dach- und Fassadenflächen zur ausschließlichen Installation von PV-Modulen kann in einer weitergehenden Planung durch kombinierte Module zur Strom- und Wärmeerzeugung (Hybridkollektoren) ersetzt werden. So wäre dezentral je Gebäude bzw. Gebäudekomplex eine Integration von Niedertemperaturwärme in das Kaltnetz möglich. Eine vermutlich sinnvolle Einbindung der Freiflächen-Solarthermie in das Kaltnetz - insbesondere in Wintermonaten, wenn das Temperaturniveau nicht zur Versorgung der geforderten Vorlauf-Temperatur der Bestandsgebäude ausreicht - ist ebenfalls nicht abgebildet. Eine detailliertere Betrachtung der Einbindemöglichkeiten und des Nutzens muss in einer weiteren Projektphase untersucht werden.

Folgende Anlagenkomponenten und deren Auslegungsgrößen wurden modelliert und im Rahmen der Simulation ermittelt (Tab. 4-10):

Tab. 4-10 Komponenten und deren Auslegung in den drei Sub-Modellen des Konzepts 3

	Einheit	Wohngebäude (Neubau)	Gewerbe-/Bürokomplex (Neubau)	Bestandsgebäude
El. Wärmepumpe				
▪ Therm. Leistung	kW	9	52	-
▪ JAZ	-	6	6	-
Speicher				
▪ Temperaturdifferenz	K	25	25	30
▪ Volumen	m^3	2	18	120
PV-Fläche Dach[1)]	m^2	15	110	-
PV-Fläche Fassade[1)]	m^2	8	40	-
Solarthermie (Freifläche)	m^2	-	-	1 500

[1)] In der Untervariante ohne PV werden die Flächen auf Null gesetzt.

Die Simulation des Anlagenbetriebs erfolgt für jedes Modell separat auf Grundlage des jeweils entsprechenden Wärmelastprofils, d.h. für das beispielhaft ausgewählte Wohngebäude bzw. den Gewerbe-/Bürokomplex sowie für die Summe der Bestandsgebäude inkl. der Meistersiedlung. Die zwei Profile der Neubauten werden in den zwei Szenarien „Referenz“ und „Passivhaus“ variiert. Das Profil der Bestandsgebäude bleibt unverändert.

In der Variante „max. PV“ (maximale Nutzung der Dach- und Fassadenflächen für PV) ergeben sich für die Versorgung der Wärmepumpen PV-Stromanteile von ca. 50 % für den Referenz-Standard und ca. 70 % für den Passivhaus-Standard. In der Variante „ohne PV“ werden die Wärmepumpen vollständig mit Strom aus dem öffentlichen Netz versorgt (0 % PV-Stromanteil).

Die Simulationsergebnisse für die Wohngebäude und die Gewerbe-/Bürokomplexe werden anhand der jeweiligen erwarteten Gesamt-Wärmebedarfe skaliert. Die Summe dieser Ergebnisse mit den Ergebnissen der Simulation der Bestandsgebäude ergibt die zu bewertende Energiebilanz des integrierten Gesamtkonzepts.

Die nachfolgende Tab. 4-11 zeigt die aus den Simulationen resultierenden Energiebilanzen für beide Wärmebedarfs-Szenarien über das simulierte Referenzjahr 2017.

Tab. 4-11 Energiebilanzen des Konzepts 3 in zwei Wärmebedarfs-Szenarien (jeweils mit und ohne PV)

	Einheit	Szenario „Referenz“	Szenario „Passivhaus“	Szenario „Referenz“	Szenario „Passivhaus“
		max. PV-Flächen		ohne PV-Flächen	
El. Wärmepumpe					
▪ Wärmeerzeugung	MWh_{th}/a	5 957	3 255	5 957	3 255
▪ Strombedarf	MWh_{el}/a	970	530	970	530
▪ davon Netzbezug	MWh_{el}/a	335	43	970	530
PV Dach und Fassade					
▪ Stromerzeugung	MWh_{el}/a	3 940	3 940	0	0
▪ Davon für WP	MWh_{el}/a	635	487	0	0
Fernwärme					
▪ FW-Bezug	MWh_{th}/a	3 962	3 962	3 962	3 962
▪ davon aus Abwärme	MWh_{th}/a	332	332	332	332
▪ davon aus Solarthermie	MWh_{th}/a	590	590	590	590
▪ davon Wärmeverluste	MWh_{th}/a	517	517	517	517

Die Deckungsanteile der Wärmeerzeugung sind in den nachfolgenden zwei Diagrammen für beide Wärmebedarfs-Szenarien veranschaulicht.

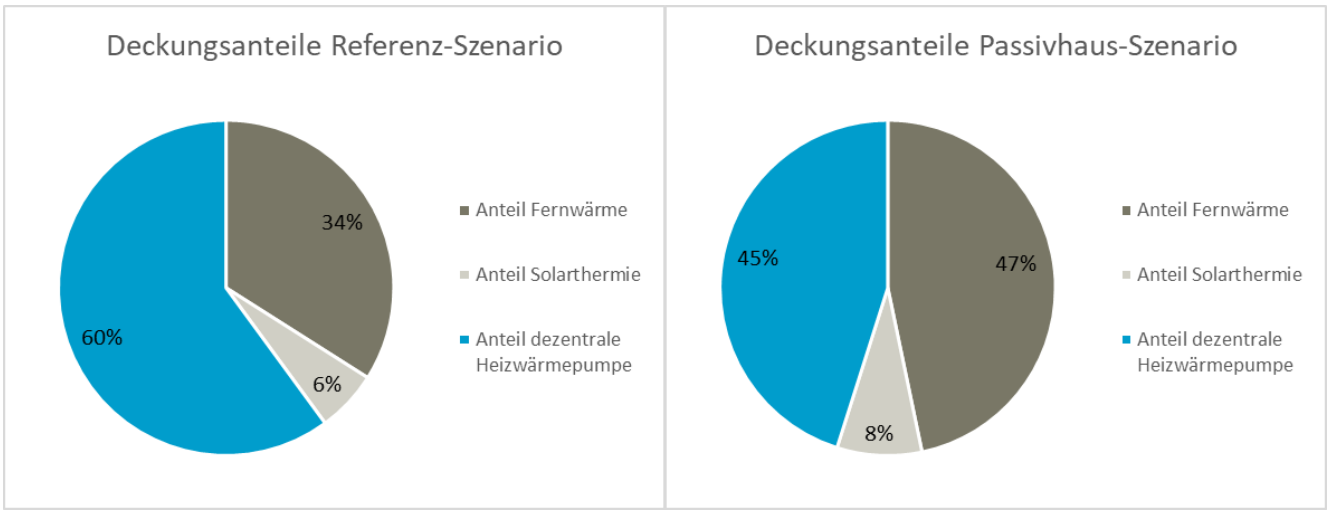


Abb. 4-18 Deckungsanteile der Wärmeerzeugung in Konzept 3: A) Referenz- und B) Passivhaus-Szenario

Im Referenz-Szenario hat die Wärmeerzeugung aus den dezentralen Heizwärmepumpen für die Neubaugebäude mit 60% den überwiegenden Anteil. Die Fernwärme

(inkl. 10% Abwärme bezogen auf die Fernwärmelieferung) versorgt 34% des gesamten Wärmebedarfs. 6% der gesamten Wärmeerzeugung wird über die Solarthermie bereitgestellt. Im Passivhaus-Szenario verschieben sich die Anteile zu einer Mehrheit aus Fernwärme und Solarthermie, da der Wärmebedarf der Neubauten und damit auch die Erzeugung aus dezentralen Wärmepumpen durch den höheren Dämmstandard sinken.

Neubau

Die Profile der Wärme- und Stromerzeugung sowie deren Bedarfe sind in den folgenden zwei Diagrammen exemplarisch für das Wohngebäude abgebildet. Die Ergebnisse der Profile des Gewerbe-/Bürokomplex (ohne Diagramm) stellen sich ähnlich dar.

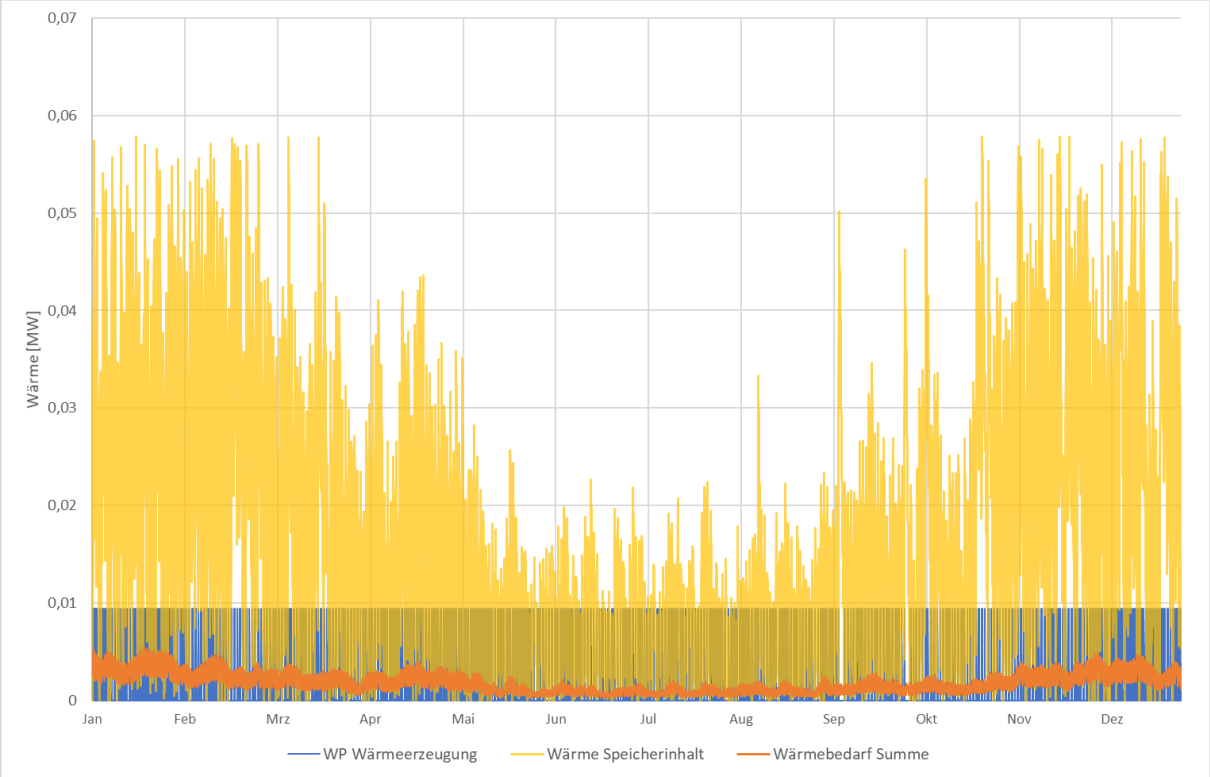


Abb. 4-19 Wärmebedarf und Wärmeerzeugung über ein Jahr für das Modell „Wohngebäude“ des Konzepts 3 (Referenzszenario)

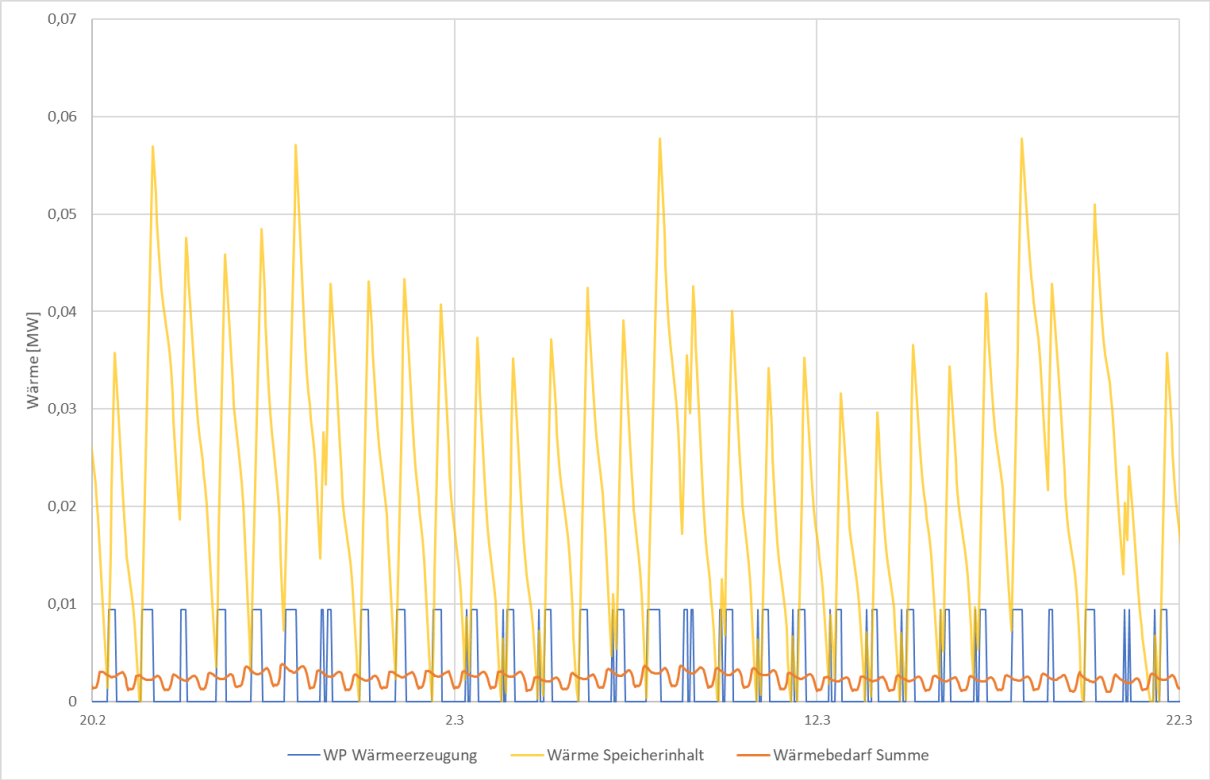


Abb. 4-20 Wärmebedarf und Wärmeerzeugung über einen Monat für das Modell „Wohngebäude“ des Konzepts 3 (Referenzszenario)

Die Wärmepumpe wurde hier nur in den zwei Betriebszuständen „an“ (100 %) und „aus“ (0 %) simuliert. Durch diese Auslegung liegt die Erzeugung oberhalb des Bedarfs, so dass der Speicher gefüllt werden kann. Die Fahrweise ist besser in hoher Auflösung (ein Monat statt ein Jahr) in der Abb. 4-20 zu erkennen. Pro Tag ist die Wärmepumpe ein- bis zweimal in Betrieb. Die Optimierung der Betriebsstrategie und Dimensionierung der Wärmepumpe sollte in nachfolgenden Projektschritten fortgeführt werden.

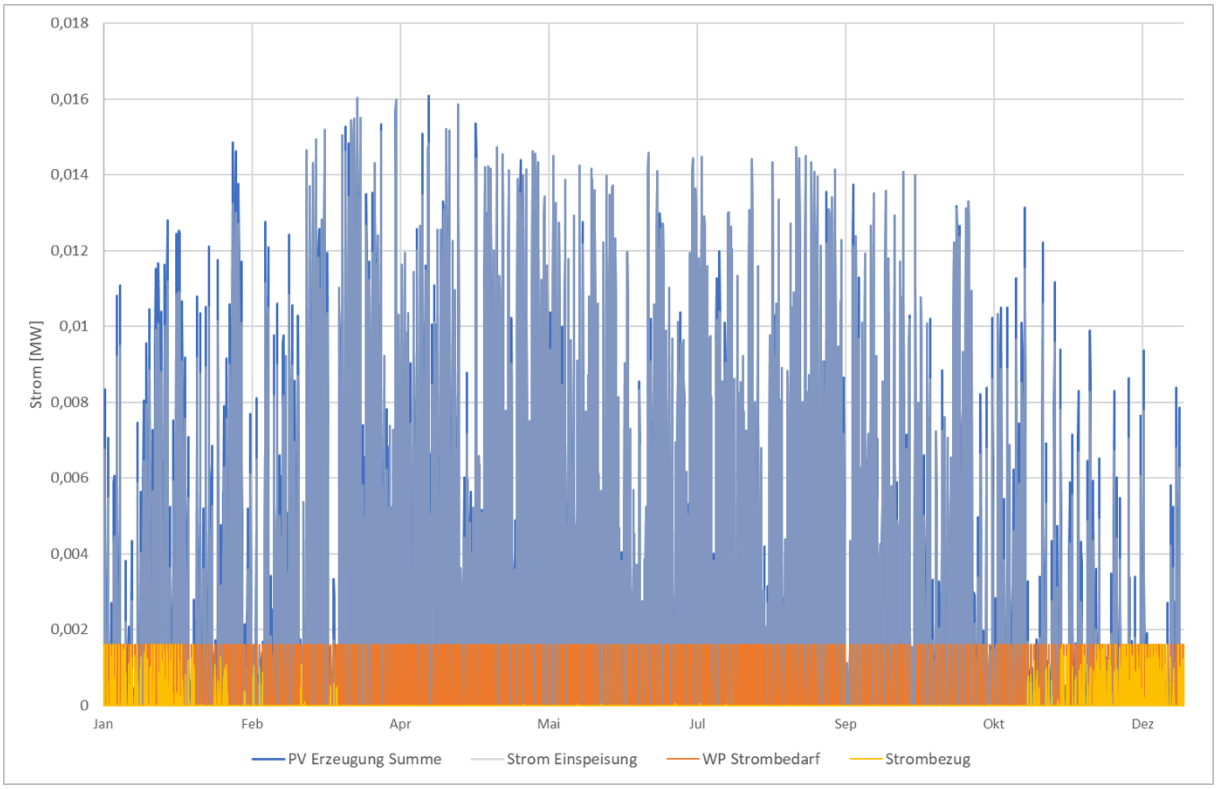


Abb. 4-21 Strombedarf und Stromerzeugung im Szenario „max. PV“ über ein Jahr für das Modell „Wohngebäude“ des Konzepts 3 (Referenzszenario)

Die Stromerzeugung aus Photovoltaik (Abb. 4-21, Variante der maximalen PV-Flächen) kann deutlich mehr als den Strombedarf der Wärmepumpe decken und speist somit den größten Teil in das öffentliche Netz ein. Ein Strombezug ist darüber hinaus trotzdem erforderlich, da die PV-Stromerzeugung und der Strombedarf nicht immer deckungsgleich vorliegen.

Bestandsgebäude

Die Profile des Wärmebedarfs der Bestandsgebäude sowie deren Wärmeversorgung sind in den folgenden Diagrammen abgebildet.

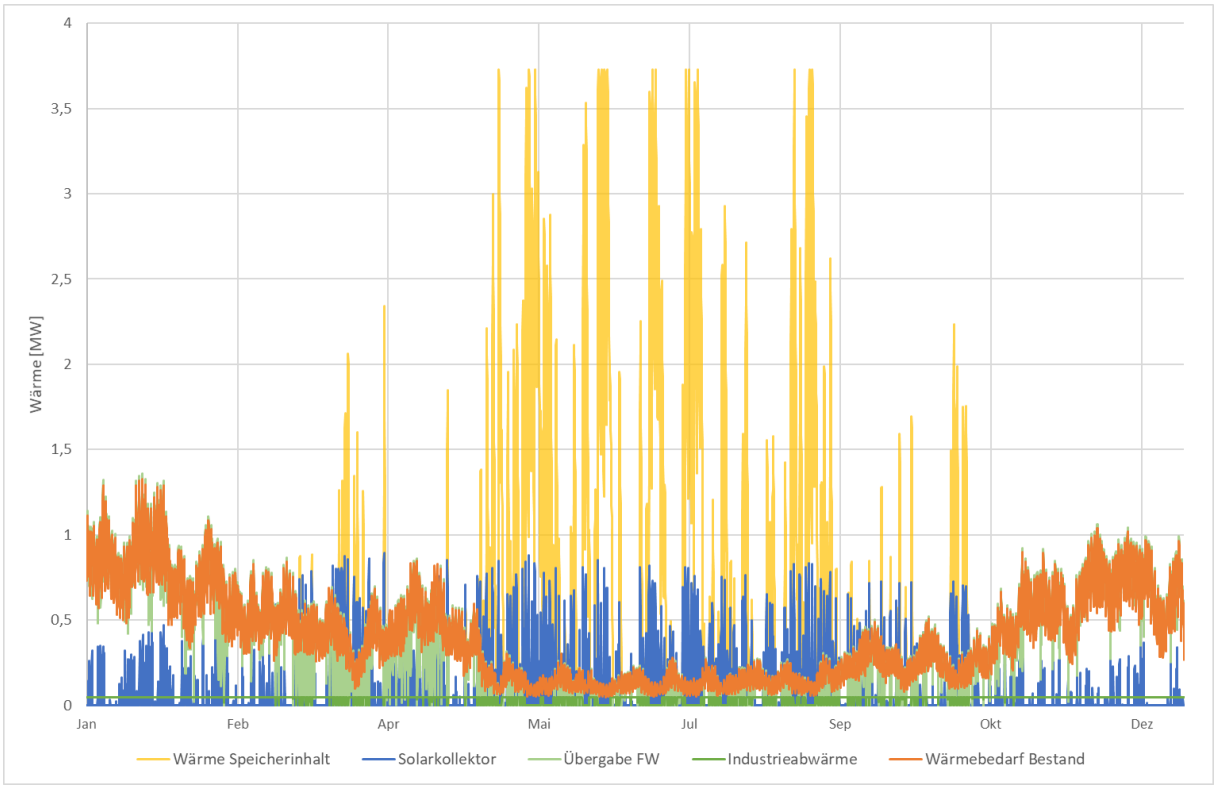


Abb. 4-22 Wärmebedarf und Wärmeerzeugung über ein Jahr für die Bestandsgebäude des Konzepts 3

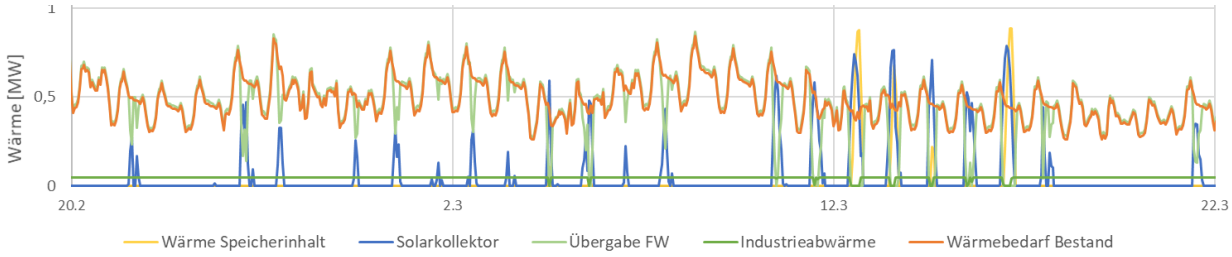


Abb. 4-23 Wärmebedarf und Wärmeerzeugung über einen Monat für die Bestandsgebäude des Konzepts 3

Der Wärmebedarf wird prioritär aus der solarthermischen Anlage gedeckt. Die Fernwärme (inkl. Industrieabwärme) deckt den restlichen Bedarf. Dies ist insbesondere bei hoher Auflösung über einen Monat (Abb. 4-23) erkennbar. Der Speicher wird durch die Solarthermie beladen, wenn es einen Überschuss an Wärmeerzeugung gibt.

Auf Basis der Energiebilanz wird die Ermittlung der ökologischen Bewertungskriterien des Konzepts vorgenommen. Außerdem erfolgt auf Basis der ermittelten Anlagengrößen eine Investitionsabschätzung des Gesamtkonzeptes sowie, durch Erweiterung um abgeschätzte Wartungs- und Instandhaltungskosten sowie Energiebezugskosten, die Ermittlung der Wärmesystemkosten. Darunter werden die Kosten des Gesamt-Wärmesystems, bestehend aus Wärmeerzeugern und Netzinfrastruktur, bezogen auf die Wärmeliefermenge verstanden. Die Ergebnisse der ökologischen und ökonomischen Bewertung sind in der nachfolgenden Tab. 4-12 für das Jahr 2030 und Tab. 4-13 für das Jahr 2050 dargestellt.

Vergleicht man die vier Untervarianten nach ökologischen Kriterien, ergeben sich keine nennenswerten Unterschiede. Die Varianten ohne PV schneiden geringfügig schlechter ab, was an dem hohen Netzstrombezug der Wärmepumpe liegt, der in 2030 gemäß den Szenario-Annahmen aus Kap. 4.2 zu ca. 35% noch nicht aus erneuerbarem Strom erzeugt wird (240 g/kWh$_{el}$).

Es zeigt sich, dass die PV einen relevanten negativen Einfluss auf die Wärmesystemkosten hat. Ihre Investitionskosten können - zumindest unter den hier getroffenen vereinfachten Modellannahmen - nicht durch Einsparungen im Strombezug kompensiert werden. Für eine korrekte Einschätzung der Wirtschaftlichkeit müsste in weiteren Analysen das Gesamtsystem *inklusiv* des erwarteten Stromverbrauchsprofils für das gesamte Gebäude (also über den Wärmepumpenstrombedarf hinaus) betrachtet werden.

Die spezifischen Wärmesystemkosten der Passivhaus-Varianten liegen 3 bis 17 €/MWh oberhalb des Referenz-Standards. Die für den Endkunden relevanten jährlichen absoluten Gesamtkosten liegen aufgrund des erheblich reduzierten Wärmeverbrauchs jedoch rund 254 000 bis 323 000 €/a und somit deutlich unterhalb der Kosten des Referenz-Standards. Inwieweit diese jährlichen Einsparungen etwaige zusätzliche Investitionsausgaben für das Heben des Gebäudeenergiestandards von der Referenz auf den Passivhausstandard ausgleichen können, muss in weiteren Analysen untersucht werden.

Tab. 4-12 Ökologische und ökonomische Bewertung des Konzepts 3 in zwei Wärmebedarf-Szenarien für 2030

Konzept 3 (2030)		3a Referenz-Neubau + Bestand		3b Passivhaus-Neubau + Bestand	
		max. PV	ohne PV	max. PV	ohne PV
Ökologische Kriterien					
Ressourcenverbrauchsfaktor	MWh_PEx/ MWh_Wärme	0,41	0,45	0,41	0,46
Ressourcenverbrauch	MWh_PEx/a	3.860	4.270	2.750	3.070
Spezifische THG-Emissionen	kg_CO2_äq/	51	63	54	67
THG-Emissionen	t_CO2_äq/a	480	590	360	450
Anteil EE inkl. Abwärme (Endenergie)	%	68%	65%	70%	65%
Primärenergiefaktor (gesamt)	MWh_PE(ges)/ MWh_Wärme	0,93	0,98	0,93	0,98
Primärenergiefaktor (nicht erneuerbar)	MWh_PE(ne)/ MWh_Wärme	0,20	0,25	0,20	0,25
Wirtschaftliche Kriterien					
Energiekosten/Bezugskosten inkl. Eigenbedarf Strom	€/a	359.490	539.910	269.310	407.620
Rückerstattungen Stromeinspeisung KWK/PV	€/a	- 396.300	-	- 491.230	-
Jährliche CO2-Kosten (35 €/t)	€/a	16.810	20.710	12.630	15.680
Jährliche CO2-Kosten (180 €/t)	€/a	86.470	106.500	64.970	80.660
Summe jährliche Betriebskosten	€/a	176.590	37.230	173.390	33.750
Summe jährliche kapitalgebundene Kosten	€/a	1.304.150	376.500	1.190.670	262.990
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/a	1.460.750	974.340	1.154.770	720.050
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/a	1.530.410	1.060.130	1.207.110	785.020
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	155	104	172	107
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	163	113	180	117
Wärmepreis (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	174	111	196	115
Wärmepreis (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	182	121	205	126

Werden die ökologischen und ökonomischen Kennzahlen an die angenommenen Randbedingungen von 2050 angepasst, ergeben sich folgende Ergebnisse (Tab. 4-13):

Tab. 4-13 Ökologische und ökonomische Bewertung des Konzepts 3 in zwei Wärmebedarf-Szenarien für 2050

Konzept 3 (2050)		3a Referenz-Neubau + Bestand		3b Passivhaus-Neubau + Bestand	
		max. PV	ohne PV	max. PV	ohne PV
Ökologische Kriterien					
Ressourcenverbrauchsfaktor	MWh_PEx/ MWh_Wärme	0,34	0,35	0,34	0,36
Ressourcenverbrauch	MWh_PEx/a	3.200	3.330	2.300	2.400
Spezifische THG-Emissionen	kg_CO2_äq/ MWh_Wärme	22	19	28	24
THG-Emissionen	t_CO2_äq/a	210	180	180	160
Anteil EE inkl. Abwärme (Endenergie)	%	71%	71%	71%	71%
Primärenergiefaktor (gesamt)	MWh_PE(ges)/ MWh_Wärme	0,88	0,90	0,88	0,90
Primärenergiefaktor (nicht erneuerbar)	MWh_PE(ne)/ MWh_Wärme	0,16	0,17	0,16	0,17
Wirtschaftliche Kriterien					
Energiekosten/Bezugskosten inkl. Eigenbedarf Strom	€/a	378.820	549.070	293.710	424.240
Rückerstattungen Stromeinspeisung KWK/PV	€/a	- 396.300	-	- 491.230	-
Jährliche CO2-Kosten (35 €/t)	€/a	11.320	9.820	10.160	8.980
Jährliche CO2-Kosten (180 €/t)	€/a	37.060	32.140	33.260	29.400
Summe jährliche Betriebskosten	€/a	176.590	37.230	173.390	33.750
Summe jährliche kapitalgebundene Kosten	€/a	1.304.150	376.500	1.190.670	262.990
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/a	1.474.590	972.620	1.176.710	729.960
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/a	1.500.330	994.940	1.199.800	750.380
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	157	103	176	109
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	160	106	179	112
Wärmepreis (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	171	110	192	117
Wärmepreis (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	174	113	196	120

Durch die erwartete Reduktion des CO_2-Emissionsfaktors von Strom aus dem öffentlichen Netz in 2050 auf dann nur noch 17 g/kWh_{el} durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien auf 95 % ergibt sich ein verbessertes ökologisches Bild. Unter der Annahme einer leichten Reduktion des Strompreises von 2030 bis 2050 werden damit einhergehend geringfügig reduzierte Wärmegestehungskosten in 2050 erwartet.

4.5.3 Stärken und Schwächen Konzept 3

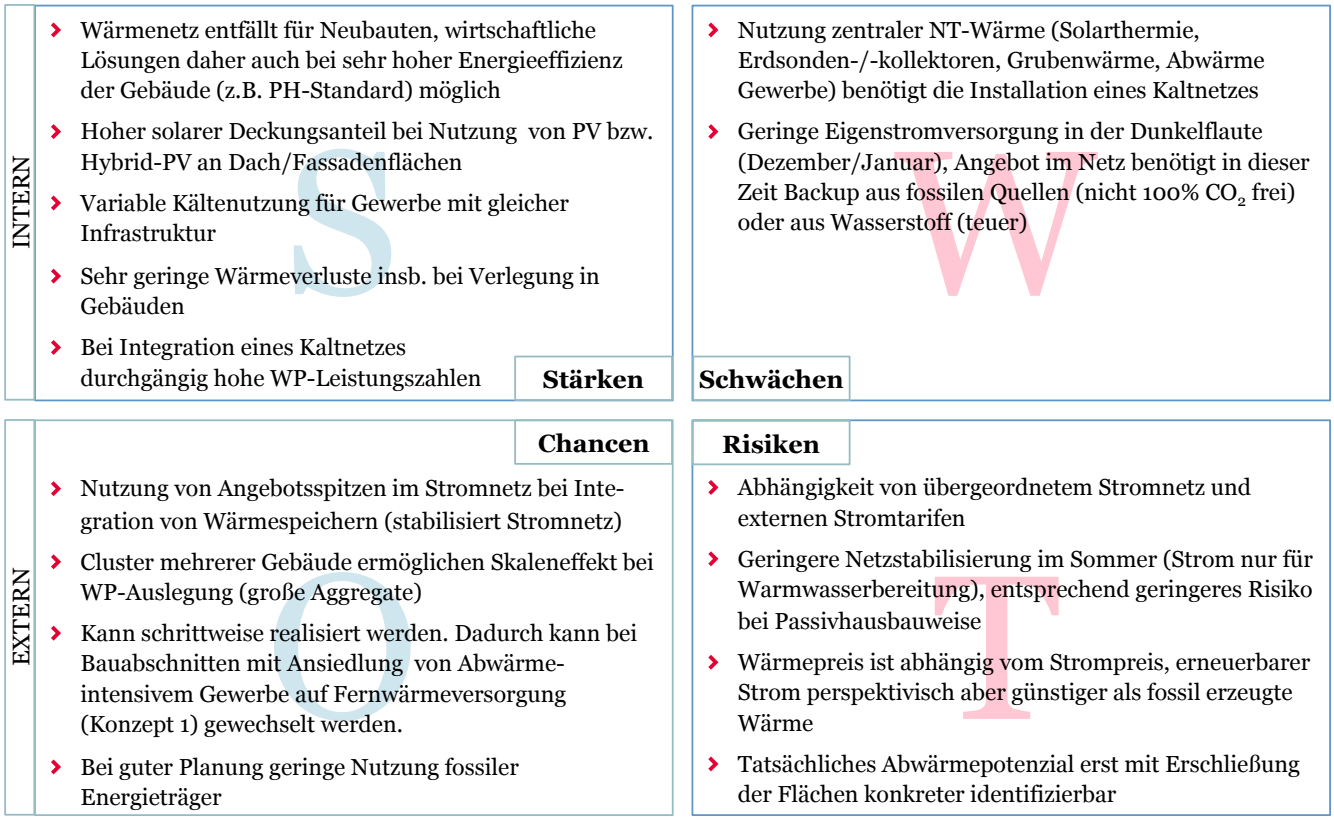


Abb. 4-24 Darstellung der Stärken (S - strengths), Schwächen (W - weaknesses), Chancen (O - opportunities), und Risiken (T - threats) der Wärmepumpen-Wärmekonzepte 3 für die Zeche Westerholt in einem SWOT Diagramm

Stärken des Konzeptes

Die Nachfrage nach CO_2-freien Lösungen für die Wärmeversorgung von Gebäuden ist ein hochaktuelles Thema. Für die Neue Zeche Westerholt, ein zusammenhängendes Neubauvorhaben, bietet sich die Möglichkeit, Gebäude nach den höchsten Dämmstandards zu verwirklichen, um den Wärmebedarf von Beginn an zu minimieren. Da Wärmepumpen dezentral in einzelnen Gebäuden oder kleineren Gebäudeclustern realisierbar und optimal skalierbar sind, können diese exakt an den geringen Bedarf etwa auf Basis des Passivhaus-Standards realisiert werden. Da in diesem Konzept für die Neubauten kein Wärmenetz installiert wird, werden auch keine Mindestumsätze von Wärmemengen (zur auskömmlichen Refinanzierung von Investitionen in Wärmenetzinfrastrukturen) benötigt. Es bildet somit die besten Voraussetzungen für die Passivhausbauweise.

Um die CO_2-Emissionen so gering wie möglich zu halten, kann der Betrieb der Wärmepumpen einerseits auf Basis von erneuerbarem Strom (v.a. aus Solar- und Windenergie), lokaler Solarenergie (PV) und - für die Versorgung mit niedrigtemperierter Wärme - auf Basis von Solarthermie oder Hybridanlagen (PV/Solarthermie) erfolgen. Da das Dargebot erneuerbarer Quellen schwankt, sind in dem Konzept Wärmespeicher vorgesehen, die den Betrieb der Wärmepumpen auch in Zeiten hoher Einspeisung fluktuierender Energiequellen ermöglicht, während die Wärmeversorgung bei Netzflauten aus den Speichern erfolgt. Auf diese Weise wird auch das Stromnetz

stabilisiert. Wärmespeicher erlauben eine wesentlich wirtschaftlichere Energiespeicherung im Vergleich zur Speicherung von Strom z.B. in Batterien.

Für einen optimalen Betrieb der Wärmepumpen wird ein möglichst geringer Temperaturunterschied zwischen der niedertemperierten Wärmequelle und dem Heizungsvorlauf benötigt. Aus diesem Grund erfolgt die Wärmeversorgung lokal in Gebäudeclustern bzw. Wohngebäuden auf einem Temperaturniveau von nur 45 °C. Solarthermisch erzeugte Wärme kann entweder direkt Wärme in das Heizungsnetz einspeisen oder als Niedrigtemperaturquelle für die Wärmepumpe genutzt werden.

Ein in diesem Konzept favorisiertes Kaltnetz kann diese Wärme aufnehmen und im gesamten Gebiet verteilen. Alternativ können auch zentral verfügbare Wärmequellen, etwa die im Gebiet verfügbare Grubenwasserwärme oder Abwärme aus Gewerbebetrieben eingespeist werden. Daher kann davon ausgegangen werden, dass der Betrieb des Kaltnetzes über das ganze Jahr hinweg mit einer Mindesttemperatur von ca. 20 °C zur Versorgung der Wärmepumpe genutzt werden kann. Mit einem Temperaturunterschied zwischen 20 °C und 45 °C können Leistungszahlen von etwa 5 erreicht werden, das heißt, dass fünf Teile der Wärme regenerativ aus dem Kaltnetz und nur ein Teil aus dem Stromnetz bezogen werden.

Die Vorteile der Niedrigenergiebauweise und der Wärmepumpen mit hohen Leistungszahlen und Verwendung von vorwiegend erneuerbarem Strom sind zusammengefasst die Stärken des Konzeptes.

Schwächen des Konzeptes

Das Wärmepumpenkonzept ist von der Stromversorgung abhängig. Über den Strompreis können zwar Perioden von Netzspitzen identifiziert werden, es ist aber nicht genau gesagt, wie das tatsächliche (stundenscharfe und lokale) Angebot von Erneuerbarem Strom ist. In den kalten Wintermonaten ist wenig Solarstrom, jedoch tendenziell mehr Windstrom im Netz enthalten. Kritisch können längere Phasen der Flaute bzw. Dunkelflaute (stabile Schlechtwetterphasen mit wenig Wind und wenig Solarstrahlung) sein. Die Stromerzeugung in dieser Periode kann nicht von den Gebäudenutzern beeinflusst werden. Der erneuerbare Stromanteil für Gesamt-Deutschland ist im Jahr 2019 (Stand: Okt.) bereits auf 47 % angestiegen[17], es ist allerdings noch ein weiter Weg bis zu einer 100%-igen, CO_2-freien Vollversorgung mit erneuerbaren Energien.

Die Verwendung eines Kaltnetzes für ein permanentes Angebot von niedrigtemperierter Wärme von 20 °C bedeutet eine zusätzliche Investition. Zwar ist das Netz wesentlich günstiger als ein Warmnetz, welches isolierte Rohre benötigt. Nichtsdestotrotz wird das Netz zusätzlich zu den Investitionen der Wärmepumpen benötigt. Verzichtet man auf das Kaltnetz, können die Wärmepumpen auch dezentral, etwa aus Luftkollektoren an den Gebäuden oder aus Erdsonden- oder -kollektoren gespeist werden. In diesem Fall entstehen aber Perioden mit Quelltemperaturen deutlich unter 20°C. Die Wärmepumpe läuft dann mit geringerer Leistungszahl (ca. 3 bis 4) und benötigt entsprechend mehr Strom. Aus den aufgezeigten Konstellationen können sich ggf. unterschiedliche wirtschaftliche Nachteile im Vergleich zu den anderen

[17] s. Energy-Charts des Fraunhofer ISE: www.energy-charts.de/ren_share_de.htm?source=ren-share&period=annual&year=all

Konzepten ergeben. Das Ergebnis im Verhältnis zu anderen Konzepten ist auch abhängig von der weiteren Entwicklung der Bepreisung von CO_2.

4.6 Konzeption der Wärmenetze

Alle entwickelten Konzepte haben gemeinsam, dass sie über ein Wärmenetz verfügen. In den Konzepten 1 und 2 wird das Netz über eine zentrale Wärmeerzeugung gespeist. Das Konzept 3 sieht für die Versorgung der Neubauten ein sogenanntes Kaltnetz auf einem Temperaturniveau von ca. 20 °C vor. Die Bestandsgebäude werden wie in den anderen Konzepten über ein Netz auf höherem Temperaturniveau angebunden. Siehe dazu auch die Erläuterungen zu den Wärmekonzepten (Konzept 1: Abschnitt 4.3, Konzept 2: Abschnitt 4.4, Konzept 3: Abschnitt 4.5).

Das Wärmenetz auf dem Zechengelände sollte auf möglichst niedrige Temperaturen ausgelegt werden. Niedrige Wärmenetztemperaturen reduzieren die Wärmeverluste des Netzes an die Umgebung. Sie ermöglichen zudem eine höhere spezifische Wärmeerzeugung durch erneuerbare Erzeuger und erlauben eine Nutzung des Fernwärmerücklaufs als mögliches Heizmedium. Die Netztemperaturen sollten jedoch so gewählt werden, dass die hygienische Warmwasserbereitung ohne zusätzlichen Nacherwärmungsaufwand möglich wird. Dazu müssen bei den Wärmeabnehmern an den Ausgängen von Trinkwarmwassererwärmern mindestens 60 °C erreicht werden ((DVGW, 2004)). Da in Wärmeversorgungssystemen meist mehrere Wärmetauscher eingebaut sind und die Temperatur durch Wärmeverluste absinkt, soll für die hier betrachteten Wärmekonzepte von einer Auslegungstemperatur des Wärmenetzes auf dem Zechengelände von **70 °C im Vorlauf** ausgegangen werden. Das Netz wird für eine Temperaturspreizung von 30 K ausgelegt, d.h. die **Rücklauftemperatur** beträgt **40 °C**. Mit diesen Netzparametern kann die o.g. DVGW-Richtlinie ohne zusätzliche Nacherhitzung eingehalten werden.

Konzepte 1 und 2

In der Abb. 4-25 ist der Verlauf des Wärmenetzes sowie die Dimensionierung der Rohrleitungen für die Konzepte 1 und 2 dargestellt.

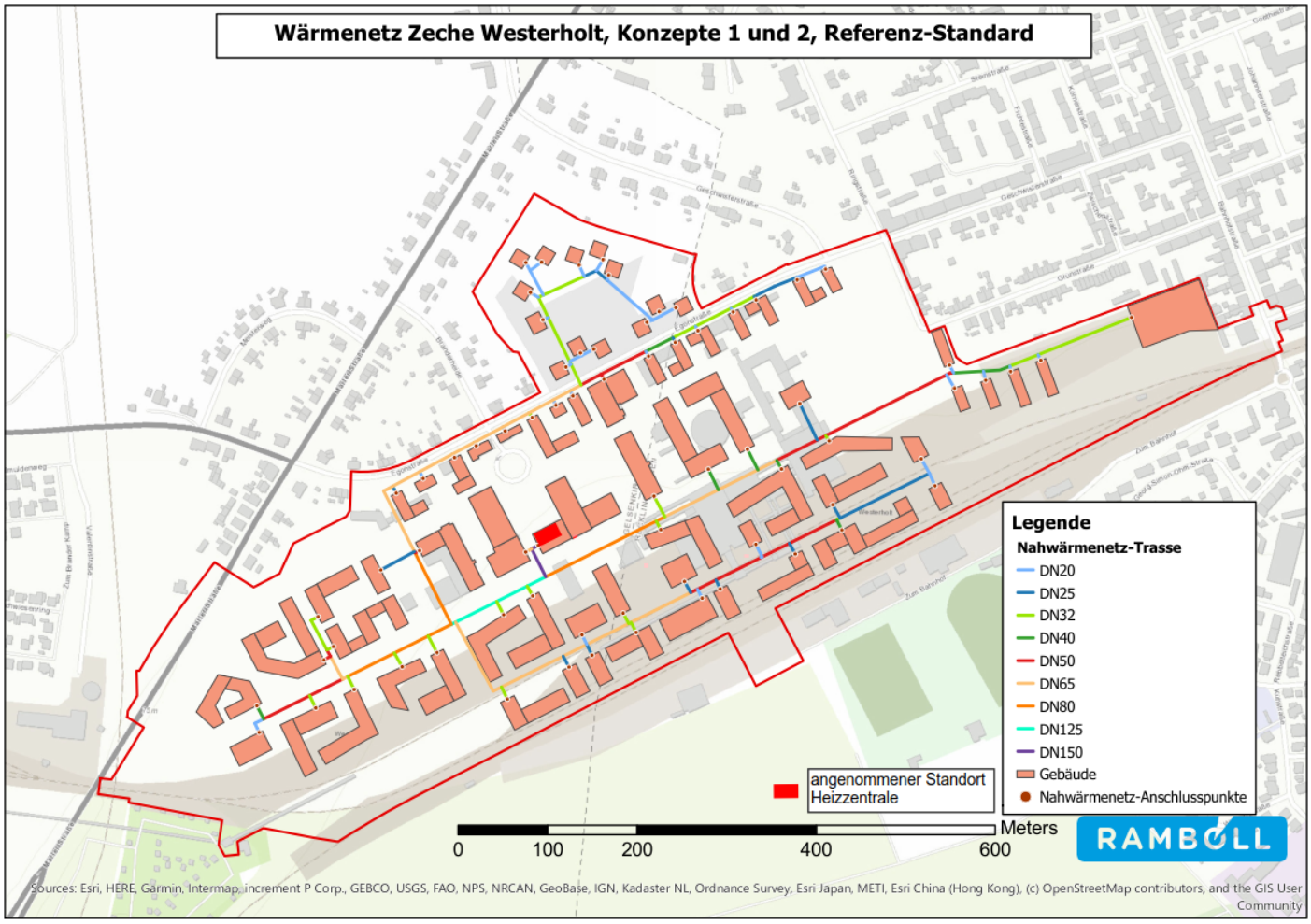


Abb. 4-25 Dimensionierung des Wärmenetzes für die Konzepte 1 und 2

Es ist vorgesehen, über ein zentrales Netz alle Gebäude des Zechengeländes anzubinden. Wärmeübergabestationen versorgen die Gebäude sowohl mit Heiz- als auch Trinkwarmwasser. Die abgebildeten Trassenabschnitte beinhaltenen Vor- und Rücklauf der Wärmeleitungen.

Konzept 3

Im Konzept 3 dagegen wird auf zwei getrennte Netze gesetzt, die die Bestandsgebäude und Neubauten auf zwei unterschiedlichen Temperaturniveaus versorgen. Die Dimensionierung des Warmnetzes erfolgt wie in den Konzepten 1 und 2 bei angenommenen Netztemperaturen von 70 °C Vorlauf und 40 °C Rücklauf, d.h. mit einer Temperaturspreizung von 30 K. Die Dimensionierung des **Kaltnetzes** basiert auf der Annahme einer **Vorlauftemperatur** von **20 °C** und einer **Rücklauftemperatur** von **15 °C**. Die Spreizung beträgt hier demnach nur 5 K, so dass im Vergleich zum Wärmenetz größere Leitungsdimensionen erforderlich sind. Das Kaltnetz transportiert nur die Niedertemperaturwärme, nicht die abgegebene Nutzwärme. Diese wird dezentral in den einzelnen Gebäuden über Wärmepumpen erzeugt. Das Ergebnis der Dimensionierung ist in Abb. 4-26 für den Referenz-Standard und in Abb. 4-27 für den Passivhaus-Standard dargestellt.

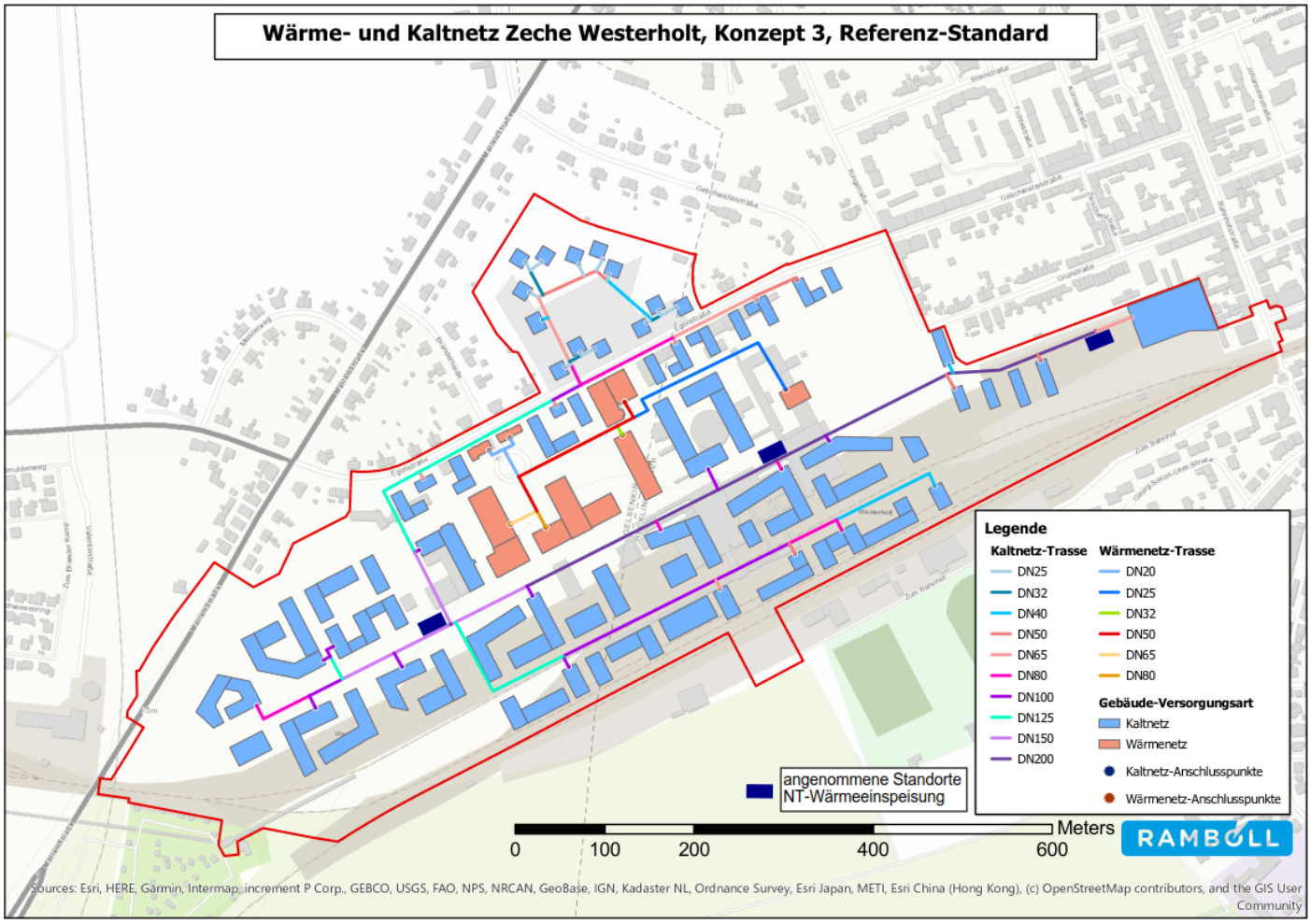


Abb. 4-26 Dimensionierung des Wärme- und Kaltnetzes in Konzept 3a (Referenz-Standard)

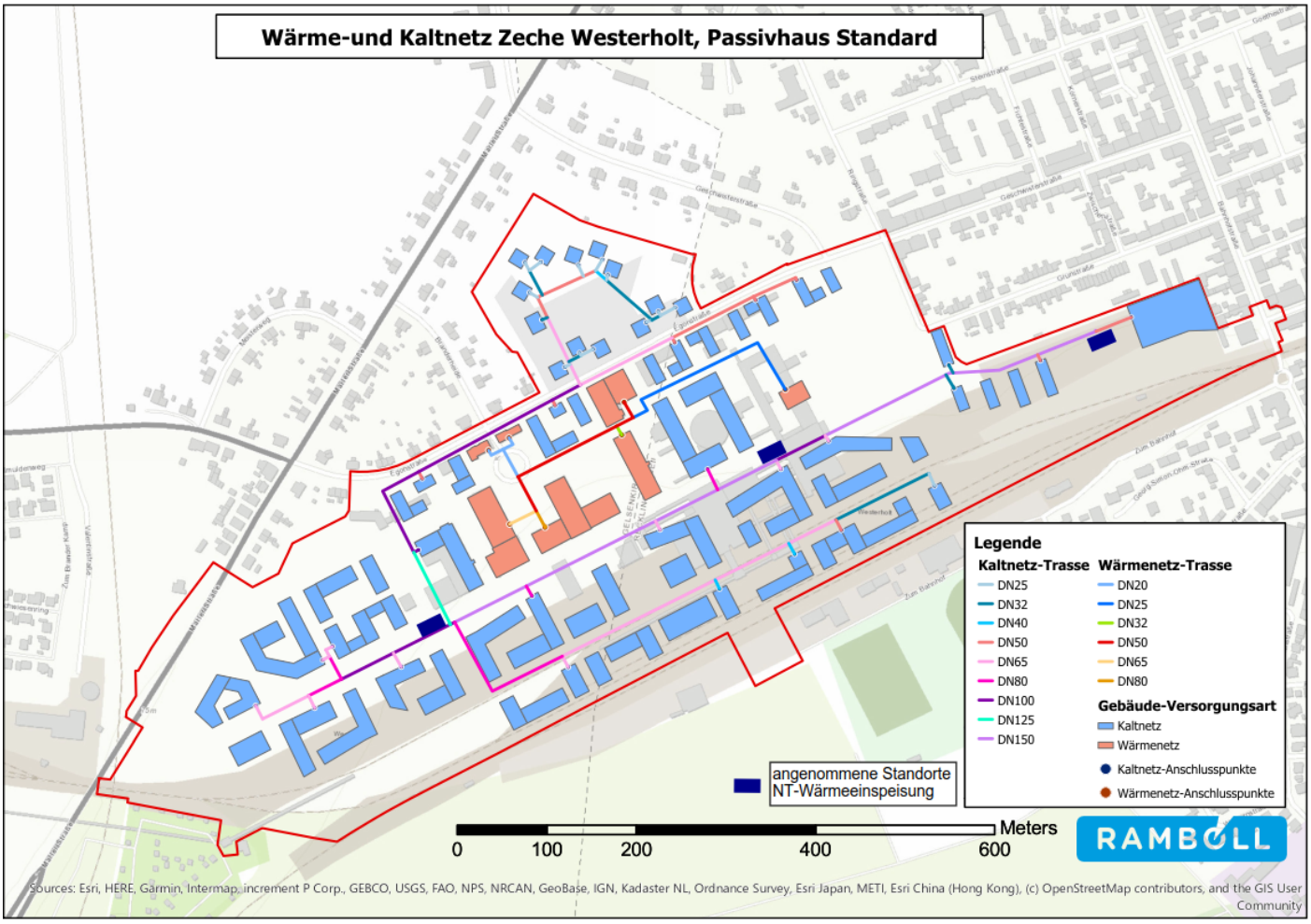


Abb. 4-27 Dimensionierung des Wärme- und Kaltnetzes in Konzept 3b (Passivhaus-Standard)

Die Dimensionierung der Wärmenetze erfolgte mit dem thermo-hydraulischen Simulationstool System Rørnet der Firma Ramboll. Folgende Randbedingungen wurden der Simulation zugrunde gelegt:

- Netztrassen verlaufen entlang der geplanten Straßenverläufe,
- Berücksichtigung der Hausanschlussleitungen bis an die Gebäudegrenze,
- Temperaturspreizung zwischen Vorlauf und Rücklauf: 30 Kelvin,
- Anschlussleistungen ergeben sich aus dem berechneten Wärmebedarf und den Vollbenutzungsstunden abhängig von der Gebäudefunktion,
- Annahmen für Standorte der Heizzentrale bzw. Niedertemperatur-Wärmeeinspeisung entsprechend Kennzeichnungen in Abb. 4-25, Abb. 4-26 und Abb. 4-27,
- Berücksichtigung individueller Charakteristiken der verschiedenen Rohrdimensionen wie Nennweite, innerer Durchmesser (mm), Rauheit (mm), Transmissionskoeffizient (W/m/°C), max. Geschwindigkeit (m/s) und Wandstärke (mm).

Ein Kriterium zur Einstufung der Förderwürdigkeit von Wärmenetzen ist die Wärmeliniendichte. Diese setzt die abgenommene jährliche Wärmemenge zu der gesamten Trassenlänge ins Verhältnis [kWh/(m*a)]. Die Wärmeliniendichten der entwickelten Wärmesysteme sind in der nachfolgenden Tabelle aufgeführt:

Tab. 4-14 Wärmeliniendichte der entwickelten Wärmesysteme

	Einheit	Konzepte 1 / 2	Konzept 3		
		Wärmenetz	Wärmenetz	Kaltnetz (Referenz)	Kaltnetz (PH)
Netzlänge	m	3 720	590	3 150	3 150
Wärmeabnahme (ohne Netzverluste)	MWh/a	9 400	3 446	4 765 *	2 600 *
Wärmeliniendichte	kWh/(m*a)	2 525	5 840	1 510	830

* Umweltwärme, berechnet aus Wärmeabnahme und JAZ = 5

Je höher die Wärmeliniendichte ist, desto wirtschaftlicher ist der Bau des Netzes. Im Rahmen des Marktanreizprogramms fördert die KfW Nahwärmenetze und Hausübergabestationen ab einer Wärmeliniendichte von 500 kWh/(m*a). Es gelten weitere Anforderungen an die Förderwürdigkeit, u.a. Mindestanteile erneuerbarer Energien in der Wärmebereitstellung.

Die Wirtschaftlichkeit ist stark von der Wärmeabnahme und den Investitionskosten des Netzes abhängig. Diese setzen sich im Wesentlichen aus den Kosten für den Rohrleitungsbau sowie den Tiefbau zusammen. Da das Zechengelände eine vollständige Neuerschließung erfahren wird und in diesem Zug Erdschichten über die gesamte Fläche abgetragen und neu aufgebaut werden, wurde entschieden, für die Kalkulation der Netze aller Varianten keine Tiefbaukosten anzusetzen. Dies hat einen relevanten Einfluss auf die Gesamtkosten der Wärmesysteme. Die Installation des Wärmenetzes wird vermutlich im Einklang mit der Errichtung der Gebäude bzw. Quartiere etappenweise erfolgen.

Die Schätzung der Netzkosten beruht auf der Annahme der Verlegung von Kunststoffmantelrohr (KMR) im Doppelrohr bzw. TwinPipe-System. Hierbei werden das Vorlauf- und Rücklaufrohr in einem gemeinsamen Verbundsystem mit der Wärmedämmung verlegt, wodurch eine Kosten- und Platzeinsparung gegenüber Einzelrohren erreicht wird. Dimensionen bis zu DN200 sind möglich, was für die entwickelten Wärmesysteme der Zeche Westerholt ausreichend ist. Die Hausanschlusskosten werden je nach Konzept unterschiedlich berücksichtigt und sind daher hier nicht aufgeführt.



Abb. 4-28 Beispiel eines KMR-Doppelrohrs/TwinPipes

Quelle: www.logstor.com

Für die Konzepte mit Wärmenetz wird mit der Dämmserie 3 der höchste Dämmstandard angesetzt. Für das Kaltnetz wird die Dämmserie 1 angenommen.

Tabelle 1: Spezifikation und Kostenschätzung der entwickelten Wärmenetze

		Konzepte 1 / 2	Konzept 3	
	Einheit	Wärmenetz	Wärmenetz	Kaltnetz
Netzlänge	m	3 720	590	3 150
Dimensionen von … bis	DN	20 … 150	20 … 80	25 … 200
Dämmstandard	-	Dämmserie 3	Dämmserie 3	Dämmserie 1
Kostenschätzung	€	390 000 €	55 000 €	520 000 €

Das Kaltnetz in Konzept 3 ist teurer als das Warmnetz in Konzept 1 bzw. 2. Das liegt an den größeren Dimensionen der Leitungen im Kaltnetz, die aufgrund der geringeren Temperaturspreizung (5 K gegenüber 20 K) erforderlich werden. Der geringere Dämmstandard im Kaltnetz führt zu einer geringen Einsparung, jedoch ist der Effekt auf die Gesamtkosten untergeordnet.

Durch Verwendung von Infrastrukturkanälen und Leitungsverlegung durch die Häuser statt konventioneller Anschlüsse über Stichleitungen (s. nachfolgender Exkurs) können im Neubau die Wirtschaftlichkeit verbessert und die Wärmeverteilverluste erheblich minimiert werden.

Exkurs: Infrastrukturkanal & Verlegung durch die Häuser

Ein Infrastrukturkanal ist eine bauliche Anlage, die - mit Ausnahme der Abwasserleitung - alle notwendigen Leitungen der Ver- und Entsorgung (Gas, Trinkwasser, Strom, Telekommunikation, Fernwärme, usw.) in sich bündelt. Der Leitungsgang wird in die Dämmhülle des Gebäudes integriert (s. Abb. 4-29).

Da die Leitungen durch den Kanal geschützt und daher auch keinen statischen und dynamischen Belastungen durch z.B. Setzungen des Erdreiches ausgesetzt sind, ist die Verwendung leichterer Rohrmaterialien möglich. Die bauliche Querschnittsdimensionierung des Leitungsganges richtet sich in erster Linie nach der Art und der Anzahl der unterschiedlichen Leitungen. Diese können nachträglich erneuert oder ergänzt werden. Der Aufwand hierfür richtet sich nach der Zugänglichkeit der Leitungen.

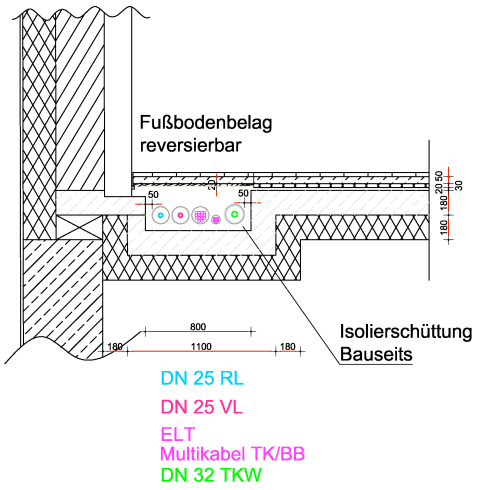


Abb. 4-29 Querschnitt einer Rohrleitungsverlegung im Infrastrukturkanal

Quelle: Planungsbüro Graw (Pehnt et al., 2009, S. 183)

Der Infrastrukturkanal bietet eine kostengünstige und flexible Verlegung von Nahwärmeleitungen inkl. aller Versorgungsleitungen auch bei nichtunterkellerten Gebäuden. Gleichzeitig können bei einer Verlegung durch die Häuser die Wärmeverteilverluste im Vergleich zu der klassischen Verlegetechnik über Stichleitungen (vgl. Abb. 4-30) erheblich reduziert werden, da die Verluste als Wärmegewinne in den Gebäuden genutzt werden können (Pehnt et al., 2009, S. 183 ff.). Berücksichtigt werden muss dabei die Frage der Haftung im Falle einer Leckage. Zum einen entsteht dadurch ein Schadensrisiko in den überbauten Gebäuden, zum anderen können dahinterliegende Gebäude nicht mehr versorgt werden.



Abb. 4-30 Vergleich der Fernwärmeanbindung über klassische Stichleitungen (links) versus Verlegung durch die Häuser (rechts)

Quelle: Planungsbüro Graw (Pehnt et al., 2009, S. 184 f.)

4.7 Vergleichende Bewertung der Konzepte auf Basis der Modellierungsergebnisse

Die Bewertung der Konzepte erfolgt anhand der in Kapitel 3.1 beschriebenen quantitativen (ökologisch und wirtschaftlich) und qualitativen Bewertungskriterien. In Kapitel 4.2 sind die definierten Randbedingungen der Modellierung, Simulation und der hier vorgestellten Bewertung der Simulationsergebnisse dargestellt. Es wurden darin Szenarien für 2030 sowie auch ein Ausblick für 2050 erstellt. Die in diesem Abschnitt durchgeführte vergleichende Bewertung erfolgt auf Basis der Ergebnisse für 2030, die für alle Konzepte in Tab. 4-15 aufgeführt sind. Die Ergebnisse für 2050 weichen in den meisten Kriterien nur geringfügig ab. Diese Ergebnistabelle ist im Anhang 7.4 (Tab. 7-10) dargestellt.

Der erläuternde Text in diesem Abschnitt ist essentiell für eine korrekte Interpretation der beiden Tabellen.

Zur Erläuterung der Tabelle sind hier noch einmal die untersuchten und gegenübergestellten Konzepte aufgeführt:

Konzept 1: Fernwärme (FW)

- **Variante 1a/1**: Fernwärme aus 90% Erdgas GuD + 10% Abwärme
- **Variante 1a/2**: Fernwärme aus 50% Erdgas GuD + 50% Abwärme
- **Variante 1b/1**: Variante 1a/1 + kleine Solarthermie
- **Variante 1b/2**: Variante 1a/2 + kleine Solarthermie
- **Variante 1c/1**: Variante 1a/1 + große Solarthermie
- **Variante 1c/2**: Variante 1a/2 + große Solarthermie

Konzept 2: Blockheizkraftwerk (BHKW)

- **Variante 2a**:
  Weiterbetrieb der Grubengas-BHKW (Annahme: bis 2030)
- **Variante 2b**:
  Ablösung der Grubengas-BHKW durch Solarthermie, Grubenwasserwärmepumpe, Biomethan-BHKW und Brennstoffzelle (Annahme: ab 2030)
- **Variante 2 Mischung**:
  Mischkonzept aus 2a und 2b durch Berücksichtigung deren zeitlicher Abfolge. Der Vergleich mit den anderen Konzepten sollte mit dieser Mischvariante erfolgen.

Konzept 3: Wärmepumpe (WP)

- **Variante 3a/1**:
  WP mit zentralem Kaltnetz für die Neubauten mit Wärmebedarf nach **Referenz**-Standard (Orientierung an KfW55) mit **maximaler** Realisierung aller verfügbaren Dach- und Fassadenflächen für **Photovoltaik** (PV) inkl. Fernwärme nach Konzept 1b/1 für die Bestandsgebäude
- **Variante 3a/2**:
  WP mit zentralem Kaltnetz für die Neubauten mit Wärmebedarf nach Referenz-Standard **ohne PV** inkl. Fernwärme nach Konzept 1b/1 für die Bestandsgebäude
- **Variante 3b/1**:
  WP mit zentralem Kaltnetz für die Neubauten mit Wärmebedarf nach **Passivhaus**-Standard mit **maximaler PV** inkl. Fernwärme nach Konzept 1b/1 für die Bestandsgebäude

- **Variante 3b/2**:
  WP mit zentralem Kaltnetz für die Neubauten mit Wärmebedarf nach Passivhaus-Standard **ohne PV** inkl. Fernwärme nach Konzept 1b/1 für die Bestandsgebäude

Die Einfärbung der Ergebnisse der quantitativen Bewertungskriterien soll der Übersichtlichkeit dienen und ist wie folgt zu lesen:

- Orangefarbige Einfärbung: das Ergebnis liegt mind. 10 % *oberhalb* des Referenzwerts (Konzept 1a/1) bzw. ist mind. 10 % schlechter als der Referenzwert. Im Fall von prozentualen Ergebnissen wurden 10 %-Punkte als Grenzwert herangezogen.
- Grüne Einfärbung: das Ergebnis liegt mind. 10% *unterhalb* des Referenzwerts (Konzept 1a/1) bzw. ist mind. 10 % besser als der Referenzwert. Im Fall von prozentualen Ergebnissen wurden 10 %-Punkte als Grenzwert herangezogen.

Folgende Bewertungsskala wird für die qualitativen Bewertungskriterien verwendet:

- +: überdurchschnittlich im Vergleich zu dem Referenzkonzept 1a/1
- o: etwa gleichauf mit dem Referenzkonzept 1a/a
- -: unterdurchschnittlich im Vergleich zu dem Referenzkonzept 1a/1

Tab. 4-15 Gegenüberstellung der Bewertungskriterien der untersuchten Umsetzungskonzepte (2030)

Konzept		1a/1	1a/2	1b/1	1b/2	1c/1	1c/2	2a	2b	2	3a/1	3a/2	3b/1	3b/2
Kurzbeschreibung des Konzepts		Fernwärme (90/10)	Fernwärme (50/50)	Fernwärme (90/10) + solarthermische Sommerdeckung	Fernwärme (50/50) + solarthermische Sommerdeckung	Fernwärme (90/10) + große Solarthermie	Fernwärme (50/50) + große Solarthermie	BHKW (Grubengas)	BHKW (Biomethan) + Brennstoffzelle, el. WP, Solarthermie	Mischkonzept, Annahme: Umstellung von Konzept 2a auf 2b im Jahr 2030	WP zentrales Kaltnetz für Neubau Gartensiedlung und Gewerbe-/ Wohnkomplex, Bestand mit FW (90/10) + solarthermische			
											Referenz-Standard, max. PV	Referenz-Standard, ohne PV	Passivhaus-Standard, max. PV	Passivhaus-Standard, ohne PV
Ökologische Kriterien	**Einheit**													
Ressourcenverbrauchsfaktor	MWh_PEx/ MWh_Wärme	0,52	0,42	0,47	0,39	0,36	0,31	0,49	0,56	0,55	0,41	0,45	0,41	0,46
Ressourcenverbrauch	MWh_PEx/a	4.910	3.950	4.450	3.650	3.370	2.930	4.640	5.270	5.140	3.860	4.270	2.750	3.070
Ressourcenverbrauch - Einsparung zur Referenz	%	0%	20%	9%	26%	31%	40%	6%	-7%	-5%	21%	13%	44%	37%
Spezifische THG-Emissionen	kg_CO2_äq/ MWh_Wärme	92	54	81	49	56	39	33	59	54	51	63	54	67
THG-Emissionen	t_CO2_äq/a	870	500	760	460	530	370	310	560	510	480	590	360	450
THG-Emissionen - Einsparungen zur Referenz	%	0%	42%	12%	46%	39%	58%	64%	35%	41%	44%	32%	58%	48%
Anteil EE inkl. Abwärme (Endenergie)	%	10%	50%	25%	58%	60%	78%	0%	71%	57%	68%	65%	70%	65%
Primärenergiefaktor (gesamt)	MWh_PE(ges)/ MWh_Wärme	0,57	0,78	0,65	0,82	0,83	0,92	0,49	0,79	0,73	0,93	0,98	0,93	0,98
Primärenergiefaktor (nicht erneuerbar)	MWh_PE(ne)/ MWh_Wärme	0,45	0,26	0,37	0,22	0,21	0,12	0,48	0,11	0,19	0,20	0,25	0,20	0,25
Wirtschaftliche Kriterien														
Energiekosten/Bezugskosten inkl. Eigenbedarf Strom	€/a	743.090	743.090	650.250	650.250	430.900	430.870	527.400	1.272.170	1.123.210	359.490	539.910	269.310	407.620
Rückerstattungen Stromeinspeisung KWK/PV	€/a	-	-	-	-	-	-	- 624.710	- 510.850	- 533.620	- 396.300	-	- 491.230	-
Jährliche CO2-Kosten (35 €/t)	€/a	30.280	17.650	26.730	16.230	18.430	12.790	10.930	19.540	17.820	16.810	20.710	12.630	15.680
Jährliche CO2-Kosten (180 €/t)	€/a	155.720	90.770	137.490	83.490	94.780	65.750	56.200	100.510	91.650	86.470	106.500	64.970	80.660
Summe jährliche Betriebskosten	€/a	-	-	13.630	13.630	53.050	53.050	112.450	61.990	62.660	176.590	37.230	173.390	33.750
Summe jährliche kapitalgebundene Kosten	€/a	26.900	26.900	110.180	110.180	409.480	409.480	26.900	281.690	230.730	1.304.150	376.500	1.190.670	262.990
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/a	800.270	787.640	800.800	790.300	911.860	906.180	52.960	1.124.540	900.800	1.460.750	974.340	1.154.770	720.050
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/a	925.720	860.760	911.560	857.560	988.200	959.150	98.240	1.205.510	974.630	1.530.410	1.060.130	1.207.110	785.020
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	85	84	85	84	97	96	6	120	96	155	104	172	107
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	98	92	97	91	105	102	10	128	104	163	113	180	117
Wärmepreis (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	92	91	92	91	105	104	11	135	109	174	111	196	115
Wärmepreis (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	107	99	105	99	114	111	17	144	118	182	121	205	126
Wärmepreis - Einsparungen zur Referenz (mit CO2-Preis 35 €/t)	%	0%	2%	0%	1%	-14%	-13%	88%	-46%	-18%	-89%	-20%	-113%	-25%
Wärmepreis - Einsparungen zur Referenz (mit CO2-Preis 180 €/t)	%	0%	7%	2%	7%	-7%	-4%	85%	-35%	-10%	-70%	-13%	-92%	-18%
Qualitatve Kriterien														
Lokale Potenziale	/	-	-	o	o	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Aufwand für Versorgungssicherheit (Ausfall-Absicherung)	/	+	+	+	+	+	+	o	o	o	o	o	o	o
Effiziente Flächennutzung	/	+	+	o	o	-	-	o	o	o	o	o	o	o
Innovationscharakter / Beitrag zur Marke "Neue Zeche Westerholt"	/	-	-	o	o	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Vielfalt der Lösungsansätze (Cluster- und Sektorkopplung, synergetische Konzepte...)	/	o	o	o	o	o	o	o	o	o	+	+	+	+

Spez. Wärmesystemkosten = Kosten des Gesamt-Wärmesystems, bestehend aus Wärmeerzeugern und Netzinfrastruktur, bezogen auf die Wärmeliefermenge
Wärmepreis = spez. Wärmesystemkosten inkl. 10 % Aufschlag für Marge/Overhead (nur für Wärmelieferung aus zentralen Versorgungskonzepten 1 & 2 und FW in Konzept 3)

4.7.1 Ökologische Kriterien

Die zentralen ökologischen Bewertungskriterien, welche quantitativ berücksichtigt werden, sind die Treibhausgasemissionen und der Ressourcenverbrauch. Auf Basis dieser beiden Kriterien können belastbar Einsparungen im Vergleich zur Referenz ermittelt werden.

Das Verhältnis von (Energie-)Ressourcenverbrauch zum Endenergiebedarf kann als Ressourcenverbrauchsfaktor (RVF)[18] bezeichnet werden. Dieser kann als ein Maß für die Zukunftsfähigkeit (im Sinne der Nachhaltigkeit) oder auch die technische Ausgereiftheit des Wärmeversorgungssystems verstanden werden. Je niedriger der Faktor, desto effizienter wird die Wärme bereitgestellt.

Der **Ressourcenverbrauchsfaktor** wurde für alle Konzepte berechnet. In den Konzepten mit hohem Fernwärmeanteil aus dem Erdgas-GuD-Heizkraftwerk sowie in den Konzepten 2b bzw. 2 (als Mischkonzept aus 2a und 2b) liegen die Faktoren am höchsten. In den Konzepten 3 unterscheiden sich die Ergebnisse durch den Einsatz der Photovoltaik. Mit höherem Strombezug aus dem Netz liegt der Ressourcenverbrauchsfaktor etwas höher. Da es sich beim Ressourcenverbrauchsfaktor um einen spezifischen Wert (pro Wärmeeinheit) handelt, ergibt der Abgleich des Faktors im Konzept 3 zwischen den zwei Wärmebedarfs-Szenarien jeweils nahezu identische Ergebnisse (RVF = 0,41 in den Max.-PV-Varianten bzw. ca. 0,45 in den Ohne-PV-Varianten), obwohl durch den Passivhaus-Standard ein geringerer Ressourcenaufwand erforderlich ist. Dies liegt an der unterschiedlich hohen Wärmelieferung als Bezugsgröße. Daher wird der Ressourcenverbrauch zusätzlich absolut dargestellt. In den Konzepten 1c (Fernwärme mit großer Solarthermie: RVF = 0,36 bzw. 0,31) und 1b/2 (Fernwärme mit hohem Abwärme-Anteil und solarthermischer Sommerdeckung: RVF = 0,39) ist der spezifische Ressourcenverbrauch am geringsten, während er in den Varianten 1c/2 (FW 50/50 + große ST) mit 2.930 MWh_{PEx} und 3b/1 (PH, max. PV) mit 2.750 MWh_{PEx} absolut am geringsten ist.

Die *spezifischen* **THG-Emissionen** pro Megawattstunde sind in den Fernwärme-Konzepten mit geringem Abwärme- und geringem Solarthermie-Anteil am höchsten (92 $kgCO_{2\text{-äq}}$ in 1a/1 und 81 $kgCO_{2\text{-äq}}$ in 1b/1 mit solarthermischer Sommerdeckung). Am geringsten sind sie in dem Konzept 1c/2 mit großer Solarthermie und hohem Abwärmeanteil (39 $kgCO_{2\text{-äq}}$) sowie im Konzept 2a mit Grubengasnutzung (33 $kgCO_2$-äq, jedoch nur bis zum Versiegen des Grubengases in voraussichtlich 2030). Betrachtet man die *absoluten* Emissionen, liegt das Konzept 3b (Passivhaus-Standard) ebenfalls weit vorne, da durch den reduzierten Wärmebedarf der Gebäude auch die THG-Emissionen gering sind.

Der **Anteil erneuerbarer Energie** (inkl. Abwärme) am Endenergiebedarf ist im Konzept mit großer Solarthermie und hohem Abwärmeanteil in der Fernwärme (EE-Anteil = 78 %) am höchsten, gefolgt von den Konzepten 2b (71 %) und 3 (max. 70 %). Am schlechtesten werden in dieser Kategorie das Konzept 2a mit 0 % (Grubengas gilt als nicht erneuerbar) und das Konzept 1a/1 mit 10 % (Fernwärme mit geringem Ab-

[18] Der Begriff „Ressource“ wird hier ausschließlich auf Energie (bzw. genauer gesagt auf Exergie) bezogen, d. h. stofflicher Ressourcenverbrauch wie beispielsweise von Wasser, seltenen Metallen, Dämmmaterialien, Flächen etc. ist nicht berücksichtigt. Die Einheit ist „Primärexergie pro Endenergie Wärme“ (MWh_{PEx}/MWh_{th}).

wärmeanteil) bewertet. Wie bereits erwähnt ist dieses Kriterium als rein informativ zu verwenden, da Vorkettenaufwendungen an fossilen Rohstoffen nicht berücksichtigt werden und somit über dieses Kriterium keine zuverlässige Aussage zur Umweltfreundlichkeit eines Versorgungssystems getroffen werden kann.

Die **Primärenergiefaktoren** gesamt (PEF_{ges}) und nicht erneuerbar (PEF_{ne}) werden hier ebenfalls nur nachrichtlich dargestellt. Wie bereits in der Kriterieneinführung (Kap. 3.1) erläutert, sollen sie dazu dienen, einen Abgleich mit gesetzlichen Vorgaben zu ermöglichen, sobald die Carnot-Methode zur Allokation von Wärme aus KWK-Anlagen als Standard etabliert ist[19]. Eine Aussage zur Umweltfreundlichkeit oder Effizienz kann auf Basis dieser Faktoren nicht zuverlässig getroffen werden. Stattdessen sollten die Werte für den Ressourcenverbrauch für eine Aussage hinsichtlich der Effizienz und der ökologischen Zukunftsfähigkeit der unterschiedlichen Versorgungslösungen herangezogen werden.

4.7.2 Wirtschaftliche Kriterien

Die **Gesamtkosten** des Wärmesystems (Wärmesystemkosten) setzen sich aus den Energiekosten inklusiv möglicher Rückerstattungen durch die Stromeinspeisung in das öffentliche Netz, den CO_2-Kosten (hier in zwei Szenarien abgebildet), den Betriebskosten und den kapitalgebundenen Kosten zusammen.

Die **Energiekosten** sind in der Variante 3b/1 mit Passivhaus-Standard und max. PV mit ca. 270 T€/a am geringsten. Dies liegt an dem extrem geringen absoluten Wärmebedarf des Passivhaus-Konzeptes. Es folgt die Variante 3a/1 mit Referenz-Standard und max. PV mit ca. 360 T€/a. Auch das Konzept 1 mit dem großen Anteil solarthermischer Wärme punktet durch geringe Energiekosten (ca. 430 T€/a). Verhältnismäßig hohe Energiekosten hat dagegen die Mischvariante 2 mit ca. 1 120 T€/a. Die in der Spalte für Energiekosten eingetragenen Kosten der Fernwärme-basierten Konzepte beinhalten zumindest anteilig auch kapitalgebundene Kosten für Netze, Anschlüsse und Erzeuger. Aus diesem Grund können diese nicht direkt mit den Energiekosten anderer Versorgungskonzepte verglichen werden.

Rückerstattungen durch Einspeisung von KWK-Strom gibt es in den Konzepten 2 bzw. von PV-Strom in den Konzepten 3 mit maximaler PV.

Die erwarteten zukünftigen jährlichen **Kosten durch CO_2-Emissionen** (bewertet mit 35 €/t bzw. 180 €/t[20]) sind in den Varianten mit hohem Fernwärme-Anteil aus einem Erdgas-GuD-Heizkraftwerk (Bsp. Referenz-Variante ca. 30 T€ bzw. ca. 155 T€) sowie in der Variante 3a/2 (Referenz-Standard, ohne PV) mit ca. 20 T€ bzw. ca. 105 T€ und in der Variante 2 mit ca. 18 T€ bzw. ca. 90 T€ am höchsten. Am geringsten fallen die Kosten für CO_2-Emissionen in den Varianten 2a (ca. 10 T€ bzw. ca. 55 T€), 1c/2 mit hohem solarthermischem Anteil sowie hohem Anteil von Abwärme in der Fernwärme und 3b/1 mit Passivhaus-Standard und max. PV aus (beide ca. 13 T€ bzw. ca. 65 T€) aus.

[19] Derzeit ist energiepolitisch noch die Gutschriftmethode in der EnEV bzw. im GEG verankert, welche jedoch bei den Koppelprodukten Strom und Wärme sehr einseitig zu Gunsten der Wärme alloziert.

[20] Das Umweltbundesamt (UBA) empfiehlt in seiner Methodenkonvention für das Jahr 2016 als tatsächlichen Schadenswert 180 € pro Tonne CO_2 anzusetzen (UBA, 2019, S. 9).

Die **Betriebskosten** entsprechen Kosten für Wartung und Instandsetzung (in Summe wird dies hier Instandhaltung genannt) von Anlagentechnik. Da die Instandhaltung der Fernwärme bereits in den Bezugskosten enthalten ist, sind hier keine weiteren Kosten aufgeführt. Mit steigendem Anteil der Solarthermie in Konzept 1 steigen jedoch auch die zu berücksichtigenden Betriebskosten. Am höchsten wurden die Betriebskosten für das Konzept 2a (insbesondere aufgrund der Instandhaltung der drei BHKW) und die Konzepte 3 (Instandhaltung von einer Vielzahl an dezentralen Wärmepumpen und weiterer Anlagentechnik) abgeschätzt.

Die Konzepte 3 mit max. PV weisen mit großem Abstand zu den anderen Konzepten die höchsten **Investitionskosten** (kapitalgebundene Kosten von ca. 1 300 T€/a in Variante 3a/1 bzw. ca. 1 200 T€/a in Variante 3b/a) auf. Dies liegt an der Menge der zu installierenden Anlagentechnik je Gebäude bzw. Gebäudekomplex, wobei die Kosten der Photovoltaik hier einen besonders großen Anteil haben. Die Konzepte 3 ohne PV spiegeln diesen Effekt deutlich wider. Hier reduzieren sich die kapitalgebundenen Kosten jeweils um ca. 930 T€/a bzw. um ca. 70 – 80 % (je nach Variante). Die Konzepte 1a sowie 2a weisen Investitionskosten nur für das Wärmenetz auf. Die Fernwärmestationen je Gebäude sind bereits in den Bezugskosten enthalten. Kosten für die Flächen der Solarthermie und sonstige Flächenbedarfe wurden nicht berücksichtigt.

Die Summe der Kostenbestandteile wurde für beide CO_2-Kostenszenarien gebildet. Darauf aufbauend wurden die spezifischen Kosten ermittelt. Die **spezifischen Wärmesystemkosten** sind die Kosten des gesamten Wärmesystems, bestehend aus Wärmeerzeugern und Netzinfrastruktur und bezogen auf die Wärmeliefermenge. Bei dem geringen Kostenansatz für CO_2-Emissionen liegen die spez. Wärmesystemkosten der Konzepte 1a und 1b mit jeweils hohem Abwärmeanteil (Wärmesystemkosten bei jeweils ca. 85 €/MWh) sowie des Konzeptes 2a (6 €/MWh, jedoch nur bis zum Versiegen des Grubengases in ca. 2030 relevant) am niedrigsten. Erhöhte CO_2-Kosten wirken sich mit ca. 15 % Steigerung der spez. Wärmesystemkosten auf die Konzepte 1a und 1b mit geringem Abwärme- und geringem Solarthermie-Anteil aus. Das Konzept 3 profitiert von einer recht hohen Robustheit gegenüber steigenden CO_2-Preisen (Steigerung der spez. Wärmesystemkosten nur um ca. 5 % trotz Verfünffachen der CO_2-Preise von 35 auf 180 €/t CO_2). Jedoch sind im Konzept 3 mit max. PV die spezifischen Wärmesystemkosten bei CO_2-Preisen von 180 €/t CO_2 mit 163 €/MWh (Referenz-Standard) bzw. 180 €/MWh (Passivhaus-Standard) im Vergleich zu allen anderen Konzepten am höchsten. Ohne Berücksichtigung von PV-Flächen sinken die spezifischen Wärmesystemkosten auf 113 €/MWh (Referenz-Standard) bzw. 117 €/MWh (Passivhaus-Standard), liegen jedoch immer noch oberhalb von Konzept 2 (104 €/MWh, als Mischung aus 2a und 2b) und oberhalb aller anderen Konzepte (Bandbreite von 91 €/MWh bis 105 €/MWh).

Letztendlich für den Endkunden relevant sind jedoch nicht spezifische Preise, sondern die *absoluten* jährlichen Kosten für die **Dienstleistung „Warmes Gebäude“**. Diese fallen - sieht man einmal von dem „Auslaufmodell“ des Grubengas-BHKW ab - mit 720 000 bis 785 000 € (davon rund 408 000 € Energiekosten) in der Passivhaus-Variante 3b/2 am geringsten aus. Das bedeutet, dass für eine - im Sinne möglicher zukünftiger Klimaschutzanforderungen - zukunftsfähige Wärmeversorgung ggf. auch höhere Wärmelieferpreise als die marktüblichen akzeptabel sein

können, wenn der Energiebedarf der Gebäude gering gehalten werden kann. Es bedarf jedoch noch weiterer Untersuchungen zu der Frage, ob bzw. inwieweit der Mehr-Investitionsaufwand für eine höhere Gebäudeenergieeffizienz (z. B. Passivhaus-Standard) durch die Einsparungen bei den Energiekosten ausgeglichen werden können. So oder so ist eine hohe Gebäudeenergieeffizienz die beste Versicherung gegen steigende Energie- und CO_2-Preise.

Der **Wärmepreis** ergibt sich schließlich aus der Summe der Wärmesystemkosten inkl. einem Aufschlag für Marge und/oder Overhead in Höhe von (angenommenen) 10 %, wenn es sich um Wärmelieferungen aus den zentralen Versorgungskonzepten 1 und 2 und dem Fernwärmeanteil in Konzept 3 handelt. Die verbleibende Versorgung in Konzept 3 mittels Wärmepumpen erfolgt durch jeden Haushalt bzw. jeden Gebäudekomplex individuell durch direkten Strombezug aus dem Netz. Dadurch fällt die Kostensteigerung durch Marge und Overhead zwischen den Konzepten unterschiedlich stark aus. Das Verhältnis der Wärmepreise zwischen den Konzepten ist jedoch ähnlich wie bei der Betrachtung der spezifischen Wärmesystemkosten.

4.7.3 Qualitative Kriterien

Lokale Potenziale:

Die Fernwärme in Konzept 1 wird außerhalb des Zechengeländes erzeugt und zählt daher nicht in die Kategorie der lokalen Potenzialnutzung. Die Varianten der Fernwärme nutzen mit steigendem Anteil von solarer Wärmeerzeugung auf dem Zechengelände lokale Flächenpotenziale. Die Konzepte 2 und 3 haben jedoch im Vergleich zu Konzept 1 einen geringeren Anteil von Fernwärme und eine höhere Nutzung lokaler Potenziale. Das Grubengas wird lokal erzeugt bzw. genutzt und auch die Variante 2b zur Ablösung des Grubengases nutzt durch solarthermische Flächen und Grubenwasser-Niedertemperaturwärme lokal verfügbare Potenziale. Konzept 3 soll ebenfalls Niedertemperatur-Wärmepotenziale des Zechengeländes nutzen. Diese sind hier noch nicht festgelegt. Das Potenzial aus Grubenwasserwärme, Erdwärme, bislang ungenutzter BHKW-Abwärme, ggf. Abwärme aus Gewerbe/Industrie sowie Solarthermie ist vorhanden.

Aufwand für Versorgungssicherheit (Backup):

Dieses Kriterium berücksichtigt die Sicherheit der kontinuierlichen Wärmeversorgung bzw. den Aufwand zur Herstellung dieser Sicherheit.

Im Konzept 1 ist prinzipbedingt ein Fernwärmeanschluss an jedem Gebäude vorgesehen, hier ist die Versorgungssicherheit hoch, da Fernwärme über ein zentrales System kontinuierlich zur Verfügung steht. Im Konzept 2 ist zur Absicherung von Spitzenlasten und Ausfall von Anlagenkomponenten ein Fernwärmeanschluss an ebenfalls jedem Gebäude vorgesehen. Die Versorgungssicherheit ist entsprechend hoch, der Aufwand jedoch höher als in Konzept 1, da zwei Systeme parallel aufgebaut werden. In Konzept 3 ist nur für die Bestandsgebäude durch den Fernwärmeanschluss eine hohe Versorgungssicherheit gegeben (analog zu Konzept 1). In Konzept 3 sichern dezentrale Speicher Ausfälle für einen kurzen Zeitraum ab, zudem ist die Versorgung der Wärmepumpen über das Stromnetz sowie über mehrere Niedertemperaturwärmequellen abgesichert. Die Konzepte der dezentralen Wärmepumpen müssten zur Absicherung von Ausfällen über einen zusätzlichen Heizstab in den Wärme-

speichern ausgeführt werden, was zu leicht höheren Investitionen führen würde. Die Versorgungssicherheit ist hier daher etwas schlechter als in Konzept 1 zu bewerten.

Nicht bewertet wurden hier die Unsicherheiten durch externe Einflüsse wie z. B. politische Veränderungen oder Abhängigkeiten von extern bezogenen (fossilen) Brennstoffen. Diese sind für das Konzept 1 durch den Bezug von Fernwärme (mit einer Reduktion des Risikos mit steigendem Anteil von Solarthermie) und das Konzept 3 durch die Abhängigkeit vom Stromnetz signifikant. Im Konzept 2 sind das Biomethan und der Wasserstoff extern bezogene Brennstoffe. Lokal verfügbare Wärmepotenziale (Solarthermie, Geothermie, Umgebungswärme und PV-Strom für Wärmepumpen) reduzieren dementsprechend die externe Abhängigkeit und erhöhen die Redundanz in den Konzepten.

Effiziente Flächennutzung:

Die Flächennutzung zentral erzeugter Fernwärme ist, insbesondere aus Sicht des Zechengeländes, effizient. Mit steigendem Anteil von solarthermisch genutzten Freiflächen in Konzept 1 sinkt die effiziente Flächennutzung (jedoch bei gleichzeitig steigendem Anteil erneuerbarer Wärme im System). Zudem ist ein saisonaler Speicher (ggf. unterirdisch) in den Varianten 1c/1 und 1c/2 flächenintensiv. Hier ist eine gekoppelte Flächennutzung, z.B. durch (teilweise) Überbauung zu prüfen. In der Variante 2a wird die Bestandsanlage der Grubengas-BHKW genutzt. Durch Ablösung dieser durch die Variante 2b sind neue Flächen für die Solarthermie und eine neue Heizzentrale erforderlich, die zu Beginn der Bauphase (bereits in der Projektphase Konzept 2a) gesichert werden sollten. Der Flächenbedarf wurde, insbesondere durch die zeitliche Abfolge von zwei unterschiedlichen Systemen, als mittelmäßig bewertet. Konzept 3 kombiniert zwei Systeme zur Versorgung von Neubauten und Bestandsbauten. Dadurch liegen ein zentrales Kaltnetz und ein Fernwärmenetz teilweise parallel im Boden, deren Flächen aber für z.B. Straßenbau zur Verfügung stehen. Die Fernwärmeversorgung benötigt zudem eine Freifläche zur Erzeugung eines solaren Wärmeanteils. Das Kaltnetz wird Niedertemperatur-Wärme aus dem gesamten Zechengebiet beziehen, was im Fall von Erdwärme zumindest bei der Erdkollektor-Technologie ebenfalls flächenintensiv sein kann, da für die geforderte Regeneration des Bodens mit Hilfe des Regenwassers keine oberflächliche Versiegelung erfolgen darf. Im Fall der Nutzung einer Vielzahl von Erdsonden ist auf einen ausreichenden Abstand zwischen den Sonden zu achten, um eine gegenseitige thermische Beeinflussung zu verhindern. Eine Überbauung der Bohrlöcher ist möglich, jedoch sollte ein Zugang im Betrieb möglich sein. Die Regeneration des Bodens sollte bei einer hohen Dichte der Sonden und entsprechend hoher Wärmeentzugsleistung aktiv erfolgen, z.B. über das Einbringen solarthermischer Wärme oder - im Kühlbetrieb im Sommer - über freie Kühlung bzw. Wärmepumpen. Eine flächensparende Alternative zur Erdwärme ist die effiziente Bereitstellung von Niedertemperatur-Wärme über kombinierte PV- und Luftabsorber an der Fassade und/oder auf dem Dach.

Innovationscharakter / Beitrag zur Marke „Neue Zeche Westerholt":

Die Konzepte 1c/1 und 1c/2 sowie die Konzepte 2a, 2b und 3a und 3b werden als überdurchschnittlich innovativ bewertet. Die Konzepte 1c/1 und 1c/2 bewerten wir durch die große Solarthermie-Nutzung und den damit verbundenen saisonalen Speicher als einen wertvollen Beitrag zu einer innovativen Marke der „Neuen Zeche

Westerholt“. Im Konzept 2a wird das Grubengas als Markenzeichen des ehemaligen Zechenbetriebs weitergenutzt. Das Konzept 2b hat durch den Einsatz einer Brennstoffzelle mit Wasserstoff als Brennstoff in Kombination mit weiteren erneuerbaren Erzeugern einen Pilotcharakter. Jede einzelne Komponente ist jedoch ausreichend erprobt für einen zuverlässigen Einsatz. Es gibt bereits tausendfache stationäre Brennstoffzellen-Anwendungen in asiatischen Ländern, insbesondere Japan, sowie einige Referenzanlagen in Deutschland. Im Konzept 3 prägt das Kaltnetz den innovativen Charakter. Dadurch ist für die Neubauten die Nutzung von (mehreren) Niedertemperatur-Wärmequellen aus erneuerbarer Energie oder Abwärme möglich, ohne dass fossile Brennstoffe eingesetzt werden müssen. Die Bestandsgebäude müssen jedoch weiterhin (auf höherem Temperaturniveau) durch Fernwärme versorgt werden.

In den Konzepten 1b/1, 1b/2, 2b und 3 ist für den Standort des Pufferspeichers in Tankbauweise das ehemalige Schachtgebäude 3 vorgesehen, was ebenfalls zur Markenprägung genutzt werden kann.

Vielfalt der Lösungsansätze (Cluster- und Sektorkopplung, synergetische Konzepte…):

Der Grad der Sektorkopplung ist in den Konzepten 1, 2 und 3 hoch durch die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme (KWK) im GuD-Heizkraftwerk (Konzept 1) oder in den BHKW (Konzepte 2a und 2b), durch die zusätzliche Brennstoffzelle in 2b sowie die Wärmeerzeugung in Wärmepumpen mittels Strombezug in Konzept 3. In Konzept 1 wird die Wärme ggf. auf Basis von Abwärme aus der Industrie bezogen. Auf den Anteil der KWK- oder der Industrieabwärme in der Wärmelieferung besteht jedoch aus Sicht der „Neuen Zeche Westerholt“ keine direkte Einflussmöglichkeit.

Das Konzept 3 zeichnet sich aus durch die modular mögliche Erschließung des Zechengeländes. In den zwei vorgestellten Konzepten 3a und 3b werden alle Neubauten an das Kaltnetz angebunden, jedoch ist auch die dezentrale Nutzung von Niedertemperatur-Potenzialen an/in den jeweiligen Gebäuden ohne Netzanbindung wie auch die Kombination beider Ansätze möglich.

4.8 Übertragbarkeit identifizierter Ansätze auf andere Kommunen und Regionen

Die für die Zeche Westerholt entwickelten Wärmeversorgungskonzepte sind teilweise auch auf andere Versorgungsgebiete übertragbar.

So sind beispielsweise Wärmenetze grundsätzlich eine Versorgungsoption in allen ausreichend dicht besiedelten Gebieten. Die für die Wirtschaftlichkeit von Fernwärme notwendige Dichte der Besiedlung hängt von vielen Faktoren ab und kann nur individuell ermittelt werden. Da Wärmenetze selbst nur die Infrastruktur beschreiben, ist vor dem Hintergrund ökologischer Aspekte darauf zu achten, dass die Wärmeerzeugung möglichst energieeffizient und kohlenstoffarm erfolgt. Dabei bieten Wärmenetze die Grundlage für die Nutzung hocheffizienter Kraft-Wärme-Kopplung auf Basis von Erdgas. Damit ermöglicht Fernwärme die kohlenstoffärmste Art, Wär-

me auf Basis fossiler Brennstoffe zu erzeugen, z. B. mit Hilfe von Gas- und Dampfturbinenheizkraftwerken (GuD) oder hocheffizienten BHKWs ohne Methanschlupf[21].

Auch die Nutzung der ohne zusätzliche Treibhausgasemissionen gewinn- und nutzbaren „Energiequelle" Abwärme wird durch Wärmenetze überhaupt erst möglich. Denn Abwärme fällt selten genau an dem Ort des Wärmebedarfs an und muss daher zum Wärmeabnehmer transportiert werden, was am wirtschaftlichsten über Fernwärmeleitungen geschieht.

Die Wärmeversorgungsszenarien, die auf der Nutzung von Grubengas oder Grubenwasserwärme aufbauen, sind prinzipiell auf Standorte übertragbar, in denen durch frühere Bergbauaktivitäten Grubengas bzw. Grubenwasser vorhanden sind. Damit ist deren Übertragbarkeit stark eingeschränkt und diese Lösungen sind nur für wenige Standorte eine ernstzunehmende Alternative. Auch vor dem Hintergrund der Endlichkeit des Grubengases handelt es sich bei der Grubengasnutzung in BHKWs zwar um eine ökologisch sehr sinnvolle, aber zeitlich begrenzte Wärmeerzeugungsoption.

Die Nutzung lokaler Freiflächen-Solarthermie auf dem Zechengelände stellt ein gutes Beispiel für eine Lösung dar, die auf Standorte mit vorhandenen Freiflächen übertragbar ist. Aufgrund der dichten Bebauung im Innenstadtbereich ist die Nutzung von Freiflächen-Solarthermie in großem Stil allerdings nur in Kombination mit Fernwärmeleitungen möglich. Auch auf dem Zechengelände ist bereits ein Wärmenetz notwendig, um die Wärme aus den Solarkollektoren zu den Verbrauchern zu bringen. D. h. die Freiflächen-Solarthermie setzt in jedem Fall die Nutzung zumindest eines Nahwärmenetzes voraus.

Die dachgebundene Solarthermie ist aufgrund ihrer im Vergleich zur Freiflächen-Solarthermie vielfach höheren spezifischen Installationskosten meist nicht wirtschaftlich konkurrenzfähig. Hinzu kommt, dass Dächer insbesondere aus statischen Gründen leichter für Photovoltaikanlagen genutzt werden können als für wasserführende Solarthermie-Systeme.

Die Wärmeversorgungsszenarien, die auf Wärmepumpen (optimalerweise in Kombination mit Photovoltaikanlagen) aufbauen, sind grundsätzlich für viele Neubauten und sanierte Bestandsbauten mit Niedertemperaturheizungen und geringem Wärmebedarf bei verhältnismäßig großer verfügbarer (Dach-)Fläche geeignet. Insbesondere in Kombination mit sogenannten Kaltnetzen, welche die Rückgewinnung von Niedertemperaturabwärme aus Gewerbe- und Dienstleistungsbetrieben ermöglichen, sind diese Versorgungsszenarien ökologisch attraktiv. Allerdings kann es sein, dass trotz der Verbesserung der Jahresarbeitszahlen bei den Wärmepumpen aufgrund der höheren Wärmequellentemperatur, die Zusatzinvestitionen in das Kaltnetz und die Abwärme-Wärmetauscher so hoch sind, dass sich diese Systeme nur in Bereichen lohnen, wo keine anderen Wärmequellen in ausreichendem Maße zur Verfügung stehen. Dies kann insbesondere in Innenstadtbereichen der Fall sein, wo die Wärmebedarfsdichte dazu führen kann, dass Erdsonden oder die Nutzung von

[21] Als Methanschlupf wird bei technischen Prozessen (z. B. in Verbrennungsmotoren) das ungewollte Entweichen von klimaschädlichem Methan (Hauptbestandteil von Erdgas) in die Atmosphäre bezeichnet. Die Stärke des Methanschlupfes beim BHKW hängt u. a. von der Art des Motors, der Abgasnachbehandlung, der Gasqualität und den Betriebsbedingungen ab (siehe www.energie-lexikon.info/methanschlupf.html).

Grundwasser- oder Abwasserwärme nicht immer ausreichen, um dauerhaft Wärme auf einem Temperaturniveau oberhalb der Außenlufttemperatur bereitzustellen.

Eine Besonderheit des Zechengeländes, die sowohl einem Wärmenetz an sich als auch speziell dem Versorgungssystem mit Wärmepumpen entgegenkommt, ist die Tatsache, dass aufgrund der notwendigen Sanierung des belasteten Bodens ohnehin umfangreiche Erdbewegungsarbeiten stattfinden müssen. Wenn diese Arbeiten gleichzeitig mit der Verlegung eines Wärmenetzes und der Erschließung von Erdwärmequellen kombiniert werden, lassen sich die Gesamtkosten für die Wärmeversorgung erheblich reduzieren. Dieser Synergieeffekt ist auf andere Konversionsflächen übertragbar, bei denen ebenfalls ohne anstehende Erdbewegungen durchgeführt werden müssen.

Die Nutzung von Dachflächen zur Stromerzeugung mit PV-Anlagen ist grundsätzlich - und mehr oder weniger unabhängig vom gewählten Wärmeversorgungskonzept - ökologisch sinnvoll und auf fast alle Versorgungsgebiete übertragbar, sofern Aspekte wie Dachstatik, Verschattung oder Denkmalschutz dem nicht entgegen stehen. Das gleiche gilt für fassaden- bzw. bauwerkintegrierte Photovoltaikelemente (BIPV).

Der Einsatz von Biomethan-BHKW ist grundsätzlich überall dort möglich, wo ein entsprechender Gasanschluss vorliegt. Voraussetzung für einen ökologischen Vorteil gegenüber Erdgasbezug ist jedoch, dass durch den Bezug von Biomethan tatsächlich mehr Gas aus erneuerbaren Quellen in das Gesamtnetz eingespeist wird. Sollte die in das Erdgasnetz eingespeiste Biomethanmenge durch den betrachteten Biomethanbezug nicht entsprechend erhöht werden, müssten Biomethan-BHKW ggf. wie Erdgas-BHKW bilanziert werden. Das kann z.B. dann der Fall sein, wenn alle Biomethanproduzenten unabhängig von der Biomethannachfrage in das Erdgasnetz einspeisen und somit der Biomethanbezug keinen Einfluss auf die Biomethaneinspeisung hat.

Wasserstoff-Brennstoffzellen können eine ökologisch (und ggf. auch ökonomisch) sinnvolle Wärmeerzeugungsoption für Gebiete sein, in denen Wasserstoff aus Überschüssen an erneuerbarem Strom hergestellt wird. Wird bei der Nutzung dieser Technologie Strom zur Wasserstofferzeugung genutzt, der dauerhaft aus nicht-erneuerbaren Quellen stammt, ist aus ökologischer Sicht von einer Verwendung dieser Technologie abzuraten. Bei der Nutzung von erneuerbarem Strom, welcher keinen Überschuss im Netz darstellt, muss im Detail untersucht werden, ob die direkte oder indirekte (über Wasserstoff) Nutzung von Strom ökologisch vorteilhafter ist.

Allgemein gilt, dass die für die Zeche Westerholt entwickelten Wärmeversorgungskonzepte umso mehr auf andere Versorgungsgebiete übertragbar sind, je mehr diese die Charakteristiken des Zechengeländes (z.B. Größe, Konversionsfläche, Art der Bebauung und Nutzung, regionale infrastrukturelle Anbindung, Entwicklungsziele der Kommune und Entwicklungsgesellschaft) aufweisen.

In jedem Fall sollte allerdings der Einsatz von lokalen Wärmenetzen und ein Anschluss an bestehende Fernwärmeleitungen in Erwägung gezogen werden, da diese Infrastrukturen die Nutzung kohlenstoffarmer und effizienter Wärmeerzeugungstechnologien erleichtern oder überhaupt erst ermöglichen.

4.9 Fördermöglichkeiten

Für die verschiedenen Konzepte ergeben sich je nach Erzeugungstechnologien unterschiedliche Fördermöglichkeiten. Im Folgenden werden diese sowohl für die Erzeugungs- als auch die Verteilungssysteme unter Berücksichtigung von landes- und bundesspezifischen Fördermöglichkeiten beschrieben.

4.9.1 Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)

Das „Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung“ (Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG), 2017) soll eine Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen in Höhe von 120 TWh bis zum Jahr 2025 sicherstellen (§ 1 KWKG). Aus diesem Grund wird der Betrieb von KWK-Anlagen je nach Größe der Anlage und nach Art der Stromnutzung durch Zuschlagszahlungen auf den erzeugten KWK-Strom gefördert. Ebenso können bei Einhaltung gewisser Auflagen Investitionszuschüsse für Wärme- und Kältenetze sowie Wärme- und Kältespeicher abgerufen werden.

Da es sich bei den verbrennungsmotorischen BHKW im Konzept 2 durch die Nutzung von Biomethan und Grubengas um Anlagen handelt, die nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) gefördert werden, betrifft die Zuschlagszahlung für den KWK-Strom in allen vorgestellten Konzepten lediglich die Brennstoffzelle. Da diese mit einer elektrischen Leistung von 100 kW deutlich unterhalb der Ausschreibungsgrenze von 1 MW_{el} liegt und der erzeugte Strom vollständig in das Netz der öffentlichen Versorgung eingespeist wird, erfolgt eine im KWKG festgelegte Förderung in Höhe von 7 ct/kWh_{el} für die Dauer von 30.000 Vollbenutzungsstunden (hierbei handelt es sich um das gewichtete Mittel aus 6 ct/kWh_{el} und 8 ct/kWh_{el} der zwei Förderintervalle bis 100 kW_{el}) [§ 7, § 8 Abs. 2]. Die kaufmännische Abnahme des erzeugten Stroms kann vom Netzbetreiber nach § 4 Abs. 2 KWKG verlangt werden. Hierfür ist der sogenannte „übliche Preis“ zu zahlen, der sich aus dem Durchschnittspreis für Grundlaststrom an der Strombörse im vorangegangenen Quartal ergibt (§ 4 Abs. 3).

Die Förderung von Wärmenetzen nach dem KWKG ist nach § 18 Abs. 1 Satz 2 an einen minimalen KWK-Wärmedeckungsgrad in Höhe von 75 % oder, bei einer Kombination aus KWK-Wärme, erneuerbarer Wärme und industrieller Abwärme in Höhe von 50 % gebunden. Der Investitionszuschuss ergibt sich in Abhängigkeit des mittleren Nenndurchmessers des Wärmenetzes. Beträgt dieser mehr als 100 mm, so werden maximal 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten gefördert. Ansonsten beträgt die Förderung 100 € je laufendem Trassenmeter bei einer Begrenzung von maximal 40 % der ansatzfähigen Investitionskosten (§ 19 KWKG). Zur Ermittlung des mittleren Nenndurchmessers werden die Längenmaße der verlegten Leitungen zunächst mit ihrem Nenndurchmesser multipliziert. Die sich daraus ergebende Summe aller Einzelleitungen ist mit der Summe aller Leitungslängen ins Verhältnis zu setzen, woraus sich der mittlere Nenndurchmesser ergibt. (Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG), 2017; Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2017)

Wird in einem Wärmespeicher, dessen Verluste unterhalb von 15 $W/m^2_{Behälteroberläche}$ liegen, zu einem Großteil Wärme aus KWK-Anlagen gespeichert, die an das Netz der allgemeinen Versorgung angeschlossen sind, so kann die Investition in den Speicher ebenfalls nach dem KWKG (§ 22 Abs. 1) gefördert werden. Die Mindestspeichergröße beträgt nach § 22 Abs. 4 KWKG 1 m³ Wasseräquivalent. Weist der zu fördernde Speicher ein Volumen von bis zu maximal 50 m³ Wasseräquivalent auf, so beträgt der Investitionszuschuss 250 $€/m^3_{Wasseräquivalent}$. Bei größeren Speichern ist die Förderung auf 30 % der ansatzfähigen Kosten begrenzt (maximal 10 Mio. € pro Projekt, § 23 Abs. 1 KWKG). (Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG), 2017)

4.9.2 Förderung von innovativen KWK-Systemen (iKWK)

Bei innovativen KWK-Systemen handelt es sich nach § 2 Abs. 9a KWKG um die Kombination von KWK-Anlagen und erneuerbaren Wärmeerzeugern, die besonders energieeffizient und treibhausgasarm arbeiten. Innovative KWK-Anlagen setzen sich aus einer KWK-Anlage, einer Komponente zur Bereitstellung innovativer erneuerbarer Wärme und / oder einem elektrischen Wärmeerzeuger zusammen, die alle an dasselbe Wärmenetz angeschlossen sind. Im beschriebenen Konzept 2b kann die Kombination aus Brennstoffzelle, Solarthermie und Grubenwasserwärmepumpe ein innovatives KWK-System darstellen. Mit solchen Systemen kann nach der KWK-Ausschreibungsverordnung (KWKAusV) an der Ausschreibung für iKWK-Systeme teilgenommen werden, wobei der Höchstwert der Ausschreibungen nach § 5 KWKAusV bei iKWK-Systemen bei 12 ct/kWh_{el} liegt und damit den Höchstwert einfacher KWK-Anlagen (7 ct/kWh_{el}) auf fast das Doppelte überschreitet. Die Förderung von iKWK-Systemen kann folglich sehr umfangreich ausfallen. Ein förderfähiges System muss allerdings innerhalb von 4 Jahren komplett errichtet werden, sonst drohen hohe Pönalen. Dies heißt wiederum, dass die Anlagen von der Genehmigungsseite her bereits sicher sein sollten. (Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG), 2017; Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen und für innovative KWK-Systeme (KWK-Ausschreibungsverordnung - KWKAusV), 2017)

4.9.3 Förderung nach den Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0

Mit Hilfe der Förderbekanntmachung „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ sollen sowohl technische Machbarkeitsstudien als auch der Neubau bzw. die Transformation von Bestandsnetzen in innovative Wärmenetze der vierten Generation gefördert werden. Diese sind neben geringen Netztemperaturen zur Reduktion der Wärmeverluste (Vorlauftemperatur max. 95 °C) durch einen besonders hohen Anteil an erneuerbaren Energien in der Wärmeversorgung gekennzeichnet. So muss mindestens die Hälfte der Wärme aus erneuerbaren Energien stammen. Ebenso müssen vier Fünftel (80 %) der Restwärme aus KWK-Anlagen stammen (vgl. Abb. 4-31).

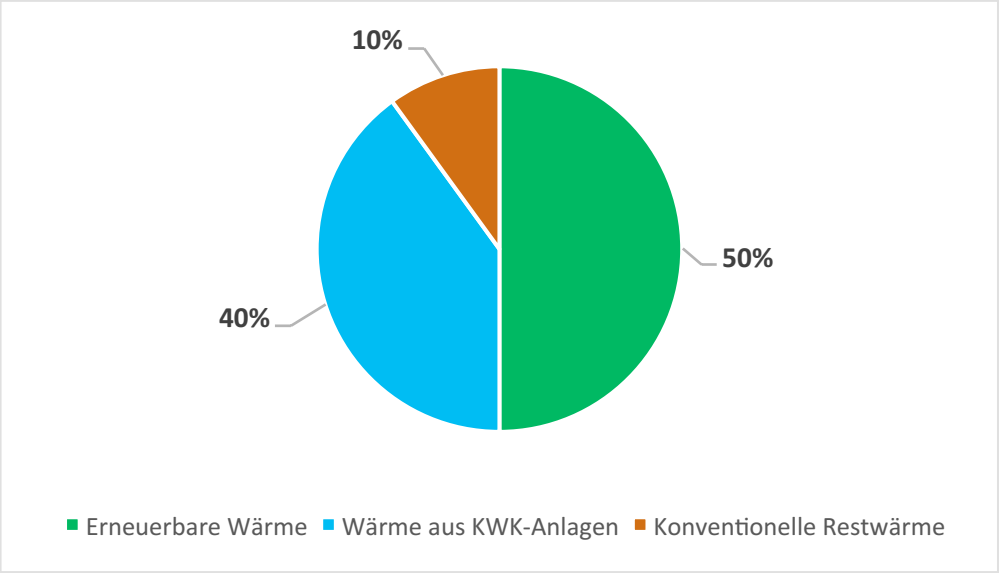


Abb. 4-31 Mindestanforderung Wärmedeckungsgrade nach dem Förderprogramm Wärmenetze 4.0

Zur weiteren Reduktion der Wärmeverluste ist die Realisierung der Dämmreihe 3 ebenfalls eine Mindestanforderung. Ebenso darf der durchschnittliche Wärmelieferpreis einen Betrag von 12 ct/kWh (brutto) nicht überschreiten und es müssen mindestens 100 Abnahmestellen an das Netz angeschlossen sein (oder die Wärmeabnahme beträgt mindestens 3 GWh/a). Werden alle Auflagen erfüllt, so beträgt die Basisförderung für kleine- und mittelständische Unternehmen (KMU) 30 % der ansatzfähigen Investitionskosten für sowohl Wärmenetz, als auch Erzeugungsanlagen und Wärmespeicher. Für Unternehmen, die nicht unter die KMU-Definition fallen, liegt der Fördersatz bei 20 %. Wird ein Anteil von 50 % erneuerbare Energien in der Wärmeversorgung überschritten oder kann ein geringerer Wärmelieferpreis realisiert werden, so ist eine Förderung in Höhe von bis zu 50 % möglich. (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), 2018; Merkblatt zu den technischen Anforderungen an ein Wärmenetzsystem 4.0 Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0, 2018)

4.9.4 Förderung nach progres.nrw

Neben den Förderungen auf Bundesebene können ebenfalls landesspezifische Förderprogramme in Anspruch genommen werden. Das NRW-spezifische Programm progres.nrw ist in die Bereiche *Kraft-Wärme-Kopplung*, *Markteinführung*, *Wärme- und Kältenetze* sowie *Innovation* unterteilt, anhand derer die Einführung und Verbreitung von effizienten Energieerzeugungs-, Energieverteilungs- und Energiespeichersystemen angereizt sowie die Forschung an entsprechenden Projekten unterstützt werden soll. Antragsberechtigt sind Unternehmen, die zum Zeitpunkt der Auszahlung der Förderung entweder eine Niederlassung oder eine Betriebsstätte in NRW haben und die zu fördernden Vorhaben in NRW umgesetzt werden.

Nach dem Programmteil *Wärme- und Kältenetze* kann entsprechend die Investition in den Neubau oder die Verdichtung eines Wärme- oder Kältenetzes mit den in Tab. 4-16 dargestellten Fördersummen bezuschusst werden.

Tab. 4-16 Wärmenetzförderungen nach progres.nrw

DN 25 - 50	DN 65 - 80	DN 100 - 150	DN 175 - 250	DN 300
50 €/m	75 €/m	100 €/m	150 €/m	200 €/m

Ebenso können bis zu 20 % der förderfähigen Ausgaben für Speicher in Fernwärme- oder Fernkältenetzen, den Umbau von Dampf- auf Heißwassernetze sowie für Anlagen zur Wärmeauskopplung in industriellen Prozessen und Müllverbrennungsanlagen gefördert werden. Werden vorhandene Fernwärmenetze verbunden oder handelt es sich um Systeme mit einem hohen Innovationsgrad, so kann der Fördersatz bis zu 65 % der förderfähigen Ausgaben betragen. (Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen aus dem „Programm Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen (progres.nrw) – Programmbereich Wärme- und Kältenetze“, 2016)

Für die Förderung von Anlagen zur effizienten Umwandlung und sparsamen Nutzung von Energie kann der Programmbereich *Markteinführung* in Anspruch genommen werden. Hier werden beispielsweise Investitionen in thermische Solaranlagen oder Wärmeübergabestationen für den Anschluss an ein Wärmenetz gefördert. Wie auch in den anderen Programmbereichen ist die Förderung auf Vorhaben in NRW für Unternehmen, die eine Betriebsstätte oder eine Niederlassung in NRW haben, beschränkt. Die Fördersumme ergibt sich in Abhängigkeit des zu fördernden Vorhabens. (Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen aus dem „Programm für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen“ (progres.nrw) – Programmbereich Markteinführung (progres.nrw – Markteinführung 2018), 2013)

Eine Kumulierung der Bundes- und Landesförderungen ist in der Regel ausgeschlossen.

4.9.5 Förderung nach dem Marktanreizprogramm (MAP)

Um den Anteil erneuerbarer Energien in der Wärmeversorgung zu erhöhen, erfolgt eine Förderung durch das „Marktanreizprogramm zur Förderung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt“ (MAP). Mit einem Fördervolumen von 300 Mio. € pro Jahr lasst sich das MAP in die Bereiche

- Investitionszuschüsse für kleinere Anlagen von Privathaushalten oder Unternehmen durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) und
- Tilgungszuschüsse und zinsgünstige Darlehen für gewerbliche Anlagen durch die Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)

unterteilen. Rechtliche Grundlagen und Einzelhalten finden sich in den „Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt“. Neben solarthermischen Wärmeerzeugern können mittels der genannten Richtlinie ebenfalls Wärmepumpen gefördert werden. Durch die komplexen Fördervoraussetzungen ist die Förderfähigkeit jeder Anlage im Einzelfall zu prüfen, um anschließend eine Förderhöhe ableiten zu können. An dieser Stelle sei auf die entsprechenden Richtlinien verwiesen. (Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, 2015)

4.9.6 KfW-Programm 271/281 „Erneuerbare Energien Premium“

Große Solarwärmeanlagen, die ihre Wärme einem Wärmenetz zuführen, werden nach dem KfW-Programm „Erneuerbare Energien Premium“ über ein Darlehen mit einem Tilgungszuschuss von bis zu 40 % der Investitionskosten oder entsprechend einer ertragsabhängigen Quote gefördert.

Förderfähig sind weiter Wärmespeicher mit einem Speichervolumen über 10 m³, Nahwärmenetze im Bestand, die mit Wärme aus erneuerbaren Energien gespeist werden, und Hausübergabestationen. (KfW, 2019)

4.10 Fazit und Ausblick

Alle drei vorgestellten Konzepte sind aus Sicht des Konsortiums deutlich ambitionierter und innovativer als konventionelle Wärmeversorgungskonzepte (auf Basis überwiegend fossiler Brennstoffe) und hinreichend robust hinsichtlich zukünftig zu erwartender energiewirtschaftlicher Entwicklungen, insbesondere hoher CO_2-Preise.

Ressourcenschonende Wärmekonzepte und wettbewerbsfähige Wärmepreise bzw. Wärmekosten schließen sich nicht aus, gehen jedoch nicht immer einher. Bei der Wahl einer innovativen und ressourcenschonenden Wärmeversorgung sind vermutlich Kompromisse hinsichtlich der Wärmepreise zu machen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass aus Kundensicht letztendlich nicht der Wärmepreis, sondern die jährlichen Kosten für die Bereitstellung der Dienstleistung „Warmes Gebäude“ relevant sind. Diese Kosten können in hocheffizienten Gebäuden trotz höherer Wärmepreise dennoch sehr niedrig ausfallen.

Die Solarthermie in den Konzepten 1 (Fernwärme) führt zu guten ökologischen Ergebnissen bei verträglichen Preisen gegenüber der Referenzvariante aus reiner Fernwärme (mit 90 % GuD- und 10 % Abwärmeanteil). Im Konzept 2 (BHKW) werden - bei nur geringfügig höheren Kosten - gegenüber der Referenzvariante geringere CO_2-Emissionen und ein höherer Anteil erneuerbarer Energien erreicht. Das Konzept 3 (Wärmepumpe) erzielt insbesondere bei der Ressourceneffizienz sehr gute ökologische Ergebnisse. Bei der Betrachtung der Wirtschaftlichkeit hängt das Ergebnis in hohem Maße davon ab, ob die Kosten für eine große PV-Anlage (Varianten 3a/1 und 3b/1) mit einkalkuliert werden oder nicht.

Die Bandbreite der Treibhausgas-Emissionen, Energieeffizienz und Wärmesystemkosten in den drei Konzepten ist in Tab. 4-17 zusammengestellt.

Tab. 4-17 Bandbreite der Ergebnisse für THG-Emissionen, Energieeffizienz und Wärmesystemkosten in den drei Umsetzungskonzepten für das Jahr 2030

Kriterium		Einheit	Referenz (FW 90/10)	Konzepte 1 Fernwärme	Konzept 2 BHKW[1)]	Konzepte 3 Wärmepumpe
THG	spezifisch	$kg_{CO2äq}/MWh_{th}$	92	39 - 92	54	51 - 67
	absolut	$t_{CO2äq}/a$	870	370 - 870	510	360 - 590
	Δ Referenz	%	0 %	0 - 58 %	41 %	32 - 58 %
Ressourcenverbrauch (Exergie)	spezifisch	MWh_{PEx}/MWh_{th}	0,52	0,31 - 0,52	0,55	0,41 - 0,46
	absolut	MWh_{PEx}/a	4 910	2 930 - 4 910	5 140	2 750 - 4 270
	Δ Referenz	%	0 %	0 - 40 %	minus[2)] 5 %	13 - 44 %
Wärmekosten (180 €/t_{CO2})	absolut[3)]	1 000 €/a	926	858 - 988	975	785 - 1 530
	spezifisch[4)]	€/MWh_{th}	107	99 - 114	118	121 - 205
	Δ Referenz	%	0 %	(minus 7) - 7%	minus 10 %	minus (13 - 92) %

1) Bezug auf Mischkonzept aus 2a und 2b mit einer angenommenen Restlaufzeit des Grubengas-BHKW bis 2030
2) „Minus“ bedeutet Mehrverbrauch bzw. Mehrkosten
3) Wärmesystemkosten für Wärmeerzeuger inkl. Netzinfrastruktur
4) Wärmepreis (bei zentralen Versorgungskonzepten inkl. 10 % Aufschlag für Marge/Overhead)

Bei der strategischen Planung der Wärmeversorgung ist es wichtig, **vom Ziel her zu denken**: Eine treibhausgasneutrale Energiewelt kann nur erreicht werden, wenn rechtzeitig die richtigen Pfade eingeschlagen werden und Lock-in-Effekte (= später nur schwer bzw. teuer zu korrigierende Fehlinvestitionen) vermieden werden. Daher sollte eine **Risikominimierung** durch folgende Punkte vorgenommen werden:

- Die Energieeffizienz der Gebäude als langfristige Infrastruktur sollte deutlich oberhalb der EnEV/GEG-Vorgaben liegen.
- Die rechtzeitige Entwicklung lokaler Potenziale sollte sichergestellt werden. Dies kann beispielsweise durch folgende Ansätze geschehen:
  - die Reservierung von Solarthermie-Flächen,
  - die Nutzung der Ohnehin-Bodenbewegungen zur Verlegung von Wärme- und Kaltnetzen, zur Erschließung von Geothermie-Wärmequellen oder zum Bau von großen Wärmespeichern,
  - die Bewertung von Abwärmepotenzialen bereits bei der Ansiedlung von Gewerbebetrieben.

Kurz- bis mittelfristig ist es sinnvoll, heutige in ausreichender Menge (Abfälle) bzw. im Überfluss (industrielle Abwärme) vorhandene Wärmequellen zu nutzen. Für das Erreichen ambitionierter Klima- und Ressourcenschutzziele ist jedoch eine konsequente Ausgestaltung einer Kreislaufwirtschaft unabdingbar. Daher könnten langfristig (2050 plus) auch Abfälle und zum Teil auch (Hochtemperatur-)Abwärme Mangelware werden.

Die Entwicklung (auch der lokalen) erneuerbaren Potenziale ist daher eine kluge Vorsorgestrategie, die sich z.B. bei der Solarwärme durch ihre Preisstabilität und somit langfristige Kalkulierbarkeit auszeichnet. Zudem sollten im Rahmen einer langfristigen Strategie auch neue, dauerhaft verfügbare Wärmequellen, etwa aus industriellen Prozessen berücksichtigt und bewertet werden.

Risiken bestehen hinsichtlich der Verfügbarkeit und der Kosten von Energieträgern:

- in Konzept 1 bei der Umstellung von Kohle auf Erdgas und Abwärme,
- in Konzept 2 bei Biomethan (begrenzte Ausbaupotenziale) und Wasserstoff (Verfügbarkeit),
- in Konzept 3 bei der Strompreisentwicklung insbesondere zu Zeiten geringer Verfügbarkeit von Wind- und Solarenergie („Dunkelflaute“) und
- allgemein bei der Entwicklung von Brennstoff-, Strom- und CO_2-Preisen.

Internationale politische Spannungen und damit einhergehende Angebotsschwankungen von fossilen Energieträgern[22] können zu unvorhersehbaren und kurzfristigen Veränderungen in der Preisbildung führen. Eine hohe Energieeffizienz der Infrastruktur und eine Hebung der lokalen erneuerbaren Potenziale ermöglicht eine höhere Unabhängigkeit und Versorgungssicherheit in dieser Situation.

Hinsichtlich der energiepolitischen Rahmenbedingungen werden der EU-Emissionshandel, die für 2021 geplante Einführung einer nationalen CO_2-Bepreisung

[22] Dieser Punkt betrifft heute im Wesentlichen die in großen Mengen aus dem Ausland importierten *fossilen* Brennstoffe. Zukünftig können diesem Risiko aber auch *regenerative* Energieträgerimporte (Biomasse, Biomethan, PtX-Kraftstoffe, EE-Strom) ausgesetzt sein.

für den Wärme- und Verkehrssektor sowie diverse Förderprogramme (z.B. Wärmenetze 4.0) einen Brennstoff- und Technologiewechsel hin zu erneuerbaren, CO_2-armen Energiequellen tendenziell begünstigen.

Angesichts der Klimakrise und des geringen globalen und nationalen CO_2-Restbudgets sind zukünftig auch weitere ordnungspolitische Vorgaben, etwa der Ausschluss fossiler Technologien oder Brennstoffe durch Grenzwertvorgaben (vgl. Kohleausstieg) zu erwarten, die über eine reine CO_2-Bepreisung hinausgehen. Die Wirtschaftlichkeit sollte demnach nicht das einzig relevante Entscheidungskriterium sein, sondern auch die (langfristig) zukunftssichere Versorgung.

Die Wärmeversorgungskonzepte für die NZW weisen ein potenziell hohes **Identifikationspotenzial** für die **„Marke Westerholt“** auf durch Nutzung von:

- Grubengas bzw. Grubenwasserwärme,
- Wasserstoff (H_2-Leitung zur Versorgung von Brennstoffzellen),
- Solarthermie (als sichtbare erneuerbare Wärmeerzeugung), ggf. in Mehrfachnutzung (Allee des Wandels, Schafbeweidung…) sowie
- einer möglichen sichtbaren Integration eines Wärmespeichers z.B. innerhalb des Schachtturms (vgl. Energiebunker Hamburg).

Die Beteiligung von Stakeholdern in Experteninterviews und einem speziellen Workshop sowie Bürgern in einem dreitägigen Bürgerbeteiligungsprozess wurden jeweils gut angenommen. Der Wunsch der beteiligten Bürgerschaft ist es, in Zukunft kontinuierlich in die weiteren Planungsprozesse involviert zu werden. Priorität zur Gestaltung der NZW besitzt für die Bürgerschaft die CO_2-Neutralität und ein erneuerbarer Energiemix. Über das reine Thema einer (nachhaltigen) Wärmeversorgung für die NZW hinaus wird zudem eine sozial-integrative Stadtteilentwicklung und eine nachhaltige Verkehrsanbindung (ÖPNV, Fuß- und Radverkehr) gewünscht. Eine urbane Wärmewende wird als wichtig erachtet. Dabei werden eine gesetzliche Regulierung sowie ihre partizipative Ausgestaltung und ganzheitliche Umsetzung in allen Sektoren und zu für den Endverbraucher bezahlbaren Preisen begrüßt.

5 Gesellschaftliche Implikationen innovativer Energieversorgungskonzepte

5.1 Rahmenbedingungen und Potentiale einer Partizipativen Wärmewende

Eine zukunftstaugliche Wärmewende bedarf neben innovativer technologischer Lösungsansätze und politischer Steuerungsinstrumente auch eines tragfähigen Gesellschaftskonzepts. Zum einen setzt dies voraus, dass sowohl grundlegende gesamtgesellschaftliche als auch lokale sozio-politische und sozio-kulturelle Trends und Entwicklungen identifiziert und in Planung und Umsetzung angemessen berücksichtigt werden. Zum anderen ist die Wärmewende aus Sicht des Konsortiums nur dann erfolgreich, wenn sie auch von den Bürgerinnen und Bürgern vor Ort als eigenes Projekt wahrgenommen und – als Konsumenten, als Prosumenten und als Citoyen – mitgestaltet wird.

Die gesellschaftlichen Rahmenbedingungen, Verknüpfungen und Wechselwirkungen einer innovativen Energieversorgung auf der Neuen Zeche Westerholt wurden im Rahmen sozialwissenschaftlicher Arbeiten in den Blick genommen und die Möglichkeiten einer Gestaltung einer partizipativen Wärmewende mit dem Partizipativen Reallabor transformativ erprobt (vgl. (Singer-Brodowski & Schneidewind, 2015).

5.1.1 Aufbereitung vorhandener Erkenntnisse aus Beteiligungsverfahren in Herten/Gelsenkirchen

Zunächst wurden die Rahmenbedingungen einer Partizipativen Wärmewende auf der Neuen Zeche Westerholt beleuchtet. Dabei stand die Frage im Zentrum, auf welche Art und Weise Planung und Umsetzung der Wärmewende am Standort bereits partizipativ – mit der informellen Beteiligung durch Bürger– erfolgt ist.

Dazu wurden in einem ersten Schritt die seit 2010 in Herten vor Ort umgesetzten Konzepte und Maßnahmen ermittelt, mit denen auch eine informelle Beteiligung von Bürgern einherging. Im Rahmen der Recherche zeigte sich, dass es in einer Vielzahl von Konzepten, Maßnahmen und Verfahren, die den Klima- und Umweltschutz adressieren, Bürger bereits an Wärmewende-relevanten Fragestellungen beteiligt wurden; so die folgenden: „Herten putzt sich heraus“, „Organisierte Bürgerschaft“, Aktionstag zum Klimaschutz, „Hertener Modellwohnung“, „Runde Tische“, Hertener Bürgerstiftung, Hertener Klimarat, Ideenmanagement des Klimateams, „Hertenfonds“ der Stadtwerke, Handwerkerkooperation, Qualifizierungszentrum neue Energieberufe, Projekt „Grüne Stadt“, Klimaportal (www.klimakonzept2020.de), „Heizungscheck“, „Stromsparcheck“, Solarmetropole Ruhr, Gutachterverfahren „Neue Zeche Westerholt“ (Machbarkeitsstudie „Von der Idee zum Masterplan“, s.a. Kap. 2.1.4 (Stadt Herten et al., 2015)).

Der Großteil dieser Konzepte und Maßnahmen wurde durch die Stadt Herten bzw. Hertener Stadtwerke initiiert; weitere Initiativ-Akteure waren Eigentümergemeinschaften, Genossenschaften und Siedlergemeinschaften (Projekt „Organisierte Bürgerschaft“) sowie Handwerker und die Wohnungsgenossenschaft hwg („Hertener Modellwohnung“).

In einem zweiten Schritt wurden die dort umgesetzten Bürgerbeteiligungen entlang partizipationswissenschaftlicher Kriterien (vgl. z. B. Fung, 2006; Lietzmann, 2016;

Mittendorf, 2009; Nanz & Fritsche, 2012) klassifiziert. Dabei galt organisatorischen Merkmalen wie der Dauer und der Teilnahmezahl, der Rekrutierung und der Auswahl der Teilnehmer ein besonderes Augenmerk, ebenso wie den überwiegenden Kommunikationsformen und dem Grad der Beteiligung.

Im Hinblick auf die Dauer zeigt sich, dass sowohl punktuelle Events wie z. B. der Aktionstag zum Klimaschutz als auch kontinuierliche Verfahren bereits vor Ort umgesetzt wurden. Über einen längeren Zeitraum erstrecken sich z. B. das Projekt sowie der Arbeitskreis „Grüne Stadt“, der Hertener Klimarat, die Hertenfonds, die Runden Tische und die sog. „Arenen“ im Gutachterverfahren „Neue Zeche Westerholt“ (Machbarkeitsstudie). Hinsichtlich der Größe der Teilnehmerkreise boten diese auch die Möglichkeit für konstruktiven Meinungsaustausch und Diskussionen über die gesamte Dauer.

Näher einordnen ließen sich die Beteiligungsverfahren auch hinsichtlich der jeweils spezifischen Zusammensetzung des Kreises der Beteiligten und der Regelung des Zugangs zum Verfahren: Dem Großteil der betrachteten Bürgerbeteiligungen lag dabei eine Selbstselektion zugrunde, d. h. sie waren grundsätzlich offen für alle interessierten Bürger. Die Beteiligten haben sich bewusst und freiwillig zur Teilnahme am Partizipationsprozess entschieden (Nanz & Fritsche, 2012, S. 26). Dabei waren neben der interessierten Öffentlichkeit auch Vertreterinnen bestimmter Interessen sowie professionelle Expertinnen und Experten mit einbezogen.

Daneben richteten sich einige der Beteiligungen – so z. B. der Klimarat, „Herten putzt sich heraus“ oder die Hertener Modellwohnung – explizit an Personen mit Expertenstatus, Vertreter spezifischer Interessen bzw. von einem bestimmten Thema unmittelbar Betroffene.

Charakterisiert nach dem Kommunikationstypus bzw. dem Grad der Bürgermitwirkung stellt der Großteil der untersuchten Beteiligungen die niederschwellige Bürgerinformation in den Vordergrund so v. a. das Klimaportal www.klimakonzept2020.de mit ihren Schnittstellen zu Social-Media-Plattformen, die Beratungsangebote „Heizungscheck“ und „Stromsparcheck“, das Projekt „Hertener Modellwohnung“ als auch der Aktionstag zum Klimaschutz (Stadt Herten, 2013, S. 81). Dies gilt auch für die vielfältigen Maßnahmen der Pressestelle der Stadt und der Abteilung Öffentlichkeitsarbeit der Hertener Stadtwerke GmbH für das Hertener Klimakonzept 2020 sowie für z. B. „Hertener Siedlungen“, die Kampagnen und Veranstaltungen zur Bürgerinformation durchführten.

Auch umgesetzt wurden Verfahren, die den Meinungsaustausch durch Artikulation von Interessen sowie durch Wechsel zwischen unterschiedlichen Diskussionsformen ins Zentrum stellten (vgl. Nanz & Fritsche, 2012, S. 29). So z. B. beim Ideenmanagement des Klimateams und im Rahmen des Gutachterverfahrens „Neue Zeche Westerholt“ (Machbarkeitsstudie), bei dem in sog. Arenen die jeweiligen Diskussions- und Planungsstände für die Nachnutzung des Areals in jeder Phase der Planungsprozesse vorgestellt und gemeinsam mit den Bürgern erörtert wurden.

Verfahren zur Kooperation und Konsensbildung erfolgten v. a. mit den Runden Tischen zum "Einbringen persönlicher Ideen und Anliegen betreffs Infrastrukturentscheidungen" (vgl. Stadt Herten, 2013, S. 81) sowie dem Hertener Klimarat, der auf die Beratung und Verbindung des Masterplanprozesses mit den kommunalen Ent-

scheidungsgremien und der Bürgerschaft abzielt (vgl. Stadt Herten, 2013, S. 132). Ebenfalls zu diesen können auch die Energie AG sowie der Arbeitskreis „Grüne Stadt“ sowie die im Rahmen des Projekts von Bürgern bepflanzten und gepflegten Streuobstwiesen gezählt werden(vgl. Stadt Herten, 2013, S. 67).

Verfahren zur finanziellen Bürgerbeteiligung wurden mit den sogenannten Herten-Fonds der Hertener Stadtwerke GmbH in Form von Sparbriefen im Bereich der erneuerbaren Energien umgesetzt sowie der Solarmetropole Ruhr, die perspektivisch Möglichkeiten zur Beteiligung der Bürger durch Mieterstrommodelle und Bürgerenergiegenossenschaften, dem Ausbau von Solarenergie bei Unternehmen und PV-Anlagen auf Freiflächen bietet.

Diese bereits erfolgten Partizipationsprozesse bildeten eine starke Ausgangsbasis für die methodische als auch inhaltliche Konzeption des Bürgerbeteiligungsverfahrens im LowEx-Projekt.

5.1.2 Aufbereitung vorhandener Erkenntnisse aus Beteiligungsverfahren zum Thema Wärmewende

Mit dem Ziel der Aufbereitung vorhandener Erkenntnisse für die Beteiligung im LowEx-Projekt ist ebenfalls die Ermittlung und Erfassung von Bürgerbeteiligungen zum Thema Wärmewende über die Stadt Herten hinaus erfolgt.

Die vorgenommene Desktop-Recherche zeigte, dass die informellen Bürgerbeteiligungsformate in Deutschland, die explizit die Wärmewende adressieren, bislang vor allem die Bürgerinformation in den Mittelpunkt stellen. Dialogische Beteiligungsverfahren zum Meinungsaustausch bilden jedoch die Ausnahme: So zeigt sich das Projekt „Urbane Wärmewende. Partizipative Transformation von gekoppelten Infrastrukturen am Beispiel Berlin“[23] mit einem mehrjährigen selbstselektiven Beteiligungsprozess mit Bürgern in sechs Werkstätten als Vorreiter. Speziell die Wärmewende thematisierende Verfahren (mit medialer Reichweite), die auf Kooperation und Konsensbildung zwischen Laienbürgern abzielen, wurden nicht ermittelt.

Vielmehr zeigt sich, dass Wärmewende-relevante Fragestellungen bislang vor allem als integraler Bestandteil in Bürgerbeteiligungen zum Klimaschutz behandelt wurden sowie in Bürgerbeteiligungsprojekten, die jeweils einzelne erneuerbare Energiearten in den Mittelpunkt stellen. Besonders häufig wird bei diesen die Biomasse adressiert; so z. B. in NRW in den dialogisch orientierten Bürgerbeteiligungen im Kreis Steinfurt (Wagner & Tenberg, 2014) oder der Gemeinde Saerbeck (Gemeinde Saerbeck, 2017).

Ebenfalls hervorzuheben sind in diesem Rahmen auch die inzwischen vielzähligen finanziellen Beteiligungsmodelle z. B. Solargenossenschaften (vgl. Holstenkamp & Radtke, 2018), die aufgrund ihrer besonderen Spezifik, hier nicht gesondert erfasst worden sind.

Auf Grundlage dieser Erkenntnisse wurde die punktuelle Bürgerbeteiligung im LowEx-Projekt in methodischer Hinsicht als ein aufsuchendes, dialogorientiertes Bür-

[23] www.berlin.de/senuvk/klimaschutz/urbane_waermewende
www.erneuerbareenergien.de/archiv/berlin-erforscht-die-waermewende-150-437-100014.html

gerbeteiligungsverfahren konzipiert: ein deliberativer Meinungsaustausch[24] von Alltagserfahrungen und -perspektiven, Wünschen und Interessen, der auf die Kooperation und Konsensbildung zwischen „(Laien)“ Bürgern abzielt (vgl. Lietzmann et al., 2017; Nanz & Fritsche, 2012).

Zu diesem Zwecke wurde der Zugang zum Verfahren beschränkt und eine Zufallsauswahl von 1 000 Hertener Bürgern aus dem Einwohnermelderegister[25] in einem Incentive-basierten Einladungsprozess vorgenommen. Zur Gewährleistung der Deliberationsprozesse wurde der Teilnehmendenkreis auf 50 Personen beschränkt. Aufgrund der erfreulich hohen Rücklaufquote von 56 % erfolgte eine erneute Auswahl nach Inklusionsgesichtspunkten (Geschlecht, Alter, Migrationshintergrund, Erwerbstätigkeit, Sorgearbeit) und die Unterstützung der Teilnahme durch Empowerment-Bausteine (Aufwandsentschädigung, Bildungsurlaub, Kinderbetreuung u. ä.). Auf diese Weise sollte eine Überrepräsentation von beteiligungsaffinen Bevölkerungsgruppen vermieden und ein Teilnehmendenkreis realisiert werden, der annähernd der Stadtbevölkerung entspricht (vgl. Bürgergutachten S. 66 ff. im Anhang III, Kap. 9). Die Ergebnisse der bisher erfolgten Partizipationsaktivitäten in der Stadt mit der betroffenen, organisierten bzw. interessierten Bürgerschaft können so um die Einschätzungen, Perspektiven und Stellungnahmen der zufallsausgewählten (Laien)Bürger fruchtbar ergänzt werden.

Zur inhaltlichen Ausgestaltung der Beteiligung bildeten die Recherche-Ergebnisse ebenfalls eine starke Ausgangsbasis. Konzipiert wurde ein in Themeneinheiten strukturiertes Arbeitsprogramm für die dreitägige Sacharbeit der Bürger. Es umfasste verschiedenste Aspekte der Entwicklung der Neuen Zeche Westerholt sowie Szenarien ihrer Wärmeversorgung. Dabei wurde produktiv an die Ergebnisse bisheriger Beteiligungen, v. a. im Rahmen der Masterplan-Studie 2015 angeknüpft und z. B. weniger die bereits dort schon erfolgte Erarbeitung von konkreten Nutzungsideen (vgl. „Markt der Ideen“, (Stadt Herten et al., 2015, S. 20)) verfolgt.

Andererseits wurde auf Basis der Ergebnisse mit dem Arbeitsprogramm über eine isolierte Betrachtung des Sektors Wärme hinaus eine holistische Perspektive eröffnet, z. B. durch die Integration der Themen Wohnen, Mobilität, Digitalisierung (s. Abb. 5-1). Dieses Vorgehen erwies sich sowohl beim Partizipativen Transformationsprojekt in Berlin als auch im Rahmen methodisch und inhaltlich vergleichbarer Beteiligungsverfahren (z. B. Virtuelles Institut – Energiewende. NRW) als erfolgreich und stärkte den transdisziplinären Austausch mit den im Projekt Beteiligten.

Darüber hinaus galt es auch lokale Trends - und hierbei auch vor allem die Konfliktträchtigkeit von Themen - angemessen zu berücksichtigen. Dazu wurde sowohl die

[24] Mit dem Konzept der Deliberation, lateinisch „Beratschlagung“ oder „Überlegung“, wird im Kontext der Demokratietheorien ein spezifischer Prozess der Konsensfindung verbunden (vgl. Diskurstheorie von Jürgen Habermas). In der Beteiligungspraxis sind an deliberative Verfahren eine spezifische Struktur, Werte und Regeln geknüpft. Insbesondere arbeiten in ihnen nach einer organisierten Struktur Teilnehmenden als aktiv gestaltende Akteure dialogisch oder diskursiv mit dem Ziel repräsentative Strukturen demokratischer Systeme zu unterstützen. Siehe für einen Überblick z. B. (Chambers, 2012; Schaal & Ritzi, 2009).

[25] Aus forschungspragmatischen Gründen wurde die Bürgerbeteiligung in der Stadt Herten umgesetzt. Hintergrund war, allen eine gute Erreichbarkeit der Räumlichkeiten für alle Teilnehmenden zu gewährleisten. Somit bildeten neben der Kostenneutralität auch die zentrale Lage mit ÖPNV-Anbindungen Kriterien für die Auswahl der Räumlichkeiten, ebenso wie auch die Kapazitäten für die mehrtägige Veranstaltung in Zweier-, Groß- als auch mehrerer Kleingruppen maßgebend waren.

Online- und Print-Medienberichterstattung in Herten (2018/2019) sowie die Datenbank Bürgerbegehren und Bürgerentscheide untersucht; hier zeigte sich, dass rund um das Thema Wärmewende auf der Neuen Zeche Westerholt gegenwärtig keine virulenten Interessenkonflikte in der Stadtöffentlichkeit bestehen. Dementsprechend wurden im Rahmen der Verfahrenskonzeption weder inhaltliche Bausteine noch spezifische Kommunikationsmodi im Sinne einer Mediation integriert. Einschätzungen zu lokalen Entwicklungen und Trends wurden wiederum im Rahmen einer qualitativen Vorgehensweise – durch Experteninterviews und Roundtable – ermittelt und in die inhaltliche Konzeptionierung eingespeist.

Unter dem Motto „*Wie lässt sich gemeinsam die Zukunft der Neuen Zeche Westerholt klimafreundlich, bürgernah und lebenswert gestalten*?“ – wurden auf dieser Basis im Rahmen der dreitägigen Bürgerbeteiligung folgende Aspekte thematisiert:

- Die Rahmenbedingungen & Potentiale einer Wärmewende in den Städten sowie auf der Neuen Zeche Westerholt,
- die Gestaltung eines Gesellschaftskonzepts für die Wärmewende sowie
- die Visionierung der Neuen Zeche Westerholt.

Tag 1	Tag 2	Tag 3
AE 01 Die Energiewende: Ganzheitlich und bürgernah in der Stadt & im Quartier gestalten	**AE 05** Erlebnis Energiewende: Exkursion zur Neuen Zeche Westerholt	**AE 09** Zeche der Zukunft I
AE 02 Baustein der interkommunalen Energiewende: Die Neue Zeche Westerholt	**AE 06** Wohnen & Mobilität im Wandel	**AE 10** Paneldiskussion
AE 03 Zukunftsfähige Wärmewende – Szenarien I Wärmepumpen & BHKW	**AE 07** Smart, urban, sozial gerecht? Zukunftsfähige Gesellschaftskonzepte	**AE 11** Zeche der Zukunft II
AE 04 Zukunftsfähige Wärmewende – Szenarien II Fernwärme & Solarthermie	**AE 08** Bürgerschaft im Wandel: Partizipative Gestaltungskonzepte	Reflexion und Verabschiedung

Abb. 5-1 Arbeitsprogramm für die dreitägige Beteiligung: Zu den insgesamt 12 Arbeitseinheiten (AE) wurden bürgerschaftliche Empfehlungen und Stellungnahmen erarbeitet.

5.2 Vom technischen zum gesellschaftlichen Gestaltungskonzept: Lokale und sozio-kulturelle Umsetzungsvoraussetzungen für eine erfolgreiche Partizipative Wärmewende

5.2.1 Herausforderungen und Chancen aus Sicht von Planung und Praxisakteuren vor Ort:

Für eine umfassende Betrachtung wurde der Blick ebenfalls auf gesamtgesellschaftliche Trends und den mit ihnen verbundenen Anforderungen an die Gestaltung einer zukünftigen Wärmeversorgung gerichtet. Dazu galt es zunächst zu klären, welche übergreifenden Entwicklungen derzeit die Gesellschaft prägen, um darauf aufbauend, entsprechende Trends zu identifizieren, welche eine (potenzielle) Rolle bei der Wärmewende-Gestaltung spielen. Für einen inter- und transdisziplinären Austausch hierzu wurde durch das EnerAct-Koordinationsteam ein Workshop am Wuppertal Institut am 7. November 2018 sowie ein Konsortialtreffen in Oberhausen am 23. Januar 2019 veranstaltet. Im Rahmen des Workshops wurde in einem ersten Schritt die „Megatrend-Map“ des Zukunftsinstituts[26] als eine starke Ausgangsbasis für die Ermittlung der einschlägigen gesellschaftlichen Trends identifiziert, welche die verschiedenen Aspekte und Facetten eines Trends kompakt visualisiert und mit ihren einzelnen Stationen abbildet (siehe Abb. 7-10) in Anhang I (Kap. 7.5)).

Hiernach sind als Megatrends langfristige Wandlungsprozesse zu verstehen, die – konträr zu einzelnen Trends – mit einer Dauer von mehreren Jahrzehnten global sind, gleichwohl sie nicht überall gleichzeitig stark auf der Welt ausgeprägt sein müssen. Als vielschichtige, mehrdimensionale und äußerst komplexe Phänomene entfalten sie mit querschnittsartiger Dynamik enorme Wechselwirkungen in allen gesellschaftlichen Bereichen. Entsprechend unabdingbar erschien es daher dem Konsortium, sie auch im Kontext der Planung und Gestaltung der neuen Wärmeversorgung auf der Neuen Zeche Westerholt zu reflektieren.

Auf Basis der Arbeiten des Zukunftsinstituts ermittelte die BUW Mega- als auch „Subtrends“, welche die Wärmewende auf der Neuen Zeche Westerholt (potenziell) in besonderem Maße prägen. Diese wurden beim Konsortialtreffen am 23. Januar 2019 präsentiert und im inter- und transdisziplinären Austausch reflektiert. Nachfolgend wird das Ergebnis dieser Vorauswahl dargestellt.

Identifikation potenziell relevanter Megatrends

Der **Megatrend Urbanisierung**, der über eine quantitative Verstädterung hinaus als Wandel von (Lebens-)Räumen verstanden werden kann und – durch neue Formen der Vernetzung und Mobilität – Urbanität vor allem als neue Lebens- und Denkweise begreifen lässt[27]. Mit ihm einher geht ein zunehmendes Spannungsfeld zwischen Stadt und Land. Mit Blick auf den Standort der Neuen Zeche Westerholt scheint zudem der Subtrend der „Progressiven Provinz“ beachtenswert, der – so das Zukunftsinstitut – die Renaissance ländlicher Regionen parallel zur fortschreitenden Urbanisierung reflektiert. Ebenso erscheint der Subtrend „Rural Citys“ für eine nä-

[26] www.zukunftsinstitut.de/artikel/die-megatrend-map

[27] www.zukunftsinstitut.de/dossier/megatrend-urbanisierung

here Betrachtung fruchtbar, der die Landlust vieler Städter, ihre Sehnsucht nach naturnahen, beschaulichen, stressfreien Lebensräumen adressiert und dem Trend hin zu hybriden Orten, kleinräumigen, dörflichen Strukturen mit ländlicher Idylle innerhalb von Städten. Ebenfalls erscheint es plausibel, den demographischen Wandel - **Megatrend Silver Society in Verbindung mit Gesundheit –** im Kontext der Wärmeversorgung in besonderem Maße in den Blick zu nehmen: Mit der immer älter werdenden Bevölkerung gehen der Wunsch nach gesundheitsfördernden Lebenswelten als neuem Normalzustand (eng verbunden mit den Subtrends: Postdemografie, Lebensqualität, Sportivity, Healthy Hedonism), neue Erwartungen an Infrastrukturen, Siedlungsentwicklungen sowie auch der Wandel des Wohnens und von Komfortbedürfnissen einher.

Eine entscheidende Prägekraft wird auch dem **Megatrend Neo-Ökologie, im Sinne von Nachhaltigkeit** zugeschrieben, der für eine Neuausrichtung der Werte der globalen Gesellschaft, der Kultur und der Politik sorgt. Im Zusammenspiel mit den vom Zukunftsinstitut identifizierten Subtrends Bio-Boom, E-Mobility, Green Tech, Sharing Economy, Postwachstumsgesellschaft, Slow Culture werden so entscheidend sowohl individuelle als auch kollektive Ansprüche an eine neue Wärmeversorgung gerahmt.

Der Megatrend der **Konnektivität**, das Prinzip der Vernetzung und digitale Kommunikationstechnologien, ist ein äußerst wirkungsmächtiger Trend unserer Zeit und prägt mutmaßlich auch in besonders hohem Maße die Gestaltung der Wärmewende. Dies zeigt sich z. B. im Hinblick auf technologische Lösungskonzepte, gewandelte Bedarfe im wirtschaftlichen Bereich als auch hinsichtlich des Endverbrauchs (wie beispielsweise Plattformökonomien und Smart Home).

Der Megatrend der **Individualisierung** sowie den scheinbaren Gegentrend der **Wir-Kultur** gilt es ebenfalls im Kontext der Wärmewende besonders zu berücksichtigen. Sie berühren Wertesysteme, Konsummuster, Lebensstile und Alltagskultur gleichermaßen wie auch die politische (Resonanz)Gesellschaft, die durch neue Formen von Gemeinschaften z. B. als „progressive Wirs“ neue Alternativen im Zeichen einer gespaltenen Gesellschaft eröffnen und einfordern.

Welche Rolle diese grundlegenden gesellschaftlichen Trends konkret bei der Planung der Wärmeversorgung für die Zeche Westerholt spielen und welche lokalen gesellschaftlichen Entwicklungen es aus Sicht von Planung und Praxisakteuren zu beachten gilt, wurde mit qualitativen Interviews näher beleuchtet.

Experteninterviews

Dazu wurden in einem ersten Schritt **leitfadengestützte Experteninterviews** mit je einem Projektbeteiligten der vier Wärmekonzepte[28] sowie auch ausgewählten lokalen Praxisakteuren durchgeführt, siehe Abb. 7-11 in Anhang I (Kap. 7.5)).

Befragt nach gesellschaftlichen Megatrends, welche die Arbeiten im Rahmen der Planung prägen, wurde von allen Befragten die Nachhaltigkeit bzw. Neo-Ökologie hervorgehoben. Dabei übt dieser Trend – verstanden als Implikation – inhaltlich

[28] Bei den vier Wärmekonzepten handelt es sich um die drei „Lead-“Technologien 1. Fernwärme 2. BHWK und 3. Wärmepumpe sowie um 4. die konzeptübergreifende Solarthermie.

insbesondere im Solarthermie-Konzept und akteursbezogen insbesondere auf Seiten der Praxisakteure vor Ort einen entscheidenden Einfluss aus, da er auch eine wesentliche Zielsetzung der jeweiligen Planungsarbeiten markiert.

Als wenig bis gar nicht einflussreich wurde der Megatrend der **Urbanisierung** eingeschätzt. Insbesondere spielt er bei der Erarbeitung der technologischen Lösungskonzepte angesichts des neu zu entwickelnden Gebiets nach den Angaben der Befragten kaum eine Rolle. Die mit dem Prozess der Urbanisierung verbundenen Subtrends zeigen demgegenüber ein höheres Einflusspotential: Insbesondere wird der **Strukturwandel** als besonders einflussreich von den Praxisakteuren vor Ort erachtet. Mit der neuen Wärmeversorgung wird auch ein **Standortpotenzial** im Sinne von Wirtschaftsstärke und Bevölkerungswachstum verbunden. In Verbindung mit dem in NRW zu beobachtenden Phänomen der Schrumpfung bestimmter Städte (z. B. im Ruhrgebiet) wie auch des (moderaten) Zuzugs in bestimmten Regionen (vgl. Epping & Dittrich-Wesbuer, o. J.) ließe sich dieser als ein dem Urbanisierungsphänomen zuzuordnender Subtrend tiefergehend betrachten. Dagegen sind aus Sicht der Befragten die mit dem Urbanisierungstrend verknüpften Auswirkungen auf (Erwartungen an) Lebens- und Verhaltensweisen potenzieller Nutzergruppen sowie der Stadtbevölkerung im Rahmen dieser Planungsphase der Wärmeversorgung zu vernachlässigen. Umgekehrt gilt dies für **veränderte Mobilitätspraxen**; diese werden seitens der Praxisakteure stark reflektiert; so ist z. B. die nachhaltige Verkehrsanbindung des Areals ein integraler Bestandteil der Planungen vor Ort. Ebenfalls werden auch räumliche Ausdrucksformen **sozialer Ungleichheit**, ein weiterer Subtrend der Urbanisierung laut Zukunftsinstitut, seitens der Praxisakteure berücksichtigt und die tiefergehende Beschäftigung damit für spätere Planungsphasen vorgesehen.

Planung und Umsetzung der Wärmeversorgung werden zudem auch durch Trends der **Individualisierung** und der „**Wir-Kultur**“ geprägt. So wird die Beteiligung der Bürgerschaft und deren Akzeptanz als unerlässlich von allen Befragten betrachtet. In den technologischen Arbeiten im Projekt spiegelt sich dies vor allem in der starken Berücksichtigung der Bezahlbarkeit durch die Endverbraucher wieder. Zudem werden auch die Optik und Eigentümerstruktur (Zentralität, Dezentralität) von Anlagen, Lärmschutz sowie gesteigertes Komfortverhalten als weitere Faktoren benannt, welche die Planungsarbeiten prägen. In besonders hohem Maße werden dabei die veränderten Mitwirkungs- und Mitsprachebedürfnisse, wie sie der Megatrend der „Wir-Kultur“ markiert, bei der Solarthermie als auch seitens der Praxisakteure reflektiert und bilden einen integralen Bestandteil ihrer Zielsetzungen.

Stakeholder-Workshop

In einem zweiten Schritt wurde von der BUW ein **Stakeholder-Workshop** am 29. Mai 2019 in den Neuen Torhäusern der Zeche Westerholt mit rund 30 Akteuren aus Wissenschaft und Praxis veranstaltet (Agenda siehe Abb. 7-12 in Anhang I in Kap. 7.5). Dort wurden die vier auf Fernwärme, BHWK, Wärmepumpe bzw. Solarthermie basierenden Wärmekonzepte zunächst den Teilnehmenden von den jeweiligen Experten aus dem Konsortium vorgestellt. Anschließend wurden die gesamtgesellschaftlichen, lokalen und sozio-kulturelle Umsetzungsvoraussetzungen ins Zentrum gestellt und ihre Implikationen für die vier Wärmekonzepte in einem inter- und transdisziplinären Austausch nach der Methode des World-Café erörtert. Die folgen-

den Tabellen geben – je Wärmekonzept – einen Überblick zu den entsprechenden Einschätzungen der Teilnehmenden.

Tab. 5-1 Bewertung des Fernwärme-Konzepts aus Sicht der Workshop-Teilnehmer

Chancen	Risiken
a) für Herten/Gelsenkirchen	
▪ Vorhanden, erprobt/funktional	▪ Anonym / nicht autonom
▪ Vertrauenswürdig/ attraktiv	▪ Vertrauen/Risiko: Preis der Fernwärme
▪ Bietet Versorgungssicherheit	▪ Nicht Innovativ
▪ Zukunftsfähig durch flexible Reaktion	▪ Nicht zukunftsfähig
▪ Hocheffizient	▪ Verluste von Wärme / Anschluss & Benutzung
▪ Sauberer als Kohle	▪ Relativ teuer
b) für die lokale Bürgerschaft und deren Einbezug	
▪ Mix mit Wärmepumpe	▪ Kreislauf
▪ Preis, Genossenschaftsmodell	▪ Kosten
▪ Übertragbarkeit	▪ »Labor«-Experimente mit allen
▪ Versorgungssicherheit	▪ innovativ sicher?
▪ Umstellungswechsel	▪ Gestaltungsspielraum Bürgerbeteiligung
▪ „Hintergrundtechnologie“ / nicht sichtbar	▪ »Show Room«
▪ Mix mit Solarthermie	▪ Heizqualität?
c) Prägende gesellschaftliche Rahmenbedingungen und Trends im Kontext des Fernwärme-Konzepts	
▪ Politisierung / Emotionalisierung ▪ Nachhaltigkeit ▪ Digitalisierung Dezentralisierung, »Smart Homes« ▪ Netzgestaltung: Urbanisierung (Schrumpfung) ▪ Demographischer Wandel: Sicherheit Technik akzeptierter?	

Tab. 5-2 Bewertung des BHKW-Konzepts [2a: Grubengas-BHKW; 2b: Biomethan-BHKW mit Wärmepumpe und Solarthermie] aus Sicht der Workshop-Teilnehmer

Chancen	Risiken
a) für Herten/Gelsenkirchen	
▪ 2b: Wasserstoff-Modellregion Herten (Brennstoffzelle)	▪ 2a: endlich (5-15 Jahre Grubengas)
▪ Passend zum Image des Standortes	▪ 2b: Flächenverbrauch (Solarthermie)
▪ 2a: Grubengas ist bereits jetzt erschlossen	▪ Kostenfrage
▪ Zusätzliche Wärmeauskopplung (Niedertemperatur)	▪ Risiko Erdgas (Emissionen/ CO_2-Steuer/Preis)
▪ Regionale Wärmeerzeugung	
▪ Attraktivität durch breiten Energiemix	
▪ Kreislaufwirtschaft / Grüne Energie	
▪ Flexibilität	
b) für die lokale Bürgerschaft und deren Einbezug	
▪ 2a: geringere Kosten, da Infrastruktur (Gasleitung etc.) bereits vorhanden	▪ Komplexität ggf. nachteilhaft
▪ 2a: Akzeptanz: Bezug zur Zeche (Grubengas)	▪ Übertragbarkeit auf nicht angeschlossene Gebiete schwierig – Relevanz für BuB ggf. gering
▪ Informationsbereitstellung/ Ansprechpartner für interessierte Bürgerschaft	▪ Sichtbarkeit & Emissionen vs. »Neubewohner«; andere Erwartungen an Zechenumbau
▪ Interessenvergleich Mieter & Vermieter/ Eigentümer	▪ Risiko Erdgas
c) Prägende gesellschaftliche Rahmenbedingungen und Trends im Kontext des BHKW-Konzepts	
▪ Nachhaltigkeit: Erneuerbare Energien liegen im Trend/ Akzeptanz abhängig von der Altersstruktur (Bezug zur Zeche unterschiedlich)	
▪ Digitalisierung	

Tab. 5-3 Bewertung des Wärmepumpen-Konzepts aus Sicht der Workshop-Teilnehmer

Chancen	Risiken
a) für Herten/Gelsenkirchen	
▪ Etablierung der Marke Energielabor Rhein-Ruhr	▪ Potenzielle Kostensteigerung
▪ Synergieeffekte bei Beseitigung kontaminierter Flächen (Erdbewegung)	▪ Bebauungsplan
▪ Autarkie	▪ Heizen mit Strom
▪ Etablierung der NZW als Reallabor	▪ Anschlusszwang an das Kaltnetz
▪ Zusatznutzen erneuerbarer Kältebereitstellung	▪ Abhängigkeit vom Netzbetreiber
▪ Potenzial zur Einbindung gewerblicher Abwärme	
▪ Innovatives Konzept durch vielseitige Einbindung unterschiedlicher erneuerbarer Wärmequellen	
b) für die lokale Bürgerschaft und deren Einbezug	
▪ Emissionsfreiheit vor Ort	▪ Kein guter Querschnitt der Gesellschaft
▪ Autarke Wärmeversorgung mit erneuerbaren Energien	▪ Lärmpegel durch Wärmepumpen
▪ Kombination mit Photovoltaik	▪ Heizen mit Strom
▪ Möglichkeit der genossenschaftlichen Teilhabe	▪ Fehlen der Stromerzeugung im gesamten Konzept
▪ Nutzung erneuerbaren Stroms	▪ Wärmepumpe schwieriger zu kommunizieren (zu komplex)
▪ Eisspeicher als Eislauffläche	▪
c) Prägende gesellschaftliche Rahmenbedingungen und Trends im Kontext des Wärmepumpen-Konzepts	
▪ Digitalisierung als Anreizinstrument zur Absenkung der Rücklauftemperatur (smarte Wärmemengenzähler) und allgemeinen Treiber der Energiewende (Smart Home)	
▪ Dezentralisierung (Wärmepumpe); modulare Bauweise der Wärmepumpe (auf den Demographischen Wandel bezogen)	
▪ Wärmepumpe zu komplex und unbekannt (Demographischer Wandel)	
▪ Trend zum Kühlen durch Klimaerwärmung	
▪ Integration E-Mobilität (Sektorenkopplung)	

Tab. 5-4 Bewertung des Solarthermie-Konzepts (1: Sommerdeckung / 2: große Solarthermie) aus Sicht der Workshop-Teilnehmer

Chancen	Risiken
a) für Herten/Gelsenkirchen	
▪ »Energielabor Ruhr«	▪ Konkurrenz
▪ Fall 2: »Leuchtturm«-Projekt	▪ Gewerbefläche vs. Solarthermie
▪ Digitale Sichtbarkeit	▪ Wettbewerb mit Energieversorgern
▪ »Smart City«	▪ Austrocknung unter Solarflächen
▪ Stadtteilbezug/ Quartier	▪ Kostenrisiko
▪ Wärmespeicher als Vorzeigeprojekt	▪ Festsetzung/Bebauungsproblem
b) für die lokale Bürgerschaft und deren Einbezug	
▪ Attraktivität	▪ Flächenverbrauch

Chancen	Risiken
▪ Flächennutzung	▪ Unattraktivität
▪ Potenzial + Genossenschaften	▪ Private Kostenrisiken
▪ Renditeerwartungen	▪ Komplexe Planung
▪ Dauerhaftigkeit der Entwicklung	
▪ Fortschritt/Innovation	
c) Prägende gesellschaftliche Rahmenbedingungen und Trends im Kontext des Solarthermie-Konzepts	
▪ Akzeptanz ▪ Smart + simple ▪ Solar vs. Photovoltaik ▪ Klimaschutz	

5.2.2 Herausforderungen und Chancen aus bürgerschaftlicher Sicht

Wie lässt sich gemeinsam die Zukunft der Neuen Zeche Westerholt klimafreundlich, bürgernah und lebenswert gestalten? Mit dieser Fragestellung befassten sich 50 zufällig ausgewählte Hertener Bürgerinnen und Bürger vom 03.-05. Juli 2019 im Partizipativen Reallabor in Herten. In verständigungsorientierten Austausch-, Aushandlungs- und Abstimmungsprozessen nach dem Beteiligungsmodell *Planungszelle* erarbeiteten sie in intensiver dreitägiger Sacharbeit ihre Stellungnahmen, Empfehlungen und setzten ihre Prioritäten zur Gestaltung der Wärmewende auf der Neuen Zeche Westerholt.



Abb. 5-2 Fachvorträge mit anschließender Kleingruppenarbeit

Diese Sacharbeit erfolgte unter moderierter Anleitung entlang eines nach methodischen und inhaltlichen Gesichtspunkten strukturierten Arbeitsprogramms. Dieses sah acht verschiedene Themenbereiche vor; in jeder dieser sogenannten Arbeitseinheiten erhielten die Bürger jeweils zunächst Fachinformationen durch zwei Kurzvorträge von Experten.

Die Ergebnisse der Beteiligung sind in ihrer Breite und Gewichtung kompakt in einem Bürgergutachten durch das Institut für Demokratie- und Partizipationsforschung (IDPF) zusammengeführt (siehe Anhang III in Kap. 9). Gemeinsam zeigen sie Akteuren aus Praxis und Wissenschaft ein differenziertes Bild über die aktuellen bürger-

schaftlichen Wahrnehmungen, Erwartungen und Bedarfe im Kontext der Wärmewende auf der Neuen Zeche Westerholt. Für das LowEx-Herten-Projekt geben Sie Aufschluss, wie sich die Gestaltung einer innovativen Wärmeversorgung zugleich als ein bürgernahes und gesellschaftlich tragfähiges Gesamtkonzept realisieren lässt. Der folgende Überblick stellt hieraus die Quintessenz dar.

5.3 Bürgergutachten: Leitlinien für eine Partizipative Wärmewende

Die Marke Neue Zeche Westerholt als Leuchtturm für die Energiewende in der Region

Die Etablierung der Neuen Zeche Westerholt (NZW) als „Marke“, die seitens der Städte Gelsenkirchen/Herten bereits vorangetrieben wird, wird auch von der teilnehmenden Bürgerschaft ausdrücklich begrüßt und gewünscht. Befragt nach den Entwicklungsmöglichkeiten aus bürgerschaftlicher Sicht, wurden der NZW dabei insbesondere Potenziale in den Bereichen Energiewende, Bildung, Wirtschaft, Nachhaltige Mobilität und Kultur zugeschrieben. Das größte Potenzial wird dabei in ihrer Weiterentwicklung zum Leuchtturm, Vorreiter und Vorbild für die **Energiewende** (32%) erblickt. Begründet wird dies von den Bürgern v. a. mit dem Verweis auf die zur Verfügung stehenden Flächen des ehemaligen Zechengeländes; sie seien ein idealer Möglichkeitsraum zur Erprobung verschiedener Wärmekonzepte & -technologien (z. B. Grubengas, Wasserstoff, Solarthermie).

Daneben wird auch die Etablierung als **Bildungsstandort** von den Bürgern als besonders vielversprechend erachtet (22%). Mit einem Kompetenzzentrum aus Schulungs- und Aktionsgebäuden könne auf der NZW das Thema Nachhaltigkeit im Allgemeinen und eine CO_2-reduzierte Wärmeerzeugung und Suffizienz im Besonderen sowohl für die interessierte Öffentlichkeit als auch für KiTas und Schulen der Umgebung sichtbar und erlebbar werden.

Ebenfalls als aussichtsreich für die Etablierung einer starken „Marke NZW“ erscheint den Bürgern mit 19% die Realisierung einer **klimaverträglichen Mobilitätsstruktur** rund um das ehemalige Zechengelände. Im Zentrum stehen dabei für die Bürger der Ausbau sowie eine durchgängige Taktung des ÖPNV (inkl. S-Bahn) und die Schaffung einer auf energiesparende Verkehrsmittel (z. B. Fahrräder) abgestimmten Infrastruktur. Gleichermaßen erfolgsversprechend nehmen die Bürger zudem den Ausbau der NZW zum **Wirtschaftsstandort** wahr (19%). Mit der Ansiedlung von Unternehmen und Neuschaffung von Arbeitsplätzen wird dabei v. a. eine Stärkung des Identifikationspotenzials für Anwohner, ein Standortvorteil sowie die generelle Aufwertung der Region Ruhrgebiet als Mehrwert verbunden. Mit 9 % wird der NZW zudem ein weiteres Potenzial im Bereich **Soziales & Kulturelles** durch die Etablierung eines entsprechenden Zentrums und von Mehrgenerationenprojekten zugesprochen.

Diese von der Bürgerschaft erblickten Entwicklungspotenziale der NZW korrespondieren weitgehend auch mit den von ihnen erarbeiteten differenzierten Leitlinien.

Bürgerschaftliche Leitlinien zur Entwicklung der NZW: CO_2-Neutralität, ÖPNV-Anbindung, EE-Mix, Bürgerbeteiligung & sozial-integrative Stadtteilentwicklung

Befragt nach ihren Leitlinien und deren Gewichtung zeigt sich ein deutliches Bild über die bürgerschaftlichen Anforderungen und Hoffnungen im Kontext der Entwicklung der NZW. Die höchste Priorität besitzt mit 29% für die Bürger die CO_2-neutrale Ausgestaltung der NZW. Ebenfalls wird mit 19% die ÖPNV-Anbindung der Fläche an die Rhein-/Ruhrregion sowie mit 11% ein vielseitiger Energiemix aus Solar-, Wind-, Biomasse, Grubengas, Wasserstoff und Fernwärme gewünscht. Ebenfalls als besonders bedeutsam stellt sich eine kontinuierliche Bürgerbeteiligung und Öffentlichkeitsarbeit über das gesamte Projekt heraus.

Daneben werden von den Bürgern weitere vielfältige Entwicklungspfade mit gleicher Gewichtung gewünscht. Inhaltlich lassen sich eine Vielzahl der Aspekte auch als Bausteine einer integrierten, sozial-integrativen Stadtteilentwicklung verstehen. Sie erweisen sich dann zusammengefasst mit insgesamt 29% – neben der CO_2-Neutralität – als zentral für eine bürgernahe Gestaltung der NZW. So werden mit je 3-4 % gleichermaßen von den Bürgern als wichtig benannt die Schaffung einer guten Infrastruktur (im Sinne von KiTas, Schulen, Einkaufsmöglichkeiten, Gastronomie, Ärzten, Grünflächen, kulturellen & ökologischen Freizeitangeboten), ein Generationen- und soziale Schichten übergreifender bezahlbarer, inklusiver und barrierefreier Lebensraum, der einen maximalen Lärmschutz (insbesondere im Schienenbereich) bietet.

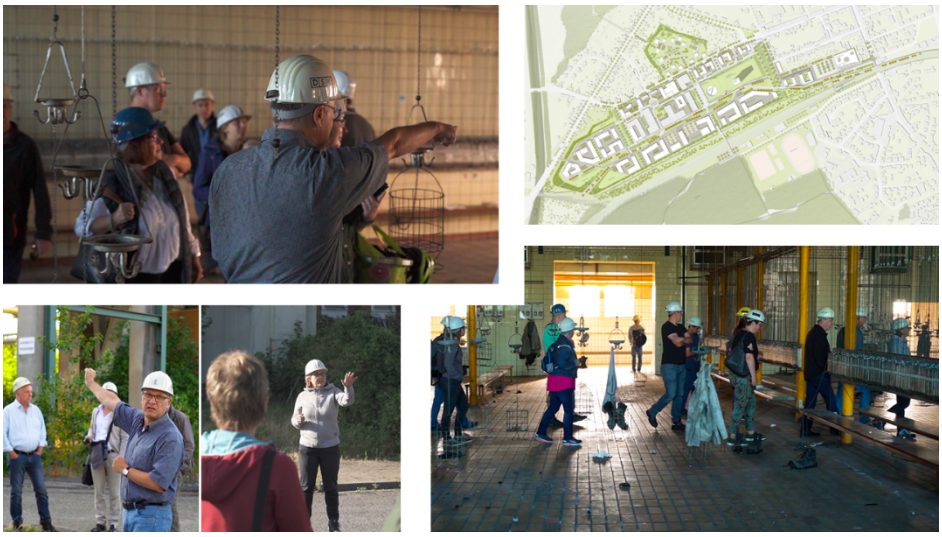


Abb. 5-3 Exkursion zur Neuen Zeche Westerholt

Kontinuierliche Beteiligung und Information der Bürgerschaft an Planung und Gestaltung der NZW

Im Rahmen der verschiedenen Planungs- und Umsetzungsphasen wird eine kontinuierliche Beteiligung der Bürger in Form spezifischer Partizipationsverfahren gewünscht (80%). Vor allem soll diese im Format des Partizipativen Reallabors dadurch realisiert werden, dass Bürgergutachten in die kommunalen Beratungs- und Abstimmungsprozesse einfließen und die Bürger darüber transparent informiert werden. Weiterhin wird Bürgerbeteiligung in Form eines regelmäßigen Dialogs zwi-

schen Rat, Investoren, Gewerbe und Bürgerschaft gewünscht. Ebenso wurden themen- als auch zielgruppenspezifische Bürgerbefragungen als wesentlich erachtet.

Einen weiteren Schwerpunkt soll aus Sicht der teilnehmenden Bürgerschaft mit 20 % die Öffentlichkeitsarbeit zur NZW bilden. Insbesondere gewünscht wird: eine Online-Plattform, die Auskunft über Planung & Entwicklung gibt; eine Vorstellung des NZW-Projektes in Schulen u. ä.; die Intensivierung der Pressearbeit in Zeitungen, Lokal-TV und Internet sowie die Stärkung des Projektbüros Bergbaustandorte.

Die Wärmewende auf der Neuen Zeche Westerholt

Die Aspekte, die den Bürgern sowohl bei der Gestaltung der Wärmewende in den Städten als auch bei der Planung und Realisierung der Wärmeversorgung für die Neuen Zeche Westerholt besonders wichtig sind, traten aus der Beteiligung deutlich hervor.

Die urbane Wärmewende: Gesetzlich reguliert, ganzheitlich, bezahlbar, nachhaltig

Im Hinblick auf eine Wärmewende allgemein in Städten ist aus bürgerschaftlicher Sicht vor allem ihre gesetzliche Regulierung zentral (39%). Verbindliche Vorgaben für Wirtschaft und Industrie als auch eine verpflichtende partizipative Wärmeplanung und -umsetzung auf kommunaler Ebene bilden hier die Ecksteine. Einen hohen Stellenwert besitzt weiterhin die Finanzierbarkeit der Wärmewende (36 %): Sie soll vor Allem für den Endverbraucher bezahlbar sein und die Kosten sollen, auch langfristig, in einem angemessenen Verhältnis zum Nutzen stehen. Gleichermaßen bedeutsam ist mit 36 % auch, dass die Energiewende nicht nur isoliert als Wärmewende im Quartier, sondern auch in anderen Sektoren, vor Allem im Verkehr sowie in der gesamten Stadt, vorangetrieben wird. Mit ihr soll eine Stadtentwicklung einhergehen, die auf einen vernetzten (Nah)Verkehr, mehr Grünflächen und den Ausbau von Kultur- & Freizeitangeboten abzielt.

Im Hinblick auf die technologische Realisierung der Wärmewende stehen für die Bürgerschaft vor allem das Ausschöpfen lokaler Potentiale wie z. B. die Nutzung alter Industriebrachen statt der Neuerschließung von Flächen sowie Effizienzgesichtspunkte im Vordergrund.

Die bürgerschaftliche Begutachtung der LowEx-Wärmekonzepte

Wie die verschiedenen Wärmetechnologie-Konzepte des LowEx-Konsortiums aus bürgerschaftlicher (Laien-)Sicht jeweils wahrgenommen werden und welche Erwartungen an Planung und Umsetzung vor Ort seitens der lokalen Bürgerschaft bestehen, wurde ebenfalls im Rahmen der Beteiligung behandelt. Dabei zeigte sich, dass mit jedem der im Projekt erarbeiteten Wärmekonzepte – Fernwärme, BHKW, Wärmepumpen und Solarthermie – starke Potenziale für den Standort Herten/Gelsenkirchen verbunden werden. Es ist weder eine Ablehnung noch eine klare Präferenz für ein bestimmtes Technologiekonzept vorhanden. Die bürgerschaftliche Prioritätensetzung verdeutlicht zudem, dass mit jedem der Technologiekonzepte spezifische Potentiale als auch Erwartungen bei dessen Realisierung vor Ort einhergehen. Dabei lassen sich die Stellungnahmen und Empfehlungen der Bürgerschaft jeweils den Themenbereichen Klimafreundlichkeit, Wirtschaftlichkeit, Energieeffizi-

enz, Technologie und dem Ausschöpfen lokaler Potenziale zuordnen und ermöglichen so einen Vergleich der Technologie-Konzepte aus bürgerschaftlicher Sicht.

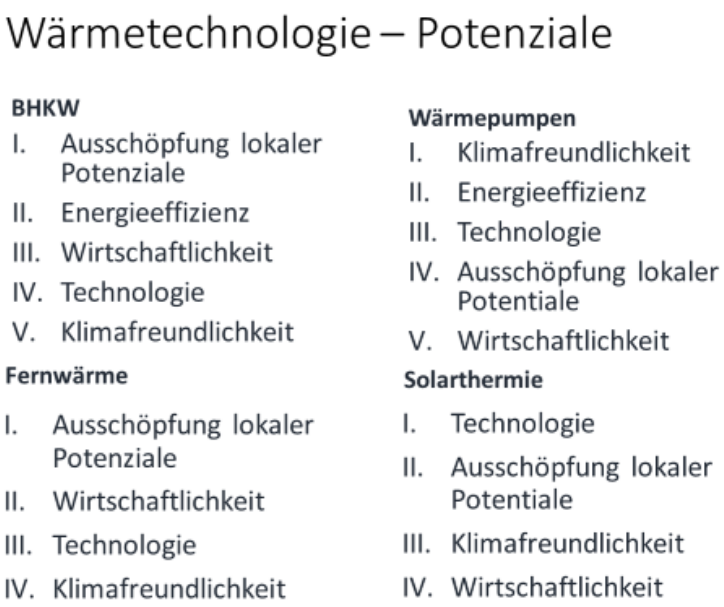


Abb. 5-4 Zuordnung von bis zu 5 Themenbereichen zu den Potenzialen der Wärmekonzepte

1) Potenziale des Fernwärme-Konzeptes:
Ausschöpfung lokaler Potenziale, wirtschaftlich, technologisch überzeugend, klimafreundlich

Das größte Potenzial des Fernwärme-Konzepts besteht aus Sicht der Bürgerschaft in der Ausschöpfung lokaler Potenziale, weil damit die vorhandene Infrastruktur, die Leitungen und Ressourcen, genutzt und die Versorgung durch das Kraftwerk Scholven und das Abfallkraftwerk RZR Herten sichergestellt werden kann. Auch hinsichtlich verschiedener wirtschaftlicher Aspekte wie z. B. dem Ausbleiben von Wartungs- und Instandhaltungskosten und der Nutzung von Abwärme überzeugt die Fernwärme mit 24 % in besonderem Maße. Ähnlich vorteilhaft bewertet werden die bewährte, nicht wetterabhängige, alltagskompatible Technologie (20%) sowie die Klimafreundlichkeit mit 19% durch die Einsparung von CO_2-Emissionen aufgrund industrieller Abwärmenutzung.

Bei der Planung und Umsetzung sollten aus Sicht der Bürger insbesondere Klimaschutz-Aspekte eine zentrale Rolle spielen: So soll die FW langfristig ganz auf fossile Brennstoffe verzichten und ausschließlich ein Erneuerbarer-Energien-Mix verwendet werden. Annähernd gleichermaßen sollten zudem aus der bürgerschaftlichen Sicht wirtschaftliche Aspekte (24 %), die Versorgungssicherheit (21 %) sowie Aspekte rund um Bau und Betrieb (20 %) bei Planung und Umsetzung beachtet werden. Hinsichtlich des wirtschaftlichen Betriebs wird dabei vor allem eine Monopolstruktur durch den Energieversorger abgelehnt und eine staatliche Förderung des Energiemodells sowie die Transparenz aller Kosten gefordert. Die komplette Versorgungssicherheit nach 2030 sowie der stadtweite Ausbau der FW-Leitungen unter Beachtung des Landschafts- und Städtebildes (Bsp. Hassel) bilden weitere zentrale Aspekte für die Bürger.

2) Potenziale des BHKW-Konzepts:
Ausschöpfen lokaler Potenziale, effizient, wirtschaftlich, klimafreundlich

Das BHKW-Konzept überzeugt aus Sicht der Bürgerschaft mit 38 % vor allem durch das Ausschöpfen der örtlichen Potenziale. Denn, so das Votum, der Standort Herten/Gelsenkirchen verfüge sowohl über die notwendige Anlage und Leitung als auch über die Rohstoffe (Grubengas) und ausreichend versiegelte Flächen.

Ebenfalls werden dem BHKW-Konzept gleichermaßen eine hohe Effizienz (17 %) und Wirtschaftlichkeit (17 %) zugesprochen. Dabei werden mit ihm insbesondere ein hoher Wirkungsgrad des Heizkraftwerks und eine positive Kosten-Nutzen-Bilanz verbunden, welche die Speicherung und den Verkauf überschüssiger Energie und die Stärkung des Wasserstoffstandorts Herten ermöglichen würden.

Ebenfalls im Hinblick auf die Technologie bietet das BHKW-Konzept aus Sicht der Bürgerschaft Vorteile (14 %), dabei wurden als weitere Vorzüge benannt die Kompatibilität mit verschiedenen Brennstoffen, eine vielfältige Nutzung und geringer Flächenbedarf. Sofern (erneuerbarer) Wasserstoff genutzt wird, überzeuge das BHKW auch durch Klimafreundlichkeit (14 %).

Bei der Planung und Umsetzung eines BHKW am Standort Herten/Gelsenkirchen ist der teilnehmenden Bürgerschaft vor allem die Bauweise des BHKW mit 43% besonders wichtig: Das BHKW solle in optischer aber auch in geruchs- und lärmschutz-

technischer Hinsicht ansprechend und in der Landschaft integriert sein. Weiterhin sollten die Versorgungssicherheit mit Rohstoffen (21 %) nach Auslauf des Grubengases und die Kosten (21 %), sowohl insgesamt als auch für den Endbenutzer, unbedingt beachtet und – insbesondere auch der Öffentlichkeit - transparent gemacht werden. Mit 15 % spielen zudem die Sicherheit für Umwelt und Anwohner, Speicherkapazitäten und Leistungsstärke eine Rolle.

3) Potenziale des Wärmepumpen-Konzeptes:
Klimafreundlich, energieeffizient, Technologie, Ausschöpfung lokaler Potenziale

Mit 35% werden Wärmepumpen vor allem als besonders klimafreundlich, aufgrund ihres nachhaltigen Kreislaufsystems und des Verzichts auf fossile Brennstoffe durch die Bürgerschaft wahrgenommen. Durch das Potenzial für gleichzeitige (sommerliche) Kühlung und Entfeuchtung von Gebäuden werden sie zudem als besonders energieeffizient erachtet (22%). Weitere Potenziale werden ihnen aufgrund technologischer Aspekte, insbesondere der Dezentralität, mit 17 % zugeschrieben; ebenso werden auch Vorteile im Ausschöpfen lokaler Potentiale – insbesondere durch die Nutzung von Grubenwasserwärme – (15 %) erblickt. Wirtschaftliche Potenziale werden mit 11% vor allem durch geringe Betriebs- und Heizkosten gesehen.

Bei der Planung und Umsetzung von Wärmepumpen am Standort Herten/Gelsenkirchen stehen für die teilnehmende Bürgerschaft wirtschaftliche Aspekte im Zentrum (39%): Die Herkunft des Stroms, ein ausgewogenes Kosten-Nutzen-Verhältnis im Betrieb, die Bezahlbarkeit für die Verbraucher sowie die staatliche Förderung spielen dabei eine zentrale Rolle. Annähernd gleich stark zu berücksichtigen sind zudem technologische und Klimaschutz-Aspekte (je 19%) sowie Aspekte des Standorts (17 %) aus Sicht der Bürgerschaft. Als besonders bedeutsam erweisen sich für sie gleichermaßen der Lärmschutz, die Sicherheit für Anwohner, die Leistungsstärke und Speicherkapazität ebenso wie die Gestaltung eines effizienten und nachhaltigen Systems durch einen erneuerbaren Energien-Mix als auch die Maßgabe, dass Fachkräfte und Investoren vor Ort vorhanden sind. Die Versorgungssicherheit, insbesondere durch die Unabhängigkeit von externen Anbietern, spielt mit 6 % auch eine Rolle.

4) Potenziale des Solarthermie-Konzeptes:
Technologie, Ausschöpfung lokaler Potenziale, klimafreundlich, wirtschaftlich

Die größten Vorteile der Solarthermie bestehen aus Sicht der Bürgerschaft in ihrer Technologie (35 %), da Sonnenenergie unbegrenzt zur Verfügung steht und eine Hybridnutzung von Flächen möglich ist. Die Ausschöpfung lokaler Potenziale bildet mit 29% einen weiteren entscheidenden Vorzug für die Bürger: Die Wärme kann direkt vor Ort erzeugt und die belasteten Böden können für Panels genutzt werden. Auch die Klimafreundlichkeit durch die Nutzung von emissionsfreier Energie wird mit 24 % als weiterer Vorzug benannt. Insbesondere aufgrund der Preisstabilität und geringer Wartungskosten werden mit 13 % zudem wirtschaftliche Vorteile in der Solarthermie gesehen.

Bei der Planung und Umsetzung des Solarthermie-Konzepts zeigen sich für die Bürger Fragen des Standorts und der Bauweise als besonders relevant (51%). Gewünscht wird eine sinnvolle Integrierung der Solarmodule und Wärmespeicher in die Umge-

bung, die Nutzung von kontaminierten Flächen sowie eine ästhetische und individuelle Gestaltung der Module. Ebenfalls spielen technologische Aspekte mit 33 % eine wichtige Rolle; dabei wird insbesondere eine ausreichende Speicherkapazität für unterschiedliche Sonnenstunden sowie die umweltverträgliche Herstellung der Kollektoren als zentral erachtet. Auch zu beachten seien nach Meinung der Bürger mit 15 % folgende wirtschaftliche Aspekte: Die bedarfsgerechte Planung und Umsetzung, die Bildung einer Genossenschaft und die Bereitstellung von Fördermitteln durch die Kommunen.

6 Literaturverzeichnis

Adler, P., Billig, E., Brosowski, A., Daniel-Gromke, J., Falke, I., & Fischer, E. (2014). *Leitfaden Biogasaufbereitung und -einspeisung* (5., vollständig überarbeitete Auflage). Fachagentur für Nachwachsende Rohstoffe e. V. (FNR).

Agora Energiewende. (2014). *Power-to-Heat zur Integration von ansonsten abgeregeltem Strom aus Erneuerbaren Energien* [Studie vom Fraunhofer IWES, Stiftung Umweltenergierecht und Fraunhofer IFAM im Auftrag der Agora Energiewende, Berlin]. www.agora-energiewende.de/veroeffentlichungen/power-to-heat-zur-integration-von-ansonsten-abgeregeltem-strom-aus-erneuerbaren-energien

Alfa Laval. (2019). *Dehumidification and Energy Recovery*. www.kathabar.com

Angermeier, Georg. (2016, Juni). *SWOT-Analyse*. Projektmagazin. www.projektmagazin.de/methoden/swot-analyse

Arbeitsgemeinschaft für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch e.V. (ASUE). (2014). *BHKW-Kenndaten 2014/2015*. energieDRUCK - Verlag für sparsamen und umweltfreundlichen Energieverbrauch.

BCG, & Prognos. (2018). *Klimapfade für Deutschland*. https://bdi.eu/artikel2/news/studie-zum-klimaschutz-kernergebnisse-der-klimapfade-fuer-deutschland

Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen aus dem „Programm für Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen“ (progres.nrw) – Programmbereich Markteinführung (progres.nrw – Markteinführung 2018), (2013). https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_text_anzeigen?v_id=84420180412103137904

Richtlinie über die Gewährung von Zuwendungen aus dem „Programm Rationelle Energieverwendung, Regenerative Energien und Energiesparen (progres.nrw) – Programmbereich Wärme- und Kältenetze“, (2016). https://recht.nrw.de/lmi/owa/br_text_anzeigen?v_id=10000000000000000111

Blum, L. (2017). *Technologiebericht 2.2a Dezentrale Kraftwerke (Brennstoffzellen)* (Tec hnologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)). Wuppertal Institut, ISI, IZES.

Richtlinien zur Förderung von Maßnahmen zur Nutzung erneuerbarer Energien im Wärmemarkt, (2015). www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Foerderbekanntmachungen/marktanreizprogramm-erneuerbare-energien.html

Gesetz für die Erhaltung, die Modernisierung und den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz - KWKG), (2017). www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/kwkg.pdf

Verordnung zur Einführung von Ausschreibungen zur Ermittlung der Höhe der Zuschlagszahlungen für KWK-Anlagen und für innovative KWK-Systeme (KWK-Ausschreibungsverordnung - KWKAusV), (2017). www.gesetze-im-internet.de/kwkausv/BJNR316710017.html

Bracke, P. D. R., Bussmann, G., Eicker, T., Ignacy, R., Jagert, F., Danowski-Buhren, C., & Schmidt, P. D. B. (2018). *Potenzialstudie Warmes Grubenwasser LANUV-Fachbericht 90* [LANUV-Fachberichte]. www.lanuv.nrw.de/landesamt/veroeffentlichungen/publikationen/fachberichte?tx_cartproducts_products[product]=931

Bücken, M., Freialdenhoven, P., Gleichmann, T., Kraft, D. A., Brüggermann, B., & Halfmann, M. (2017). *Machbarkeitsstudie - Solarthermische Energieversorgung mit Speicher und Power-to-Heat für die neue Zeche Westerholt* (S. 69) [Machbarkeitsstudie]. EEB ENERKO und Halfmann Architekten.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). (2017). *Merkblatt Wärme- und Kältenetze zur Darlegung der Zulassungsvoraussetzungen nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG)*.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA). (2018). *Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0 MODUL II: Merkblatt zur Antragstellung und den förderfähigen Ausgaben*.

Merkblatt zu den technischen Anforderungen an ein Wärmenetzsystem 4.0 Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0, (2018).

Bundesregierung. (2019). *Klimaschutzprogramm 2030 der Bundesregierung zur Umsetzung des Klimaschutzplans 2050*. www.bundesregierung.de/resource/blob/975226/1679914/e01d6bd855f09bf05cf7498e06d0a3ff/2019-10-09-klima-massnahmen-data.pdf

Bundesverband Solarwirtschaft e.V.(BSW). (2019). *Statistische Zahlen der deutschen Solarwärmebranche (Solarthermie)*. www.solarwirtschaft.de/fileadmin/user_upload/bsw_faktenblatt_st_2019_3.pdf

Chambers, S. (2012). Deliberation and mass democracy. In J. Parkinson & J. Mansbridge (Hrsg.), *Deliberative Systems* (S. 52–71). Cambridge University Press. https://doi.org/10.1017/CBO9781139178914.004

Di Giulio, A., & Defila, R. (2018). *Transdisziplinär und transformativ forschen: Eine Methodensammlung* (1. Aufl. 2018). Springer VS. https://rd.springer.com/book/10.1007/978-3-658-21530-9

Dienel, P. C. (2002). *Die Planungszelle: der Bürger als Chance* (5. Auflage, mit Statusreport 2002). Westdeutscher Verlag.

DVGW. (2004). *DVGW-Arbeitsblatt W 551 „Trinkwassererwärmungs- und Trinkwasserleitungsanlagen; Technische Maßnahmen zur Verminderung des Legionellenwachstums; Planung, Errichtung, Betrieb und Sanierung von Trinkwasser-Installationen“*. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., Bonn. www.dvgw.de/wasser/trinkwasser-und-gesundheit/legionellen

Edel, M., Kühnel, D. C., & Reinholz, T. (2017). *Rolle und Beitrag von Biomethan im Klimaschutz heute und in 2050 - dena-ANALYSE*. Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena). https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9218_Analyse_Rolle_Beitrag_Biomethan_Klimaschutz_2050.pdf

EnergieAgentur.NRW. (2009). *Grubengas. Ein Energieträger in Nordrhein-Westfalen*.

Epping, F., & Dittrich-Wesbuer, A. (o. J.). Regionale Flächenentwicklung unter Wachstumsdruck. *PLANERIN*, *3/2016*, 33–35.

eurostat. (2019). *SHARES (Renewables) - Eurostat*. https://ec.europa.eu/eurostat/web/energy/data/shares

Fung, A. (2006). Varieties of Participation in Complex Governance. *Public Administration Review*, *66*, 66–75.

Geels, F. W. (2018). Disruption and low-carbon system transformation: Progress and new challenges in socio-technical transitions research and the Multi-Level Perspective. *Energy Research &Social Science*, *Vol. 37*, 224–231.

Gemeinde Saerbeck. (2017, Juni). *Bioenergiepark*. www.klimakommune-saerbeck.de/city_info/webaccessibility/index.cfm?waid=317

Geyer, P., Buchholz, M., Buchholz, R., & Provost, M. (2017, Januar). Hybrid thermo-chemical district networks – Principles and technology. *Applied Energy*, 480–491.

Harks, J. (2018). *EnerAct – Energetische Grundzüge* (S. 2) [Textdokument]. Stadt Herten (Fachbereich 2.1 Planen, Bauen und Umwelt).

Hertle, H., Jentsch, A., Eisenmann, L., Brasche, J., Brückner, S., Schmitt, C., Sager, C., & Schurig, M. (2016). *Die Nutzung von Exergieströmen in kommunalen Strom-Wärme-Systemen zur Erreichung der CO2-Neutralität von Kommunen bis zum Jahr 2050* (35/2016; Climate Change). https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/die-nutzung-von-exergiestromen-in-kommunalen-strom

Holstenkamp, L., & Radtke, J. (Hrsg.). (2018). *Handbuch Energiewende und Partizipation*. Springer VS.

Jentsch, A. (2015). Obtaining unbiased results in CHP assessment - The Carnot-Method for Allocation of Fuel and Emissions. *EuroHeat&Power International Edition, 12(11/2015)*, 26–28.

KfW. (2019). *Merkblatt Erneuerbare Energien „Premium“*. www.kfw.de/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000002410-Merkblatt-271-281-272-282.pdf

Lietzmann, H. J. (2016). Die Demokratisierung der Repräsentation. Dialogische Politik als neue Form der repräsentativen Demokratie. In M. Glaab (Hrsg.), *Politik mit Bürgern - Politik für Bürger: Praxis und Perspektiven einer neuen Beteiligungskultur* (S. 41–59). Springer VS.

Lietzmann, H. J., Dankwart-Kammoun, S., & Freier, A. N. (2017). Das partizipative Reallabor. Gestalten Bürger ihre Energiewende? In J. Sommer (Hrsg.), *Kursbuch Bürgerbeteiligung #2* (1. Auflage, S. 487–505). Deutsche Umweltstiftung.

Menerga GmbH. (2016). Komfort-Klimagerät mit Doppelplatten-Wärmeübertrager, adiabater Verdunstungskühlung und sorptionsgestützter Entfeuchtung. *Technischer Katalog*. www.menerga.si/wp-content/uploads/2016/07/Sorpsolair-72_73_2016_de.pdf

Merten, F., Schüwer, D., Horst, J., & Matschoss, P. (2018). *Technologiebericht 7.4 Systemintegration, -innovation und -transformation innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende* (S. 42). Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie. http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-70680

Mittendorf, V. (2009). *Die Qualität kollektiver Entscheidungen: Kommunikationsprozesse direkter und repräsentativer Demokratie im Vergleich*. Campus.

Münkler, H., Münkler, M., & Rowohlt Berlin Verlag. (2019). *Abschied vom Abstieg Eine Agenda für Deutschland*.

Nanz, P., & Fritsche, M. (2012). *Handbuch Bürgerbeteiligung: Verfahren und Akteure, Chancen und Grenzen*. Bundeszentrale für Politische Bildung.

Nowotny, H. (1999). *Es ist so. Es könnte auch anders sein: über das veränderte Verhältnis von Wissenschaft und Gesellschaft* (1. Aufl., Erstausg., Originalausg). Suhrkamp.

Öko-Institut, & Fraunhofer ISI. (2015). *Klimaschutzszenario 2050 - 2. Endbericht - Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit*. Öko-Institut e.V.; Frauenhofer ISI. www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf

Oschatz, B., Pehnt, M., & Schüwer, D. (2016). Primärenergiefaktoren - Quo vadis? *EnEV aktuell Heft 4/2016*, S.4-8.

Oschatz, B., Schüwer, D., & Pehnt, M. (2016). *Weiterentwicklung der Primärenergiefaktoren im neuen Energiesparrecht für Gebäude : Endbericht* (S. 27). Dt. Verein des Gas- und Wasserfaches. http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-63203

Pehnt, M., Paar, A., Otter, P., Merten, F., Hanke, T., Irrek, W., Schüwer, D., Supersberger, N., & Zeiss, C. (2009). *Energiebalance - optimale Systemlösungen für erneuerbare Energien und Energieeffizienz : Endbericht* (S. 440). IFEU. http://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/5182

Prognos AG, EWI, & gws. (2014). *Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose* (S. 583) [Endbericht]. Prognos; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln; Gesellschaft für Wirtschaftliche Strukturforschung. www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.html

Recklies, Dagmar. (2012, April). *Die SWOT – Revisited*. Managementportal - Das digitale Managementmagazin. www.managementportal.de/inhalte/artikel/fachbeitraege/21-management-und-strategie/40-die-swot-revisited.html

Reybrouck, D. van. (2016). *Gegen Wahlen: warum Abstimmen nicht demokratisch ist* (A. Braun (Übers.)). Wallstein Verlag.

Schaal, G. S., & Ritzi, C. (2009). *Empirische Deliberationsforschung* [MPIfG working paper]. MPIfG, Köln. https://www.mpifg.de/pu/workpap/wp09-9.pdf

Schäfer, A., & Schoen, H. (2013). Mehr Demokratie, aber nur für wenige? Der Zielkonflikt zwischen mehr Beteiligung und politischer Gleichheit. *Leviathan*, *41*(1), 94–120. https://doi.org/10.5771/0340-0425-2013-1-94

Schmidt, T., Soerensen, P. A., Snijders, A., Djebbar, R., Boulter, R., & Thornton, J. (2018). *Design Aspects for Large-Scale Aquifer and Pit Thermal Energy Storage for District Heating and Cooling. Task A – State-of-the Art Review* (International Energy Agency Technology Collaboration Programme on District Heating and Cooling including Combined Heat and Power, S. 210) [Draft]. IEA DHC/CHP, Steinbeis Research Institute Solites, PlanEnergi, IFTech International NRCan, TESS. www.iea-dhc.org/fileadmin/documents/Annex_XII/IEA_DHC_AXII_Design_Aspects_for_Large_Scale_ATES_PTES_draft.pdf

Schneider, C., & Schüwer, D. (2017). *Technologiebericht 6.4 Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie* (Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), S. 100) [Technologiebericht]. Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.). https://www.energieforschung.de/energie-und-ressourceneffizienz-industrie

Schneidewind, U. (2014). *Urbane Reallabore – ein Blick in die aktuelle Forschungswerkstatt*. *III*(2014), 1–7.

Schneidewind, U., & Singer-Brodowski, M. (2014). *Transformative Wissenschaft : Klimawandel im deutschen Wissenschafts- und Hochschulsystem* (2. Aufl.). Metropolis-Verl.

Schüle, R., Adisorn, T., Gärtner, S., Stegmann, T., Kraft, A., Henn, S., Holler, K., Hübner, A., & Püllen, H. (2016). *Gesamtenergiekonzept für das Projekt Energielabor Ruhr - Strategische Empfehlungen für eine langfristige Klimaschutzperspektive und Dekarbonisierung bis 2050* (S. 113) [Projektbericht]. Wuppertal Institut, Institut Arbeit und Technik, EEB ENERKO, Gertec.

Schüwer, D. (2017). Konversion der Wärmeversorgungsstrukturen. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen (et)*, *11–2017*, S. 21-25.

Schüwer, D., Hanke, T., & Luhmann, H.-J. (2015). *Konsistenz und Aussagefähigkeit der Primärenergie-Faktoren für Endenergieträger im Rahmen der EnEV : Diskussionspapier* (S. 63). Wuppertal Inst. für Klima, Umwelt, Energie. http://nbn-resolving.de/urn:nbn:de:bsz:wup4-opus-62673

Schweizer-Ries, P. (2013). Akzeptanz für Klimaschutzmaßnahmen –ein Rahmenmodell für den kommunalen Klimaschutz. In P. Schweizer-Ries, J. Hildebrand, & I. Rau (Hrsg.), *Klimaschutz & Energienachhaltigkeit: die Energiewende als sozialwissenschaftliche Herausforderung* (S. 19–37). Universaar, Universitätsverlag des Saarlandes.

Singer-Brodowski, M., & Schneidewind, U. (2015). Vom experimentellen Lernen zum transformativen Experimentieren – Reallabore als Katalysator für eine lernende Gesellschaft auf dem Weg zu einer Nachhaltigen Entwicklung. *Zeitschrift für Wirtschafts- und Unternehmensethik*, *01/15*, S. 10-23.

Stadt Herten. (2013). *Hertener Klimakonzept 2020+. Ein Masterplan für 100% Klimaschutz in Herten*. https://www.energieagentur.nrw/tool/handbuch-klimaschutz/dokumente/IsEn_Herten_%20Hertener%20Klimakonzept%202020+.pdf

Stadt Herten, Stadt Gelsenkirchen, & RAG Montan Immobilien. (2015). *Neue Zeche Westerholt: Von der Idee zum Masterplan - Dokumentation der Machbarkeitsstudie* (S. 113) [Broschüre]. www.neue-zeche-westerholt.de/fileadmin/user_upload/Masterplan/Westerholt_Masteplan_Dokumentation.pdf

Stadtwerke Kiel AG. (2019). *Unser Küstenkraftwerk K.I.E.L.* www.stadtwerke-kiel.de/swk/de/unternehmen/aktuell/gasheizkraftwerk/gasheizkraftwerk.jsp

UBA. (2019). *Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten - Kostensätze* [Ökonomische Bewertung von Umweltschäden]. Umweltbundesamt. www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2019-02-11_methodenkonvention-3-0_kostensaetze_korr.pdf

Ukowitz, M. (2017). Transdisziplinäre Forschung in Reallaboren: Ein Plädoyer für Einheit in der Vielfalt. *GAIA - Ecological Perspectives for Science and Society*, *26*(1), 9–12. https://doi.org/10.14512/gaia.26.1.4

Uniper SE. (2019, August). *Kraftwerk Scholven - Energie fürs Revier*. www.kraftwerk-scholven.de

Wagner, R., & Tenberg, B. (2013). *Hertener Klimakonzept 2020+ - Ein Masterplan für 100 % Klimaschutz in Herten* (S. 150). Jung Stadtkonzepte, Stadt Herten. www.herten.de/fileadmin/user_upload/Hertener_Klimakonzept_2020_.pdf

Wagner, R., & Tenberg, B. (2014). *Masterplan 100% Klimaschutz für den Kreis Steinfurt - Vom Projekt zum Prinzip*. www.kreis-steinfurt.de/kv_steinfurt/Kreisverwaltung/Ämter/Amt%20für%20Klimaschutz%20und%20Nachhaltigkeit/energieland2050%20e.V./Service/Informationsmaterial/Masterplanbericht_Langfassung%20.pdf

Wissenschaftlicher Beirat der Bundesregierung für Globale Umweltveränderungen (WBGU) (Hrsg.). (2011). *Welt im Wandel: Gesellschaftsvertrag für eine Große Transformation*.

Wuppertal Institut. (2019, April 11). *Reallabore erhöhen Sichtbarkeit - Karlsruher Institut für Technologie, Wuppertal Institut, Leuphana Universität Lüneburg und Ecornet gründen „Netzwerk Reallabore der Nachhaltigkeit“*. www.wupperinst.org/a/wi/a/s/ad/4706

7 Anhang I

7.1 Anhang zu Kap. 1 (Einführung)

7.2 Anhang zu Kap. 2 (Status)



Abb. 7-1 Spezifischer Wärmebedarf Heizwärme in den Clustern der Neuen Zeche Westerholt

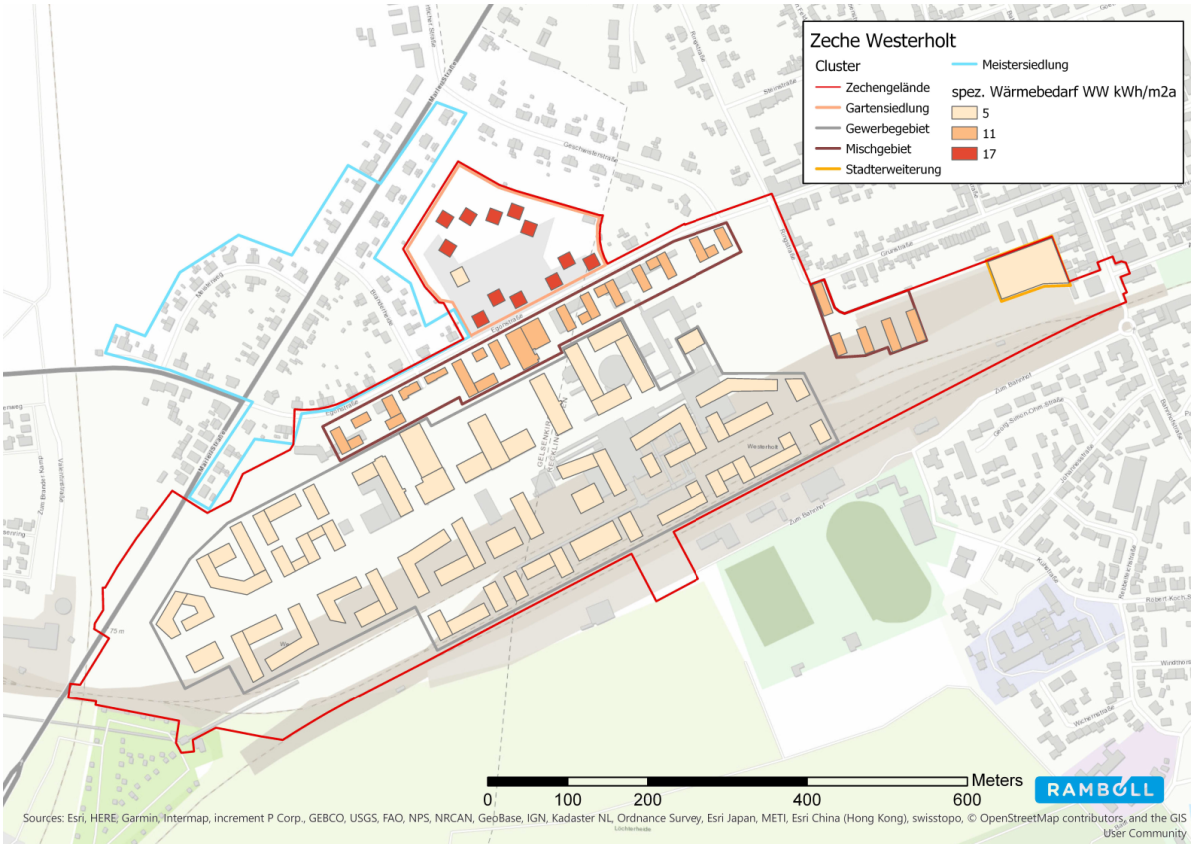


Abb. 7-2 Spezifischer Wärmebedarf Warmwasser in den Clustern der Neuen Zeche Westerholt

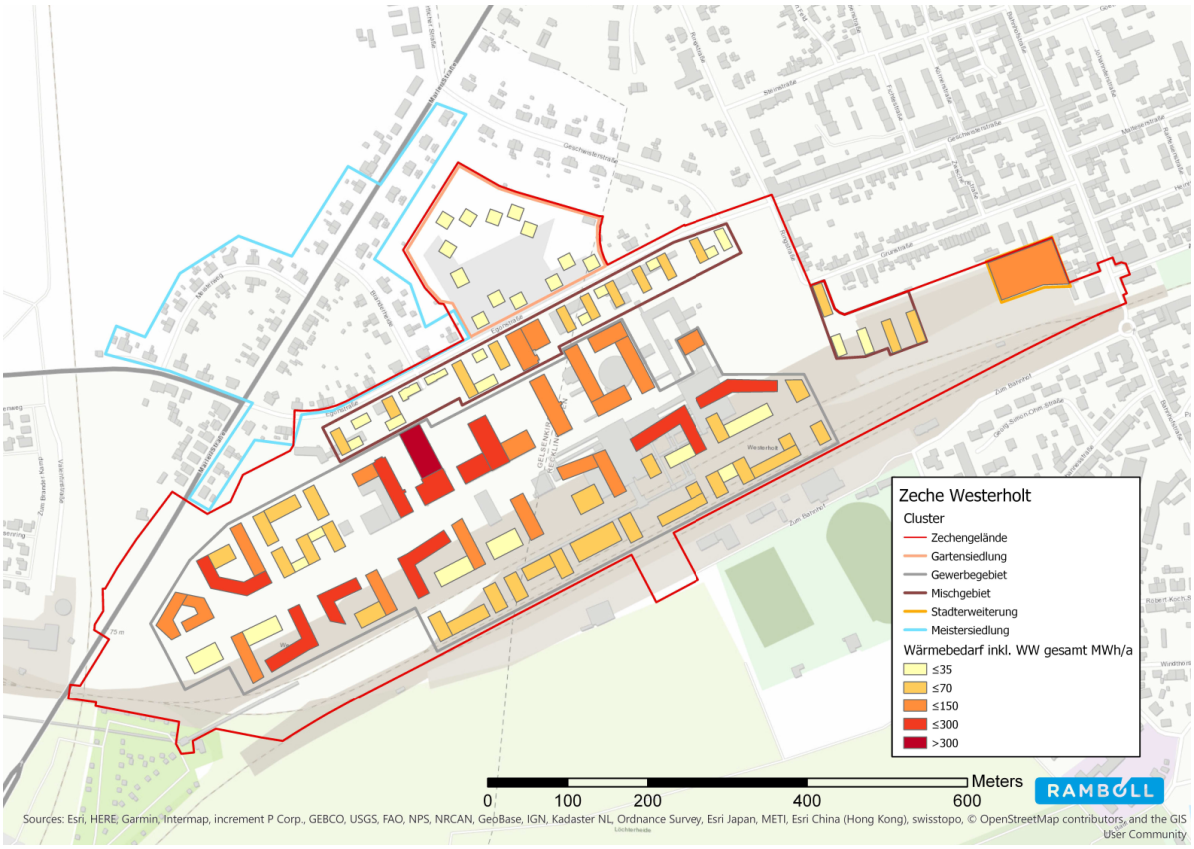


Abb. 7-3 Absoluter Wärmebedarf (Summe Heizwärme und Warmwasser) in der Neuen Zeche Westerholt

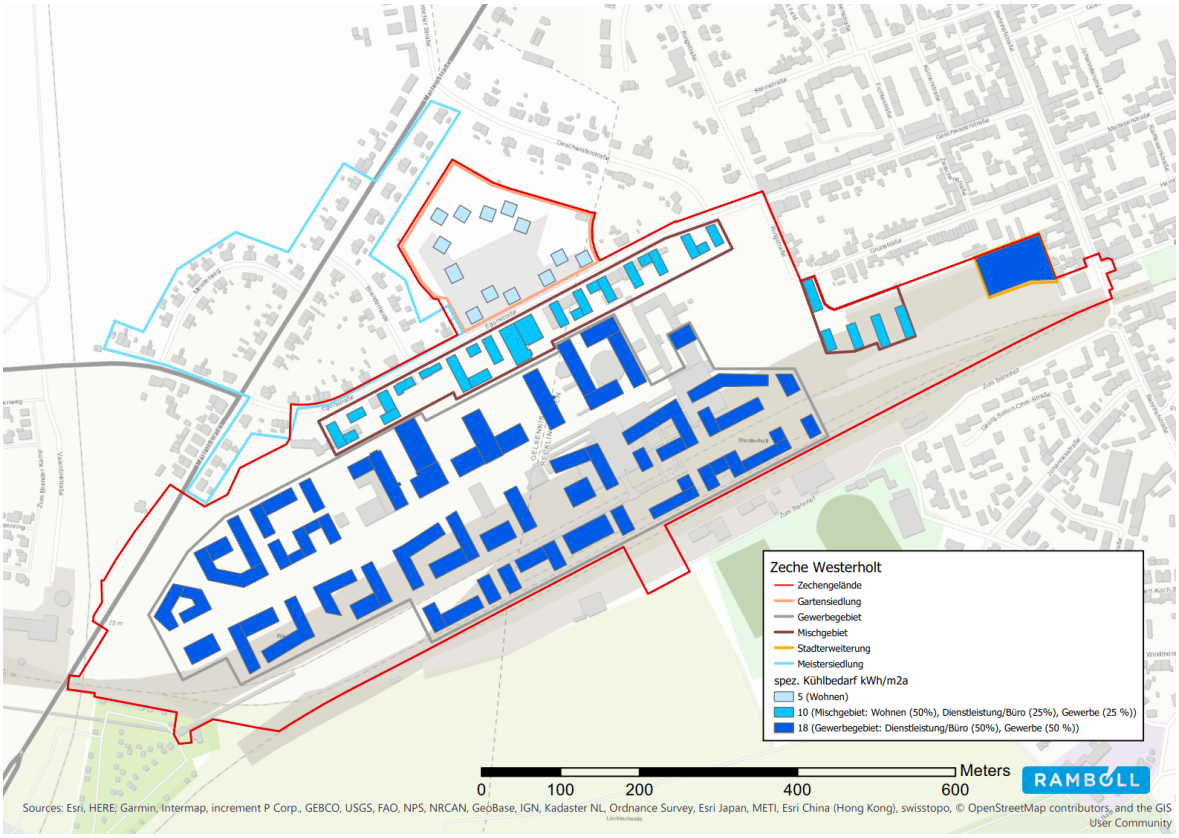


Abb. 7-4 Spezifischer Kühlbedarf in den Clustern der Neuen Zeche Westerholt

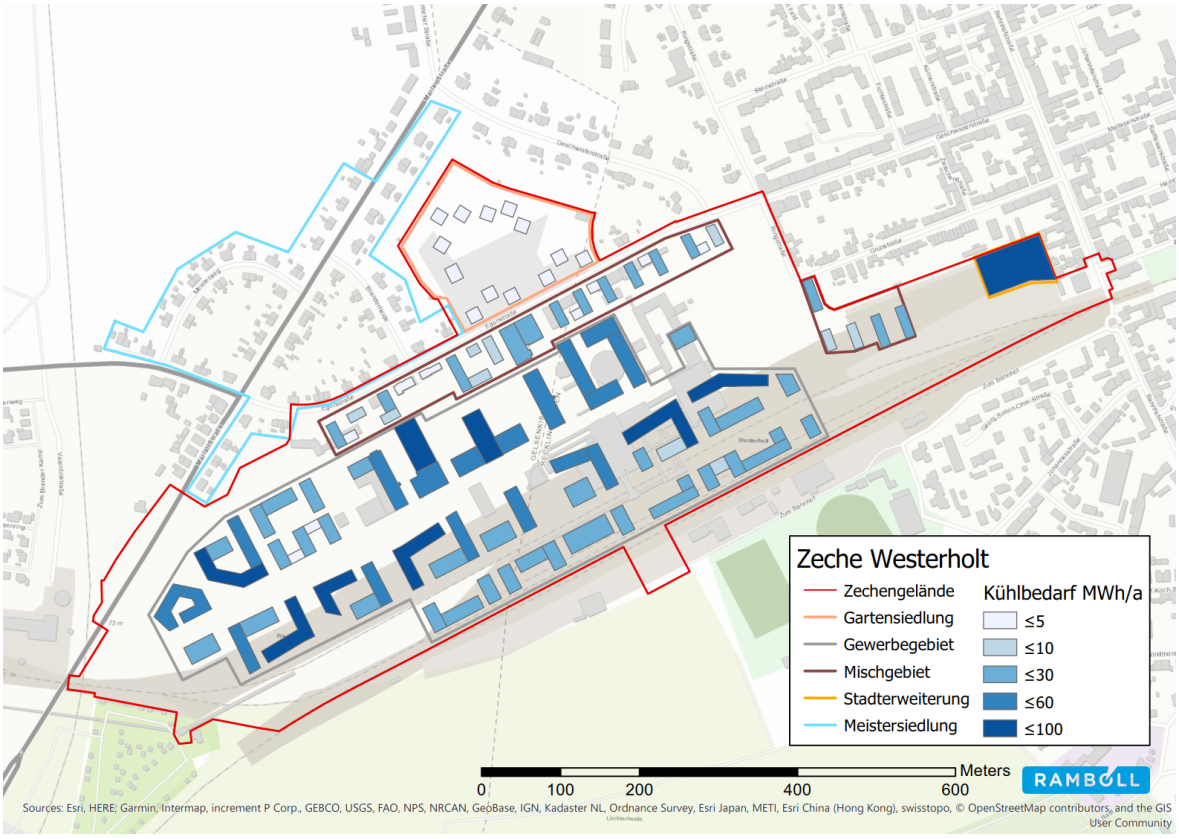


Abb. 7-5 Absoluter Kühlbedarf in der Neuen Zeche Westerholt

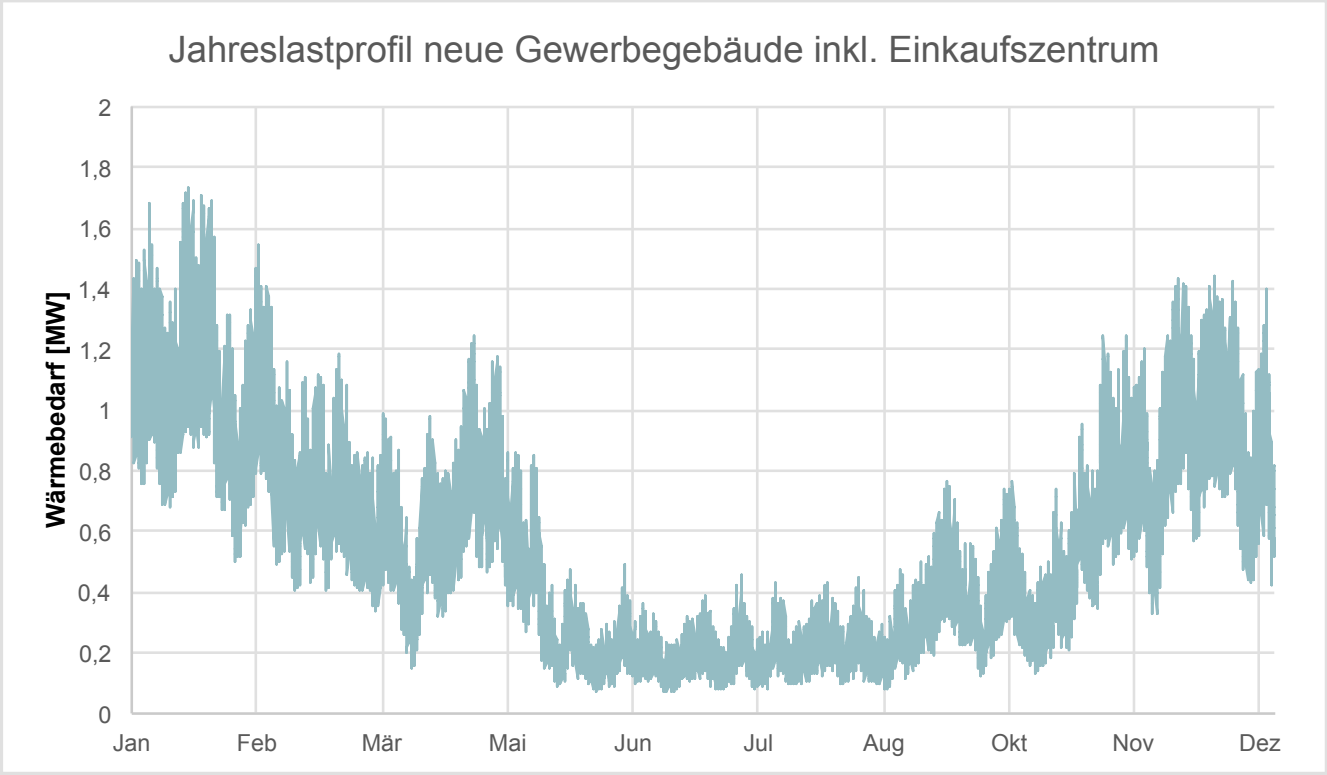


Abb. 7-6 **Simulation des Wärmelastprofils der neuen Gewerbegebäude inkl. Einkaufszentrum (Wetterjahr 2017)**

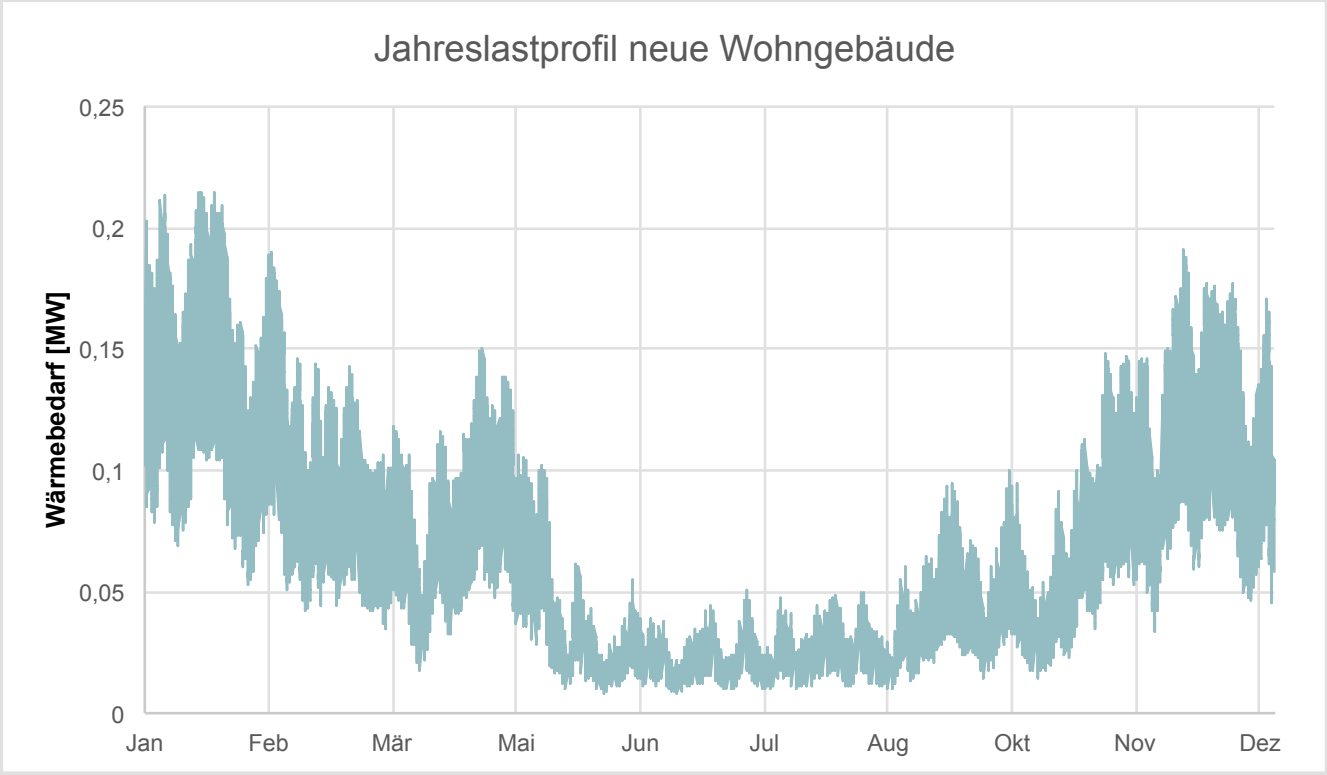


Abb. 7-7 **Simulation des Wärmelastprofils der neuen Wohngebäude (Wetterjahr 2017)**

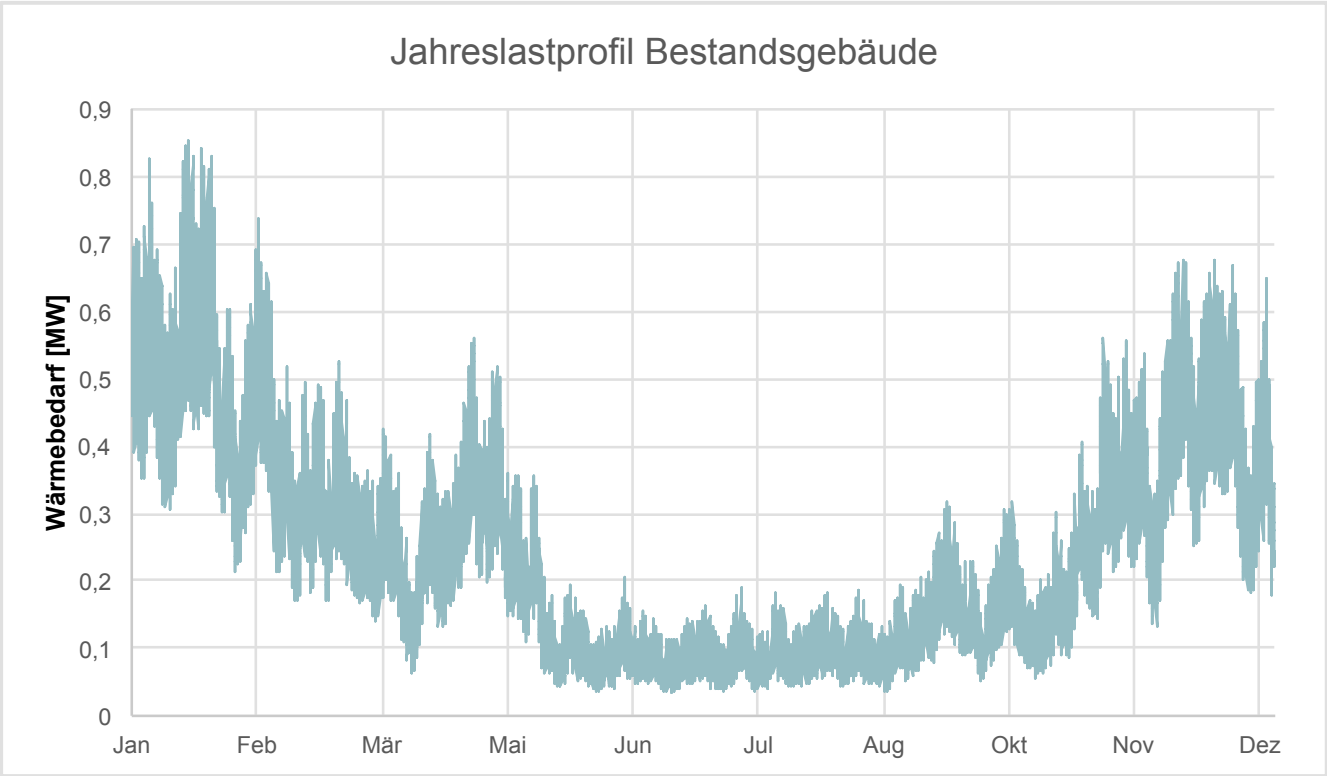


Abb. 7-8 Simulation des Wärmelastprofils der Bestandsgebäude (Wetterjahr 2017)

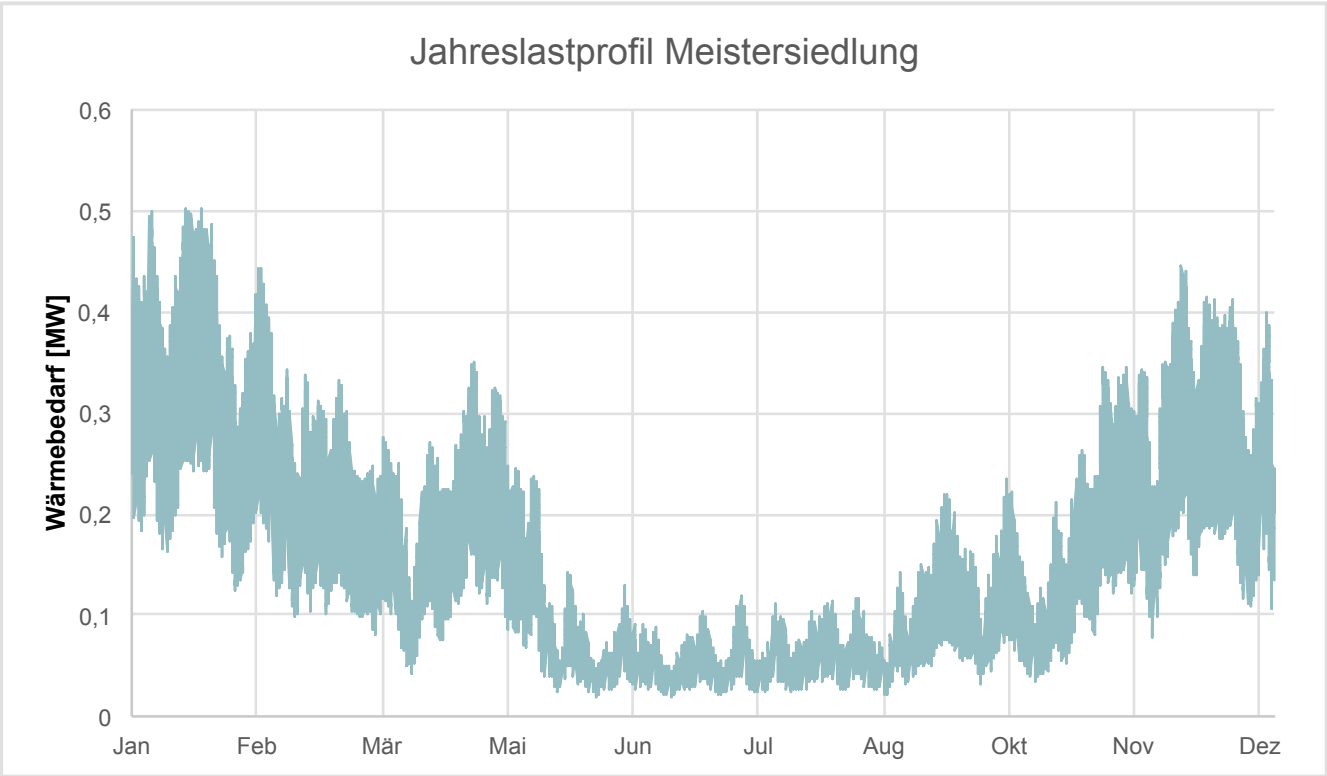


Abb. 7-9 Simulation des Wärmelastprofils der Meistersiedlung (Wetterjahr 2017)

7.3 Anhang zu Kap. 3 (Grundlagen)

s.a. Anhang II (Technologie-Steckbriefe) in Kap. 8 (S. 195 ff.)

7.4 Anhang zu Kap. 4 (Umsetzungskonzepte)

Tab. 7-1 Agenda des LowEx-Herten Workshops am 11. Dez. 2018 in Wuppertal

Uhrzeit	Dauer	Was	Wer
09:45	00:15	Eintreffen / Kaffee	ALLE
10:00		**Begrüßung & Einführung**	
10:00	00:10	Kurze **Vorstellungsrunde** (Name & Institution)	ALLE
10:10	00:10	**Ziele & Methoden** des Workshops, Tagesablauf Projekt-Zeitplan	Schüwer / Warburg / Schäfer
10:20		**BLOCK 1: Darstellung Projekt-Ist-Stand**	
10:20	00:15	**Zechengelände** (Cluster, Karten für Wärme- und Kältebedarfe)	Warburg
10:35	00:25	Darstellung Projekt-Ist-Stand: **Technologievarianten** (Steckbriefe), **Bewertungskriterien** (Kriterienmatrix)	Schüwer
11:00		**BLOCK 2: Lead-Technologien & Impulsvorträge**	
11:00	00:45	Diskussion und Auswahl von **Lead-Technologien** (Anker-Technologien)	Schüwer / Warburg / Schäfer
11:45	00:30	Impulsvorstellung generell möglicher **Erzeugungskonzepte, Wärmenetztypen** und **Betreibermodelle** (mit Bürger-Partizipation)	Moderator, Alle
	E1)	**FW (Nullvariante):** mit/ohne Solarthermie und zentrale Kälte-Absorption (4-Leiter-Netz)	Jentsch / Verheyen
	E2)	**BHKW + Solarthermie + Speicher + Kessel**	Warburg / Wenterodt
	W1)	**Wärmenetzstruktur** entlang Temperaturanforderungen	Pauschinger
	W2)	**H-DisNet-Solenetz:** Hybride PV/Feuchtluft-Solarkollektoren (Gebäude), gewerbliche Anwendungen, Nutzung gewerblicher Abwärme und Grubenwärme zur Soleregeneration	Buchholz
	B1)	**Betreibermodelle / Bürger-Partizipation**	Freier
	B2)	**Genossenschaftsmodelle** (Bsp. aus Dänemark)	Warburg / Ritterbach
12:15	00:15	Vorstellung der Methoden **SWOT-Analyse** & **World-Café**	Schüwer / Warburg / Schäfer / Freier
12:30	00:45	**Mittagspause**	

13:15	**BLOCK 3: Arbeiten in Kleingruppen (World-Café)**		
13:15	00:15	**Einteilung** in (max. 4) Kleingruppen nach identifizierten Lead-Technologien	Schüwer / Warburg / Schäfer
		Aufgabe / Ziel: Zu Lead-Technologie passende weitere Neben-Technologien ergänzen, welche (in Summe) die Kriterien von Herten möglichst gut erfüllen **Prozess & Ergebnis:** Parallel-iterativ Gesamtkonzept erarbeiten und mit SWOT bewerten (1 SWOT-Analyse je Kleingruppe an den Flip-Charts) Rundgang durch Flipcharts und Herausstellen von Stärken (S trength) & Schwächen (W eaknesses) sowie Chancen (O pportunities) und Risiken (T hreads) gegenüber anderen Konzepten **Konkrete Fragen:** **1)** Welches sind Stärken und Schwächen des jeweiligen Konzeptes? **2)** Welches ihre Chancen und Risiken? Grundlage für Bewertung: 11 Bewertungskriterien sowie ggf. weitere: o Flexibilität bzgl. Erweiterbarkeit über Zechengelände hinaus? o Flexibilität bzgl. zeitlich versetzten Anschlusses der Verbraucher? **3)** Welche Schnittstellen ergeben sich zu gesellschaftlichen Megatrends? **4)** Welche Ideen für Beteiligungsformate und relevante Untersuchungsgegenstände / Forschungsfragen können entwickeln werden (AP3) **5)** Gibt es Ideen für akzeptanzverbessernde Maßnahmen (Akteure einbinden, Partizipation? Betreibermodelle?) **6)** o Welche Bedarfe/Wünsche gibt es an die zu verhandelnden Themen in der Bürgerbeteiligung? o Welche bürgerschaftlichen Empfehlungen/Expertisen werden als hilfreich erachtet? o Welche Akteure sollten im im Rahmen der Bürgerbeteiligung eingebunden werden?	ALLE in Kleingruppen zu je 4-6 Personen
13:30	00:40	**Runde 1**	
14:10	00:25	**Runde 2**	
14:35	00:25	**Runde 3**	
15:00	**BLOCK 4: Zusammentragen der Ergebnisse (Plenum)**		
15:00	00:40	- **Konzepte** vorstellen (zur Übergabe an weitere Analyse durch Projektkonsortium) - **Konsens** einholen	je 1 Person aus Kleingruppe, Moderator, ALLE
15:40	00:05	**Ausblick auf AP3:** - Schnittstellen zu Megatrends und gesellschaftliche Implikation - Weiteres Vorgehen im Rahmen des AP3	Freier
15:45	00:15	**Zusammenfassung** des Tages und kurze **Feedbackrunde**	Schüwer / Warburg / Schäfer / ALLE
ca. 16:00	**Ende der Veranstaltung**		

Tab. 7-2 THG-Emissionsfaktoren (CO_2-Äquivalente)

$CO_{2\text{-äq}}$-Faktoren	Wert	Einheit	Quelle
Abwärme aus Abfallverbrennung oder Industrieabwärme	0	kg/MWh	Abfallprodukt: Emissionen sind bereits den Hauptprodukten zugeordnet
Fernwärme aus GuD (Wärmeanteil)	96	kg/MWh	Eigene Berechnungen
Biomethan	56	kg/MWh	Ifeu 2014: Empfehlungen zur Methodik der kommunalen Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland
Erdgas	247	kg/MWh	Ifeu 2014: Empfehlungen zur Methodik der kommunalen Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland
Grubengas	73	kg/MWh	in Anlehnung an ProBas
Photovoltaik	61	kg/MWh	Ifeu 2014: Empfehlungen zur Methodik der kommunalen Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland
Solarthermie	22	kg/MWh	ProBas
Strommix 2030	240	kg/MWh	Eigene Berechnungen mit Emissionsdaten aus Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015)
Strommix 2050	17	kg/MWh	Eigene Berechnungen mit Emissionsdaten aus Öko-Institut und Fraunhofer ISI (2015)
Wasserstoff (erneuerbar)	11	kg/MWh	ProBas - Power2Gas (voll erneuerbar)

Tab. 7-3 Primärenergiefaktoren

Energieform	Energieträger	Primärenergiefaktor		Quelle
		Gesamt	Nicht erneuerbarer Anteil	
Fossile Brennstoffe	Heizöl	1,1	1,1	EnEV 2016
	Erdgas	1,1	1,1	EnEV 2016
	Flüssiggas	1,1	1,1	EnEV 2016
	Steinkohle	1,1	1,1	EnEV 2016
	Braunkohle	1,2	1,2	EnEV 2016
Biogene Brennstoffe	Biogas	1,5	0,5	EnEV 2016
	Bioöl	1,5	0,5	EnEV 2016
	Holz	1,2	0,2	EnEV 2016
Strom	allgemeiner Strommix 2030	1,82	0,82	Öko-Institut / Fraunhofer ISI 2015
	allgemeiner Strommix 2050	1,24	0,28	Klimaschutzszenario 95%
Umwelt-energie	Solarenergie	1,0	0,0	EnEV 2016
	Erdwärme, Geothermie	1,0	0,0	EnEV 2016
	Umgebungswärme	1,0	0,0	EnEV 2016
	Umgebungskälte	1,0	0,0	EnEV 2016
Fernwärme Westerholt	Annahme FW-Mix (50 GuD / 50 Abwärme)	1,1	1,1	Eigene Berechnung aus Annahme FW-Mix (50 GuD / 50 Abwärme)
	Abwärme	1,0	0,0	EnEV 2016
	Grubengas	1,0	1,0	Arbeitsblatt AGFW FW 309 Teil 1 Anhang A
	Wasserstoff	1,0	0,0	Eigene Annahme

Tab. 7-4 Kumulierte Energieverbräuche

Kumulierte Energieverbräuche	Wert	Einheit	Quelle
Abwärme aus Abfallverbrennung oder Industrie	1,02	kWh/kWh	Eigene Berechnung
Biomethan	1,74	kWh/kWh	ProBas
Erdgas	1,16	kWh/kWh	GEMIS 4.6
Grubengas	1,01	kWh/kWh	ProBas
Photovoltaik	1,25	kWh/kWh	IWU 2014: Kumulierter Energieaufwand und CO_2-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen
Solarthermie	1,04	kWh/kWh	IWU 2014: Kumulierter Energieaufwand und CO_2-Emissionsfaktoren verschiedener Energieträger und -versorgungen
Strommix 2030	1,92	kWh/kWh	Eigene Berechnung
Strommix 2050	1,45	kWh/kWh	Eigene Berechnung
Wasserstoff	1,47	kWh/kWh	ProBas: Power2Gas (voll erneuerbar)

Tab. 7-5 Energiepreise und sonstige variable Kostenansätze

Energiepreise	Einheit	Wert		Quelle	
		2030	2050	2030	2050
Erdgas	€/MWh	85	97	EWI/Prognos (Haushalte Trendszenario)	
Strom	€/MWh	284	268	EWI/Prognos (Haushalte Trendszenario)	
CO_2 unterer Wert	€/t	35	55	ab 2026 (Klimapaket der Bundesregierung)	BDI 2018 (G95)
CO_2 oberer Wert	€/t	180	180	UBA 2019	
EEG-Umlage	€/MWh	65	65	Prognose 2020, Agora	
Stromsteuer-Rückerstattung für Eigenstrom	€/MWh	20,5	20,5	Stromsteuergesetz (eigene Schätzung)	
Vermarktung/Prämie Biomethan eingespeister Strom	€/MWh	100	100	Eigene Schätzung	
Vermarktung/Prämie Grubengas eingespeister Strom	€/MWh	40	40	Eigene Schätzung	
Vermarktung/Prämie Brennstoffzelle eingespeister Strom	€/MWh	100	100	Eigene Schätzung	
Vermarktung/Prämie PV eingespeister Strom	€/MWh	100	100	Eigene Schätzung	
Vermarktung/Prämie Eigenstrom	€/MWh	40	40	Eigene Schätzung	
Vermiedene Netznutzungsentgelte für eingespeisten Strom	€/MWh	10	10	Eigene Schätzung	
Leistungspreis Fernwärmenetz und Hausübergabestationen (netto)	€/(kW*Monat)	3	3	Uniper Wärme	
Fernwärmepreis (netto)	€/MWh	60,7	69,2	Uniper Wärme (Für 2030 wurde der heutige Preis angesetzt. Preissteigerung bis 2050 entsprechend Erdgas)	
Fernwärmegestehungskosten (Annahme einer Marge von 10%)	€/MWh	55,2	63,0	Eigene Berechnung	
Grubengas	€/MWh(Hs)	10	10	Annahme	
Biomethan	€/MWh(Hs)	70	70	Schätzung aus Vergleichsprojekten	
Wasserstoff (erneuerbar)	€/kg	4,9	4,9	EnerAct-Teilprojekt PtX	

Tab. 7-6 Vergleich mehrerer CO_2-Preispfade bis 2050

Bandbreite CO_2-Preise in €/t aus verschiedenen Studien	2018	2020	2025	2030	2035	2040	2045	2050
EWI 2019 Kohleausstieg	15	22	26	**38**	56	66	77	**85**
WEO 2018 Current Policies (extrapoliert)	15	17	22	**27**	33	38	43	**49**
WEO 2018 New Policies (extrapoliert)	15	18	25	**31**	37	43	49	**55**
WEO 2018 Sustainable Development (extrapoliert)	15	29	63	**89**	114	140	166	**191**
BDI 2018 G95	15	18	37	**55**	84	113	119	**124**
BDI 2018 Referenz	15	11	19	**26**	31	36	41	**45**
Öko-Institut 2015 Klimaschutzszenario 95	15	30	59	**87**	115	143	172	**200**
Öko-Institut 2015 Klimaschutzszenario 80	15	23	37	**50**	70	90	110	**130**
UBA 2019: CO_2-Schadenskosten (Bezug auf 2016)				**180**				

Tab. 7-7 Investitionskostenansätze

Investitionskostenansätze	Investition absolut	Investition spezifisch	Quelle
Freiflächen-Solarthermie 4.000 m^2	960.000 €	240 €/m^2	Solites
Freiflächen-Solarthermie 12.000 m^2	3.020.000 €	215 €/m^2	Solites
Wärmespeicher Tankbauweise 30.000 m^3	3.000.000 €	100 €/m^3	Solites
Wärmespeicher Tankbauweise 700 m^3	420.000 €	600 €/m^3	Solites
Wärmespeicher Tankbauweise 400 m^3	225.000 €	600 €/m^3	Solites
Wärmespeicher Tankbauweise 300 m^3	180.000 €	600 €/m^3	Solites
Wärmespeicher Tankbauweise ca. 10 - 20 m^3		860 €/m^3	Orientierung an Preisblatt Viessmann
Wärmespeicher Tankbauweise ca. 2 m^3		1.430 €/m^3	Orientierung an Preisblatt Viessmann
BHKW Biomethan 1286 kW	1.038.088 €	807 €/kW_{el}	ASUE BHKW Kenndaten 2014/2015
Brennstoffzelle H2 100 kW	100.000 €	1.000 €/kW_{el}	UDE-LET
Kompressions-WP 400 kW	360.000 €	900 €/kW_{th}	Branchendaten
PV Aufdach		1.000 €/kW_{el}	Branchendaten
PV Fassade		1.000 €/kW_{el}	Branchendaten

Tab. 7-8 Kostenansätze für Instandsetzung, Wartung und Bedienung

Kostenfaktoren	Kapitalgebundene Kosten	Betriebsgebundene Kosten		Quelle	
	Instandsetzung	Wartung	Bedien-aufwand	Kapitalgebundene Kosten	Betriebsgebundene Kosten
Einheit	% (Invest/a)	% (Invest/a)	€/a		
Wärmenetz 70 °C	1%	0%	0	VDI 2067	VDI 2067
Kaltnetz 20 °C	1%	0%	0	VDI 2067	VDI 2067
FW-Hausübergabestation	2%	1%	0	VDI 2067	VDI 2067
Freiflächen-Solarthermie	0	7 €/MWh	0	Projektreferenzen	Projektreferenzen
Wärmespeicher Tankbauweise	1%	0,3%	0	VDI 2067	VDI 2067
Wärmespeicher saisonal	0%	0%	0	Branchendaten	Branchendaten
BHKW Biomethan	0%	9%	0	ASUE - Kenndaten und Projektreferenzen	ASUE - Kenndaten und Projektreferenzen
Brennstoffzelle H2	1%	2%	1200	Dr.-Ing. Jürgen Roes, UDE-LET	VDI 2067 analog zu Gasbrennwerttherme
Kompressions-WP	0%	1%	1200	VDI 2067	VDI 2067
PV Aufdach	0%	1%	0	Eigene Schätzung	Eigene Schätzung
PV Fassade	0%	1%	0	Eigene Schätzung	Eigene Schätzung
Wohnungsstation	2%	10%	0	VDI 2067	VDI 2067

Tab. 7-9 Zinsfaktoren

Zinsfaktoren	Wert	Quelle
Zinssatz	4,0%	Eigene Schätzung
Preisänderungssatz: kapitalgebundene Zahlungen	1,3%	Mittelwert d. Stat. BA 2015-2018
Preisänderungssatz: betriebsgebundene Zahlungen	1,2%	Mittelwert d. Stat. BA 2015-2018

Tab. 7-10 Gegenüberstellung der Bewertungskriterien untersuchter Umsetzungskonzepte (2050)

Konzept		1a/1	1a/2	1b/1	1b/2	1c/1	1c/2	2a	2b	2	3a/1	3a/2	3b/1	3b/2
Kurzbeschreibung		Fernwärme (90/10)	Fernwärme (50/50)	Fernwärme (90/10) + solarthermische Sommerdeckung	Fernwärme (50/50) + solarthermische Sommerdeckung	Fernwärme (90/10) + große Solarthermie	Fernwärme (50/50) + große Solarthermie	BHKW (Grubengas)	BHKW (Biomethan) + Brennstoffzelle, el. WP, Solarthermie	Mischkonzept, Annahme: Umstellung von Konzept 2a auf 2b im Jahr 2030	WP zentrales Kaltnetz für Neubau Gartensiedlung und Gewerbe-/ Wohnkomplex, Bestand mit FW (90/10) + solarthermische Sommerdeckung			
											Referenz-Standard, max. PV	Referenz-Standard, ohne PV	Passivhaus-Standard, max. PV	Passivhaus-Standard, ohne PV
Ökologische Kriterien	**Einheit**													
Ressourcenverbrauchsfaktor	MWh_PEx/ MWh_Wärme	0,51	0,41	0,46	0,37	0,35	0,30	0,49	0,52	0,51	0,34	0,35	0,34	0,36
Ressourcenverbrauch	MWh_PEx/a	4.780	3.820	4.330	3.520	3.250	2.820	4.590	4.850	4.800	3.200	3.330	2.300	2.400
Ressourcenverbrauch - Einsparung zur Referenz	%	0%	20%	10%	26%	32%	41%	4%	-1%	0%	33%	30%	52%	50%
Spezifische THG-Emissionen	kg_CO2_äq/ MWh_Wärme	86	48	76	44	51	34	31	39	37	22	19	28	24
THG-Emissionen	t_CO2_äq/a	810	450	710	410	480	320	290	370	350	210	180	180	160
THG-Emissionen - Einsparungen zur Referenz	%	0%	44%	12%	49%	41%	61%	64%	55%	57%	75%	78%	77%	80%
Anteil EE inkl. Abwärme (Endenergie)	%	10%	50%	25%	58%	60%	78%	0%	71%	57%	71%	71%	71%	71%
Primärenergiefaktor (gesamt)	MWh_PE(ges)/ MWh_Wärme	0,56	0,77	0,63	0,81	0,82	0,91	0,48	0,73	0,68	0,88	0,90	0,88	0,90
Primärenergiefaktor (nicht erneuerbar)	MWh_PE(ne)/ MWh_Wärme	0,43	0,24	0,36	0,20	0,20	0,11	0,47	0,11	0,18	0,16	0,17	0,16	0,17
Wirtschaftliche Kriterien														
Energiekosten/Bezugskosten inkl. Eigenbedarf Strom	€/a	820.840	820.840	714.890	714.890	464.570	464.530	525.860	1.271.980	1.122.760	378.820	549.070	293.710	424.240
Rückerstattungen Stromeinspeisung KWK/PV	€/a	-	-	-	-	-	-	- 624.710	- 510.850	- 533.620	- 396.300	-	- 491.230	-
Jährliche CO2-Kosten (35 €/t)	€/a	44.700	24.850	39.220	22.720	26.400	17.530	16.020	20.120	19.300	11.320	9.820	10.160	8.980
Jährliche CO2-Kosten (180 €/t)	€/a	146.290	81.330	128.370	74.370	86.390	57.370	52.420	65.840	63.160	37.060	32.140	33.260	29.400
Summe jährliche Betriebskosten	€/a	-	-	13.630	13.630	53.050	53.050	112.450	61.990	72.080	176.590	37.230	173.390	33.750
Summe jährliche kapitalgebundene Kosten	€/a	26.900	26.900	110.180	110.180	409.480	409.480	26.900	281.690	230.730	1.304.150	376.500	1.190.670	262.990
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/a	892.430	872.590	877.920	861.420	953.490	944.590	56.510	1.124.940	911.250	1.474.590	972.620	1.176.710	729.960
Summe jährliche Kosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/a	994.020	929.070	967.070	913.070	1.013.490	984.430	92.910	1.170.660	955.110	1.500.330	994.940	1.199.800	750.380
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	95	93	93	92	101	100	6	120	97	157	103	176	109
spez. Wärmesystemkosten (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	106	99	103	97	108	105	10	125	102	160	106	179	112
Wärmepreis (mit CO2-Preis 35 €/t)	€/MWh	103	100	101	99	110	109	5	129	105	171	110	192	117
Wärmepreis (mit CO2-Preis 180 €/t)	€/MWh	115	107	112	105	117	114	9	135	110	174	113	196	120
Wärmepreis - Einsparungen zur Referenz (mit CO2-Preis 35 €/t)	%	0%	2%	2%	4%	-7%	-6%	95%	-26%	-2%	-66%	-7%	-87%	-14%
Wärmepreis - Einsparungen zur Referenz (mit CO2-Preis 180 €/t)	%	0%	7%	3%	8%	-2%	1%	92%	-18%	4%	-52%	1%	-71%	-5%
Qualitatve Kriterien														
Lokale Potenziale	/	-	-	0	0	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Aufwand für Versorgungs-sicherheit (Ausfall-Absicherung)	/	+	+	+	+	+	+	0	0	0	0	0	0	0
Effiziente Flächennutzung	/	+	+	0	0	-	-	0	0	0	0	0	0	0
Innovationscharakter / Beitrag zur Marke "Neue Zeche Westerholt"	/	-	-	0	0	+	+	+	+	+	+	+	+	+
Vielfalt der Lösungsansätze (Cluster- und Sektorkopplung, synergetische Konzepte...)	/	0	0	0	0	0	0	0	0	0	+	+	+	+

7.5 Anhang zu Kap. 5 (Implikationen)

s.a. Anhang III (Bürgergutachten zur Neuen Zeche Westerholt) in Kap. 9 (S. 244 ff.)

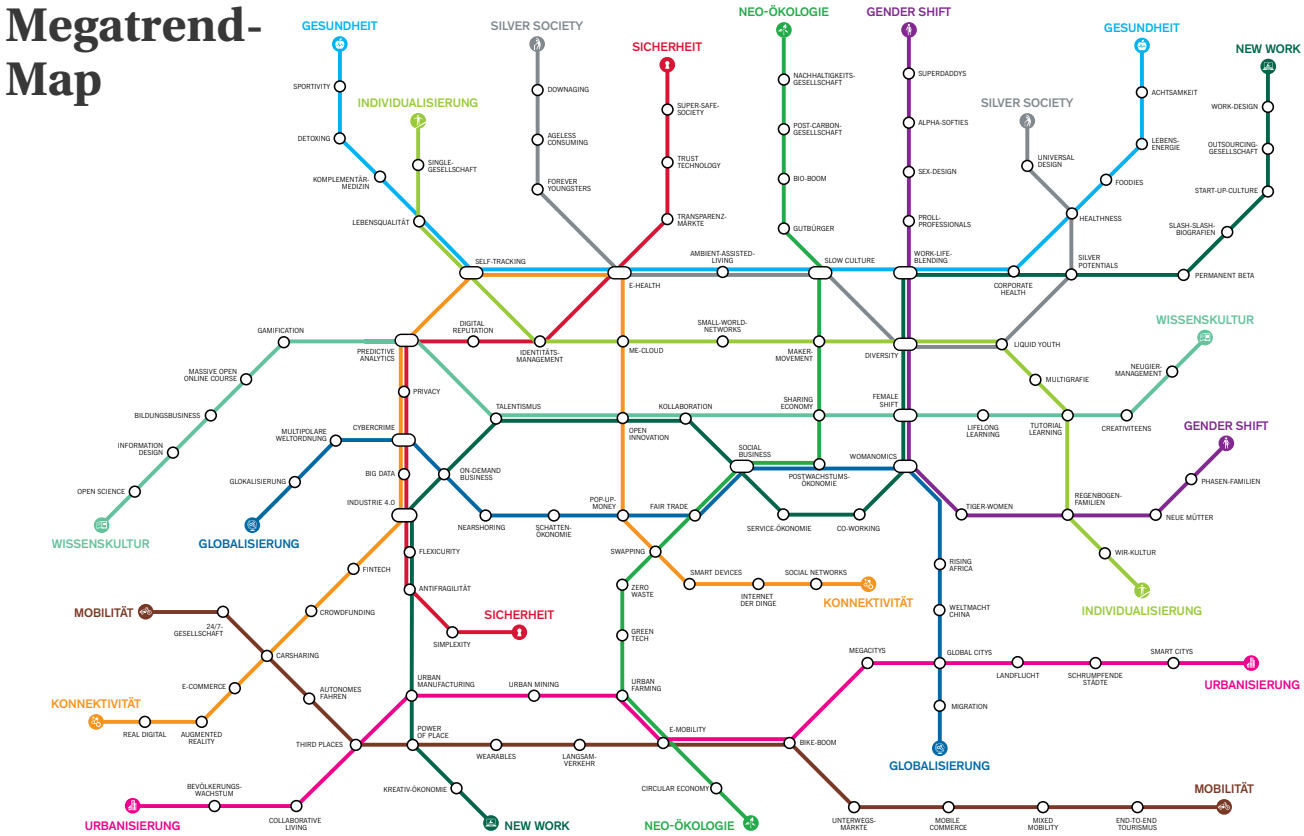


Abb. 7-10 Megatrend-Map des Zukunftsinstituts

Quelle: Zukunftsinstitut GmbH (www.zukunftsinstitut.de/artikel/die-megatrend-map)

EnerAct
Energiewende und gesellschaftliche Megatrends

Institut für Demokratie- und Partizipationsforschung (IDPF) Forschungsstelle Bürgerbeteiligung

BERGISCHE UNIVERSITÄT WUPPERTAL

LowEx

Leitfaden Experteninterviews

1. Personenbezogene Angaben

- Name
- Position + Kurzbeschreibung der Tätigkeit

2. Konzeptspezifische Angaben

- Kurzbeschreibung des spezifischen Wärmekonzeptes
- Hauptgründe für die Umsetzung „dieses“ Konzeptes am Standort Herten/Gelsenkirchen?

3. Gesellschaftliche Implikationen des spezifischen Wärmekonzepts (gesellschaftliche Megatrends)

-> Nachhaltigkeit

Klimaschutz und Nachhaltigkeit kommt in den gegenwärtigen Debatten eine besondere Aufmerksamkeit zu. Welche Rolle spielt diese Strömung im Rahmen der Konzepterarbeitung und -umsetzung aus Ihrer Sicht?

-> Digitalisierung

Das Prinzip der Vernetzung und digitale Kommunikationstechnologien beeinflussen Gesellschaften weltweit. Welche Rolle spielt dieser äußerst wirkungsmächtige Trend für Ihr Wärmekonzept und deren Implementierung? Welche Wechselwirkungen sehen Sie mit veränderten (Erwartungen an) Lebens- und Verhaltensweisen potenzieller Nutzergruppen sowie der Stadtbevölkerung? Wie fließen diese in Ihre Arbeit ein?

-> Urbanisierung

- Spielen Urbanisierungsphänomene eine Rolle bei dem Wärmekonzept, das Sie für Herten/Westerholt gestalten? Falls ja, inwiefern?
  Wie verhält es sich mit anderen sog. begleitenden gesellschaftlichen Subtrends dieses Verstädterungs- bzw. Schrumpfungsprozesses? Z. B. gewandelte Ansprüchen ans Wohnen [in Reflexion auch mit dem demografischen Wandel], veränderte Mobilitätspraxen, räumliche Ausdrucksformen sozialer Ungleichheit
  – Spielen diese eine Rolle bei Ihrer Konzeptionierungsarbeit im Low-Ex-Projekt? Wenn ja, inwiefern?
- Sehen Sie im Rahmen der Umsetzung der neuen Energieversorgung für die Neue Zeche Westerholt Wechselwirkungen mit diesem/n Trend/s? Wenn ja, welche? Spielt dies in Ihrer Konzeptgruppe eine Rolle? Falls ja, inwiefern? Falls nein, könnte und sollte man dies integrieren?
- Welche Perspektive eröffnet die neue Wärmeversorgung z. B. den vom Strukturwandel betroffenen Städten wie Herten?

-> Spielen andere gesellschaftliche Entwicklungen und Trends z. B. der demografische Wandel eine besondere Rolle im Rahmen Ihrer Arbeit?

Gesellschaftliche Implikationen des spezifischen Wärmekonzepts (BürgerInnen / Nutzergruppen)

- Welche Anforderungen / Erwartungen meinen Sie hat die Bürgerschaft in Herten/Gelsenkirchen an die neue interkommunale Energieversorgung für die Zeche Westerholt?

EnerAct
Energiewende und gesellschaftliche Megatrends

Institut für Demokratie- und Partizipationsforschung (IDPF)
Forschungsstelle Bürgerbeteiligung

BERGISCHE UNIVERSITÄT WUPPERTAL

- Glauben Sie, dass sich diese unterscheiden z. B. zu BewohnerInnen Kölns/ zwischen den Altersgruppen? Wenn ja, warum?
- Welche grundlegenden Unterschiede in Bezug auf die Akzeptanz und Mitwirkung der Wärmewende sehen Sie, wenn man entweder in einer Stadt wie Köln oder in einer Stadt wie Herten wohnt?
- Was erwarten Sie von der Bürgerschaft Hertens/ Gelsenkirchens, um die Umsetzung der neuen Energieversorgung für die Neue Zeche Westerholt zu befördern?
- Welche potentiellen Nutzergruppen erwarten Sie? Und: Was erwarten Sie von diesen, um die Umsetzung der Wärmewende in Herten/Westerholt zu befördern?
- Welche Akteursgruppen vor Ort sind Ihrer Ansicht nach zentral, um die neue Energieversorgung zu unterstützen?
- Welche Wünsche haben Sie an die aktuelle Zusammenarbeit mit
  - Der Politik/Verwaltung auf den unterschiedlichen Ebenen?
  - Der Bürgerschaft Hertens?
  - Potentiellen Nutzergruppen der Zeche?

Abb. 7-11 Zweiseitiger Leitfaden für Experteninterviews

EnerAct
Energiewende und gesellschaftliche Megatrends

Institut für Demokratie- und Partizipationsforschung (IDPF)
Forschungsstelle Bürgerbeteiligung

BERGISCHE UNIVERSITÄT WUPPERTAL

LowEx-Roundtable
Neue Zeche Westerholt

Mittwoch, 29. Mai 2019, 10:00-12:30 Uhr
Neue Torhäuser Zeche Westerholt
Egonstraße 10
45896 Gelsenkirchen



AGENDA

Ab 09:30	Ankunft & Get-together
10:00	Begrüßung & Ablauf
10:10	**Neue Zeche Westerholt: Zukunftsfähige Konzepte zur Wärmeversorgung** Fernwärme • BHKW • Wärmepumpen • Solarthermie
11:10	**Vom Wärme- zum gesellschaftlichen Gestaltungskonzept** Sozio-kulturelle und lokale Umsetzungsvoraussetzungen für eine erfolgreiche Partizipative Wärmewende
12:00	Vorstellung der Ergebnisse, Fazit
12:30	Verabschiedung & Ausklang



»GLÜCK AUF«

gefördert von STIFTUNG MERCATOR

Abb. 7-12 Agenda für den Roundtable

8 Anhang II (Technologie-Steckbriefe)

Hinweis zu den Steckbriefen:
Weder der Fördermittelgeber noch die AutorInnen übernehmen Verantwortung für jegliche Verwendung der in den Steckbriefen enthaltenen Informationen.

Ziele dieser Steckbriefe:

- Abfrage und Bewertung aller notwendigen Kriterien
- Einheitliche Darstellung / Vergleichbarkeit der Technologien
- Datenaustausch unter den Projektpartnern und kompakte Darstellung der Technologien nach außen
- Meilenstein für die Technologiebewertung und Grundlage für die Entwicklung der Umsetzungskonzepte

Hinweise zum Ausfüllen:

- Die erläuternden grauen Formularfelder können durch einfaches Anklicken überschrieben werden.
- Die Kreuze für die Auswahl-Kontrollkästchen können durch Doppel-Klicken angewählt oder entfernt werden.
- Bei Bedarf Bereiche bitte differenzieren (z.B. Nutzungsgrade in Abhängigkeit vom Temperaturniveau).
- Bitte zu quantitativen Angaben Literaturquellen angeben (z.B. eigene Berechnungen, Literatur xy).

1) Erläuterungen zu 1.3 TRL-Level:

Grundlagenforschung:
TRL 1 - Grundlegende Prinzipien beobachtet und beschrieben, potentielle Anwendungen denkbar

Technologieentwicklung::

TRL 2 - Beschreibung eines Technologiekonzepts und/oder einer Anwendung

TRL 3 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis einzelner Elemente einer Anwendung/Technologie

TRL 4 - Grundsätzlicher Funktionsnachweis Technologie/Anwendung im Labor

Demonstration:

TRL 5 - Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung

TRL 6 - Verifikation mittels Demonstrator in anwendungsrelevanter Umgebung

TRL 7 - Prototypentest in Betriebsumgebung

TRL 8 - Qualifiziertes System mit Nachweis der Funktionstüchtigkeit in Betriebsumgebung

Kommerzialisierung:

TRL 9 - Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz

Quelle: ISI, IZES, WI 2017: Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. (S. 23); https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/7081

2) Erläuterungen zu 2.6 Spezifische CO_2-Emissionen:

Für Strom-Mix mit Wert für 2017 rechnen: 489 g CO_2/kWh_{el}, Quelle:
UAB Mai 2018: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2017. www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-4#

3) Erläuterungen zu 2.16 Akzeptanz:

Markt-Akzeptanz stellt die Ebene der Investoren und Konsumenten dar sowie die intra-organisationale Perspektive (z. B. inwieweit sich Firmen auf erneuerbare Energien in ihrer Unternehmensstrategie einstellen). Deutlichster Indikator ist jeweils die Diffusion einer Technologie, z. B. inwieweit Elektrofahrzeuge tatsächlich gekauft werden.

Gesellschaftliche Akzeptanz bezieht sich auf das gesellschaftliche Klima bezüglich einer Technologie und ist beeinflusst von der breiten Öffentlichkeit, Politikern und besonders auch von weiteren Schlüsselpersonen und ist somit zugleich gewissermaßen die Summe von und der Rahmen für Community und Market Acceptance.

Lokale Akzeptanz umfasst die Wahrnehmung und Reaktion vor Ort und steht in engem Zusammenhang mit Verfahrensgerechtigkeit und Verteilungsgerechtigkeit bei Planungs- und Entscheidungsprozessen sowie Vertrauen von Anwohnenden auf lokaler Ebene. Diese ist von besonderer Bedeutung im Zusammenhang mit der Platzierung von Anlagen.

Quelle: ISI, IZES, WI 2017: Kriterienraster zur Bewertung der Technologien innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende (S. 57 ff.)); https://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/7081

Technologie-Steckbrief VORLAGE

Stand: **MM. 2019**

Technologie-Name

Hauptautor: Projektpartner

Symbolbild

Kategorie I (optional): z.B. erneuerbare Energie, Speicher, Infrastruktur...	**Kategorie II (optional)**: z.B. Wärme, Strom, Sektorkopplung...

1. Allgemein *- Bitte beachten Sie die Ausfüllhinweise! -*	
1.1 Kurzbeschreibung der Technologie (Wirkprinzip)	Kurzbeschreibung, Besonderheiten, Anwendungsfall
1.2 Energieträger	eingesetzt(e) Energieträger und ggf. Hilfsenergie
1.3 Entwicklungs-stand[1)]	Stand der Wissenschaft / Stand der Technik (TRL-Level) / Innovationsgrad / Standard
1.4 Erzielbares Tempe-raturniveau	Angabe des Temperaturniveaus der Wärmeübergabe an das Heiznetz
1.5 Anwendungs-bereiche	☐ zentral (gesamte Zeche) ☐ dezentral (Gebäudecluster) ☐ individuell (Gebäude) Angabe des Leistungsbereichs: ## bis ## kW_{th}
1.6 Skalierbarkeit (Übertragbarkeit auf an-dere Anwendungssyste-me)	☐ Standardsystem mit wenigen individuellen Anpassungen ☐ Übertragbarkeit mit einigen Anpassungen möglich ☐ keine Übertragbarkeit möglich
1.7 Regelbarkeit (Teillastcharakteristik)	☐ annähernd gleichbleibende Performance in Teillast ☐ mehr als 10% reduzierte Performance in Teillast ☐ nicht teillastfähig Angabe Teillastbereich: ## bis ## %
1.8 Externe Einfluss-größen auf Leistung und Betrieb	z.B. Rücklauftemperatur auf Nachfrageseite, Außentemperatur, Quelltemperatur Wärmepumpe, solare Strahlung, Standortbeschaffenheit...
1.9 Systemvoraussetz-ungen	z.B. Infrastrukturbedarf, nachfrageseitige Anpassungen, regulatorische Voraussetzungen...
1.10 Pfadabhängigkeit / Zukunftsfähigkeit (bezüglich Rechtsrah-menentwicklung)	Beschreibung möglicher Lock-in-Effekte und Abfrage, ob eine sichere Investition getätigt wird (z.B. in Anbetracht möglicher Verschärfungen im GEG, steigender Kosten aufgrund einer zukünftigen CO2-Bepreisung etc.)
1.11 Sektorkopplung	Schnittstellen und Möglichkeiten/Notwendigkeit der Sektorkopplung

1.12 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	saisonale und tageszeitliche Verfügbarkeit, Ausfallrisiko
1.13 Flexibilisierung	Möglichkeiten/Notwendigkeit der Flexibilisierung
1.14 Brennstoffe: Preisentwicklung und Verfügbarkeit	Abhängigkeit von Preisentwicklung des/der Brennstoffe(s) und Verfügbarkeit des/der Brennstoffe(s): ☐ gering ☐ mittel ☐ groß
2. Individuelle Betrachtung am Standort Zeche Westerholt	
2.1 Gebiets-Zuordnung	Zuordnung zu Gebiets-Clustern der Zeche Westerholt (s. Plan) ☐ Wohngebiet „Gartensiedlung" ☐ Wohngebiet „Meistersiedlung" ☐ Mischgebiet ☐ Gewerbegebiet ☐ Sondernutzung (Ladenflächen)
2.2 Fläche	Beschreibung der Flächenverfügbarkeit und konkrete Standortwahll
2.3 Spezifischer Flächenbedarf & synergetische Nutzungen	Flächenbedarf: i.d.R. bezogen auf eine Kilowattstunde thermisch, bei reiner Stromerzeugung elektrisch $m^2/kWh_{th}/a$ Bezugsfläche: bitte Art der Bezugsfläche angeben (Grundfläche, Dachfläche, Fassade...) Synergetische Nutzung: bitte ggf. Art der synergetischen Nutzung (PV-Fassade, Kraft-Wärme-Kälte-Kopplung, Nexus Wasser / Abwasser, Aquaponik, Mitversorgung anderer Cluster..)
2.4 Betriebstemperatur	Angabe der ausgelegten Betriebstemperatur
2.5 Leistungsgröße, Ertrag & Wirkungsgrad	Realisierbare Leistungsgröße/Jahresarbeit und erwarteter Jahresnutzungsgrad (unter Berücksichtigung des max. Wärmebedarfs des/der betrachteten Cluster(s))
2.6 Spezifische THG-Emissionen[2)]	ohne graue Energie, Angabe der CO2-Äquivalente (soweit möglich) in kg/kWh_{th}
2.7 Genehmigungsfähigkeit	Beachtung der Genehmigungsfähigkeit (z.B. Denkmalschutz, Grundwasser, Altlasten)
2.8 Betriebsaufwand	Beschreibung Betriebsaufwand (z.B. regelmäßige Beaufsichtigung, regelmäßige Wartungs- und Instandhaltungsmaßnahmen, Notwendigkeit von qualifiziertem Personal)
2.9 Lebensdauer	Erwartete Lebensdauer mit Angabe evtl. erforderlicher Zusatzinvestitionen (z.B. Generalrevision)

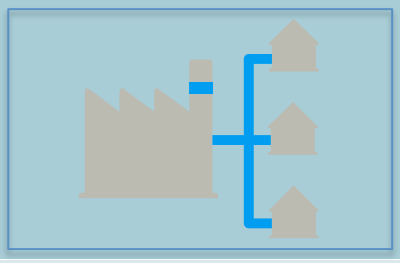
2.10 Investitionskosten	Schätzung der Investitionskosten inkl. erforderlicher Systemkomponenten (für die unter 2.5 angegebene Leistungsgröße) Geschätzter Aufwand für Planung & Genehmigung sowie Baunebenkosten
2.11 Spezifische Wärmesystemkosten	*Die spezifischen Wärmesystemkosten (in €/kWh als Summe aus kapital-, verbrauchs- sowie betriebsgebundenen Kosten und Kosten für Instandhaltung) werden im Rahmen der Umsetzungskonzepte bestimmt.* Spezifische Kosten pro Kilowattstunde Wärme, berechnet nach VDI 2067 1) Kapitalgebunden: ## €/kWh 2) Verbrauchsgebunden: ## €/kWh 3) Betriebsgebunden: ## €/kWh 4) Instandhaltung: ## €/kWh Wärmegestehungskosten (Summe): ## €/kWh
2.12 Förderung	Hinweise auf Fördermöglichkeiten
2.13 Regionale Wertschöpfung	Möglichkeiten der regionalen Wertschöpfung
2.14 Betreibermodelle	Mögliche Betreibermodelle? (Link zur Akzeptanz)
2.15 Akzeptanz[3)]	1. Marktakzeptanz: Kunden, Haushalte, Nutzer, Industrie (Wie viel investieren Marktakteure?) 2. Gesellschaftliche Akzeptanz: Sozio-politische Entwicklungen, gesellschaftliche Stimmung / Diskurs; Image 3. Lokale Akzeptanz: Lokale Konflike, Klagen, Aktivitäten von Bürgerenergie
2.16 Akteure	Einzubindende Akteure
2.17 Ressourcenlimitierung / -konflikte / Trade-Offs	Ressourcenlimitierung / -konflikte / Trade-Offs

Technologie-Steckbrief Nr. 1

Uniper-Fernwärme

Hauptautor: Richtvert

Stand: Dez. 2019



Kategorie I (optional):	**Kategorie II (optional)**:
Infrastruktur	Wärme

1. Allgemein

1.1 Kurzbeschreibung der Technologie (Wirkprinzip)	Uniper-Fernwärme ist eine Kurzbezeichnung für die am Grundstück Zeche Westerholt bereits anliegende Fernwärmeleitung. Es ist grundsätzlich möglich, die Wärmeversorgung des gesamten Areals der Zeche Westerholt über diese Fernwärmeleitung bereitzustellen. Die Erzeugung der Wärme für die Fernwärmeleitung findet außerhalb des Zechengeländes statt. Eine isolierte Warmwasserleitung (Vorlauf) transportiert erhitztes Wasser zum Zechengelände. Nach Wärmeabgabe wird das abgekühlte, aber noch immer warme Wasser in eine weitere isolierte Warmwasserleitung (Rücklauf) abgegeben, so dass es in den Fernwärmeerzeugern wiedererwärmt werden kann. Eine Charakterisierung der Wärmeerzeuger der Uniper-Fernwärme, die in der Zeche Westerholt genutzt werden kann, wird in diesem Steckbrief vorgenommen.
1.2 Energieträger	Zitat aus Hertener Klimakonzept 2020 – August 2009: „Die Fernwärme stammt zu 94% aus Heizkraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung in Herne-Baukau (Steag) und Gelsenkirchen-Scholven (Uniper). Primärenergie der Heizkraftwerke ist Kohle. Die übrige Wärme wird in der Müllverbrennungsanlage des Rohstoff-Rückgewinnungs-Zentrums Ruhr (RZR) in Herten sowie im Versorgungsgebiet verteilten Heizwerken erzeugt.“ Die Hilfsenergie kann mit 1,5% $kWh_{Strom}/kWh_{Wärme}$ abgeschätzt werden (AGFW 2010: Arbeitsblatt 309-1, Abschnitt 3.3). Eine Veränderung im Bereich der Wärmeerzeuger für die Fernwärme ist zu erwarten, wenn das Ziel der Dekarbonisierung der Wärmeversorgung ernsthaft verfolgt werden soll. Sollte sich der Erzeugerpark für die Fernwärme in Zukunft verändern, so werden sich voraussichtlich auch die Kenngrößen für die Fernwärme (spezifische CO_2-Emissionen, spezifische Kosten und spezifischer Ressourcenverbrauch (Exergie) / spezifischer Primärenergieverbrauch) verändern. Für die Jahre 2030 und 2050 ist bereits jetzt abzusehen, dass sich die Erzeugungsstruktur der Uniper-Fernwärme fundamental ändert (Brink 2018). Es wird für die Analyse davon ausgegangen, dass in Zukunft 90% der Wärme aus einem modernen Erdgas-Gas- und Dampfturbinenheizkraftwerk (GuD-HKW) stammen und mindestens 10% aus Abwärmeeinbindung (Industrie oder Müllverbrennungsanlage). Alternativ wird der Effekt untersucht, der zu erwarten ist, wenn 50% der Wärme aus einem modernen Erdgas-GuD-Heizkraftwerk stammen und 50% aus Abwärmeeinbindung (Industrie oder Müllverbrennungsanlage).
1.3 Entwicklungsstand[1)]	TRL9 – Uniper-Fernwärme ist seit Jahrzehnten in der Region um die Zeche Westerholt herum kommerziell im Einsatz. Auf dem Zechengelän-

	de dient sie aktuell der Absicherung der Wärme aus den Grubengas-BHKW.
1.4 Erzielbares Temperaturniveau	130 °C – 80 °C Vorlauf (Angabe Herr Brink Uniper am 21.11.2018) Für Berechnungen werden 110 °C Vorlauftemperatur im Arbeitsgewichteten Jahresmittel angesetzt.
1.5 Anwendungsbereiche	☒ zentral (gesamte Zeche) ☒ dezentral (Gebäudecluster) ☐ individuell (Gebäude) Angabe des Leistungsbereichs: gesamter Wärmebedarf der Zeche
1.6 Skalierbarkeit (Übertragbarkeit auf andere Anwendungssysteme)	☒ Standardsystem mit wenigen individuellen Anpassungen ☐ Übertragbarkeit mit einigen Anpassungen möglich ☐ keine Übertragbarkeit möglich
1.7 Regelbarkeit (Teillastcharakteristik)	☒ annähernd gleichbleibende Performance in Teillast ☐ mehr als 10% reduzierte Performance in Teillast ☐ nicht teillastfähig Angabe Teillastbereich: 0 bis 100%
1.8 Externe Einflussgrößen auf Leistung und Betrieb	Vor- und Rücklauftemperatur aus dem Zechennetz, ggf. Druckverluste im Zechennetz bei direkter Anbindung ohne Wärmetauscher
1.9 Systemvoraussetzungen	Wärmeliefervertrag mit dem Fernwärmenetzbetreiber, Aufbau einer Übergabestation an das Zechennetz bei indirekter Anbindung über einen Wärmetauscher, Aufbau einer Anbindung an das Fernwärmenetz bei direkter Anbindung, Anbindung der Verbraucher über ein neues Leitungsnetz
1.10 Pfadabhängigkeit / Zukunftsfähigkeit (bezüglich Rechtsrahmenentwicklung)	Die Fernwärme in Herten/Gelsenkirchen ist zentraler Teil der städtischen Infrastruktur. Es ist davon auszugehen, dass die Fernwärmeschiene auch in den nächsten Jahrzehnten zumindest erhalten, wenn nicht ausgebaut wird - insbesondere vor dem Hintergrund, dass Wärmenetze die Versorgung mit erneuerbarer Wärme insbesondere in Ballungsräumen verbessern können. Für eine Zukunftsfähigkeit bis 2050 wird die aktuell kohlelastige Erzeugung durch den Fernwärmebetreiber wahrscheinlich auf CO_2-ärmere Quellen umgerüstet werden, wie z.B. Abwärme aus bestehender Industrieproduktion. Allerdings ist aus heutiger Sicht fraglich, ob in einer dekarbonisierten Zukunft, die auch die industriellen Prozesse erfassen muss, langfristig die heutigen industriellen Abwärmepotenziale erhalten bleiben. Durch mögliche radikale Prozessänderungen (Game-Changer) oder durch Abwanderung von Produktion an Standorte mit höheren EE-Potenzialen (bzw. günstigeren Energiepreisen) besteht hier ein Lock-In-Risiko durch den Verlust CO_2-armer Wärmeerzeugungsquellen. Nach dem Geleitzugprinzip muss die Vorlauftemperatur in Wärmenetzen nach den höchsten erforderlichen Temperaturen auf der Nachfrageseite ausgelegt werden. Große Fernwärmenetze weisen daher typischerweise höhere Netztemperaturen auf als kleinere (Nahwärme-)Netze. Dies führt zum einen zu erhöhten Netzverlusten und erschwert zum anderen die Integration von Niedertemperaturwärme aus Abwärme und erneuerbaren Energien.
1.11 Sektorkopplung	Die Uniper-Fernwärme wird teilweise (je nach Energieträger-Szenario 50 – 94%) in Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung erzeugt und kann potenzi-

	ell in Zukunft auch mit Hilfe von Groß-Wärmepumpen erzeugt werden. Sie ist daher grundsätzlich ein Element der Sektorkopplung.
1.12 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	Die Wärmeversorgung über die Fernwärme ist dauerhaft möglich. Das Ausfallrisiko ist gering, da der Fernwärmenetzbetreiber eine starke wirtschaftliche Motivation hat, das System in Betrieb zu halten. Das Fernwärmenetz bietet daher eine sehr hohe Versorgungssicherheit.
1.13 Flexibilisierung	Fernwärme ist grundsätzlich nach Bedarf nutzbar. Der Fernwärmenetzbetreiber sorgt dafür, dass immer ausreichend Wärme zur Erfüllung der vertraglichen Verpflichtungen zur Verfügung steht.
1.14 Brennstoffe: Preisentwicklung und Verfügbarkeit	Abhängigkeit von Preisentwicklung des/der Brennstoffe(s) und Verfügbarkeit des/der Brennstoffe(s): ☐ gering ☒ mittel (Kohle, Müll) ☒ groß (Erdgas)
2. Individuelle Betrachtung am Standort Zeche Westerholt	
2.1 Gebiets-Zuordnung	☒ Wohngebiet „Gartensiedlung" ☒ Wohngebiet „Meistersiedlung" bereits heute an das FW-Netz (Back-up/Spitzenlast) angebunden ☒ Mischgebiet ☒ Gewerbegebiet ☒ Sondernutzung (Ladenflächen)
2.2 Fläche	Die Anbindung der Zeche Westerholt an die Fernwärmeschiene muss bei den bestehenden Fernwärmeleitungen beginnen. Diese liegen an der südöstlichen Grenze des Zechenareals. Im Jahr 2018 ist die Fernwärme folgendermaßen auf dem Zechengelände eingebunden: • Hauptleitung parallel zur Bahnstrecke südlich des Zechengeländes ○ VL: 2x DN 400 ○ RL: 1x DN 550 • Stichleitung nördlich ins Zechengelände zum T-Gebäude (Gebäude Nr. 123) ○ VL/RL: jeweils DN 300 • Wärmeübertragerstation Meistersiedlung: ○ VL/RL: jeweils DN 150 ○ Anbindung als Redundanz zu Grubengas-BHKW • Wärmeübertragerstation Geschwisterstr.: ○ VL/RL: jeweils DN 150 Betrieb durch Uniper Wärme
2.3 Spezifischer Flächenbedarf & synergetische Nutzungen	Flächenbedarf (lokal an der Zeche Westerholt): nahezu 0 $m^2/kWh_{th}/a$ (Wärmeübergabestation und FW-Leitungen) Bezugsfläche: Flächengelände Synergetische Nutzung: Sollte eine Fernwärmeanbindung der Zeche erfolgen, kann prinzipiell Wärme, die auf dem Zechengelände im Überschuss und auf ausreichendem Temperaturniveau produziert wird (Abwärme, Solarthermie, KWK-Überschusswärme) an das Fernwärmenetz abgegeben werden (bidirektionale Einspeisung). Dies müsste allerdings mit dem Fernwärmenetzbetreiber im Vorfeld abgestimmt sowie die technischen Voraussetzungen dafür geschaffen werden.

2.4 Betriebstemperatur	Ausgelegt ist das Netz bis zu einer Vorlauftemperatur bis 145 °C (Brink 2018). Das Fernwärmenetz (Zeche Westerholt) wird allerdings gleitend nur mit einer Vorlauftemperatur von bis zu 130 °C betrieben.
2.5 Leistungsgröße, Ertrag & Wirkungsgrad	Die gesamte vom Zechenareal benötigte Wärme kann grundsätzlich über die Uniper-Fernwärme abgedeckt werden. Der Nutzungsgrad der Uniper-Fernwärme ist abhängig von der Art der Erzeugung. Für ein modernes Erdgas-GuD-Kraftwerk kann ein elektrischer Netto-Jahresnutzungsgrad von 49% (bezogen auf den Heizwert des Erdgases) angenommen werden. Der entsprechende thermische Netto-Nutzungsgrad liegt dann bei 38%. (UBA 2013).
2.6 Spezifische THG-Emissionen[2)]	Hinweis: Für 2030 / 2050 ist ein stark veränderter Erzeugerpark für die Fernwärme zu erwarten, wahrscheinlich auf Basis von Abwärme und GuD-KWK. Die spezifischen CO_2-Emissionen für Fernwärme aus 90% Erdgas-GuD-KWK und 10% Abwärme (thermische Abfallbehandlung) liegen inkl. Hilfsstrom bei **90 – 99 g/kWh** je nach Annahme für die Herkunft des Hilfsstromes. Die spezifischen CO_2-Emissionen für Fernwärme aus 50% Erdgas-GuD-KWK und 50% aus Abwärme (Industrie) liegen inkl. Hilfsstrom bei **51 – 54 g/kWh** je nach Annahme für die Herkunft des Hilfsstromes.
2.7 Genehmigungsfähigkeit	Grundsätzlich sollte es für Nutzung der Uniper-Fernwärme keine Probleme mit der Genehmigung geben. Dies gilt unter der Voraussetzung, dass die Uniper-Fernwärme die für die Zechenversorgung geforderten Eigenschaften hinsichtlich Effizienz und CO_2-Emissionen erfüllt.
2.8 Betriebsaufwand	Da die Fernwärmeschiene von Uniper Wärme betrieben wird, entsteht dem Zechenbetreiber kein zusätzlicher Betriebsaufwand. Dieser ist bereits mit Zahlungen für den Grund- und den Arbeitspreis abgedeckt.
2.9 Lebensdauer	k.A. (Hinweis: Da die Investitionen vom Fernwärmenetzbetreiber übernommen werden, sind die Kosten für Reinvestitionen im Lebenszyklus in den Wärmegestehungskosten bereits enthalten.)
2.10 Investitionskosten	Es fallen grundsätzlich nur relativ geringe Investitionskosten (z.B. in Form von Anschlusskosten) an, da ein Großteil der Wärmegestehungskosten bereits in den Wärmepreisen enthalten ist Wird davon ausgegangen, dass die Kunden Ihre Kompaktstationen selbst erwerben, kann bei einem Wärmeleistung von 160 kW von 31,25 €/kW an Anschlusskosten ausgegangen werden. Ggf. ist der Wärmepreis dann allerdings geringer als unten angegeben. Ohnehin sollte bei Preisen und Investitionskosten die große Unsicherheit der Angaben bei der Beurteilung berücksichtigt werden. Kosten und Preise hängen von vielen Faktoren ab, die in Ihrer Summe nicht vorhersagbar sind. Daher sollte die Darstellung des Wirtschaftlichkeitsaspekts an dieser Stelle nur als grobe Abschätzung verstanden werden, die nur gültig ist, falls keine größeren Änderungen bei den enthaltenen Preiskomponenten (Investitionskosten, Arbeitskosten, Steuern etc.) bis 2030 vorgenommen werden.
2.11 Spezifische Wärmesystemkosten	*Die spezifischen Wärmesystemkosten (in €/kWh als Summe aus kapital-, verbrauchs- sowie betriebsgebundenen Kosten und Kosten für Instandhaltung) werden im Rahmen der Umsetzungskonzepte bestimmt.* Die folgenden Preise sind berechnet auf Basis der öffentlichen Angaben

	von Uniper[1] (Stand: Aug. 2019, Netto: 3,00 €/kW, 64,38 €/MWh) und der Leistungs- und Verbrauchsabschätzungen aus Kap. 2.2.3 (4.390 kW, 9 402 MWh/a). Die Preisabschätzung ergibt sich aus: Leistungspreis * benötigte Leistung + Arbeitspreis * benötigte Jahreswärmemenge / benötigte Jahreswärmemenge Kapitalgebundene Kosten sowie Instandhaltungskosten werden vom Fernwärmenetzbetreiber übernommen und sind somit in den Verbrauchsgebundenen und Betriebsgebundenen Kosten enthalten. 1) Kapitalgebunden: inklusive 2) Verbrauchsgebunden (inkl. Marge): 59,3 €/MWh * 9.402 MWh/a 3) Betriebsgebunden (inkl. Marge): 3,00 €/kW*a * 4.390 kW 4) Instandhaltung: inklusive Wärmebezugskosten (Summe): 570.709 €/a / 9.402 MWh/a = Wärmepreis (inkl. Marge): 60,7 €/MWh (netto) = Wärmesystemkosten: 55,2 €/MWh (netto) (Annahme einer Marge von 10%) Alle Preise sind Netto-Preise (Wert 2019). --- Endkunden-Wärmepreis 2019: 72,2 €/MWh (brutto) inkl. 19 % Mehrwertsteuer und einer unbekannten Marge (Uniper 2019) Stationen und sämtliche Nebenkosten sind enthalten. Detailliertere Auskünfte über seine Wirtschaftlichkeitsberechnungen gibt der Erzeuger nicht.
2.12 Förderung	Da es sich um ein bestehendes ausgereiftes Konzept handelt, ist im aktuellen Zustand 2018 nicht davon auszugehen, dass es möglich ist, eine Förderung für den Anschluss an die Uniper-Fernwärme zu erhalten. Sollte sich allerdings der Erzeugerpark der Fernwärme in erheblichem Maße zu Gunsten CO_2-ärmerer Technologien verändern, kann auch eine Förderung des Anschlusses wieder in Betracht kommen. Allerdings ist für den Fall möglicherweise auch mit höheren Erzeugungskosten zu rechnen. Da die Förderlandschaft sich zügig verändert, kann eine Vorhersage der Förderwürdigkeit zum aktuellen Zeitpunkt nicht erfolgen.
2.13 Regionale Wertschöpfung	Der Aufbau eines neuen Wärmenetzes erzeugt signifikante regionale Wertschöpfung. Bis zu 70% der Wertschöpfung bleiben in der Region (Blesl et al. 2015). Allerdings wird diese Wertschöpfung durch alle Technologien erzeugt, die ein Wärmenetz nutzen. Das heißt, im Kontext der Zeche Westerholt ist zu beachten, dass die meisten untersuchten Konzepte auf einem Wärmenetz aufbauen und dass das Uniper-Fernwärmenetz bereits gebaut ist und somit - abgesehen Wartung und Instandhaltung - nur wenig neue Wertschöpfung erzeugt. Allerdings ist zu beachten, dass Abwärmenutzung, welche ein Fernwärmenetz voraussetzt, die Einnahmen lokaler Industriebetriebe erhöhen und somit die Attraktivität des Standortes und die regionale Wertschöpfung verbessern kann.
2.14 Betreibermodelle	Fernwärme in der Zeche Westerholt könnte direkt vom Betreiber der Hauptfernwärmeleitung betrieben werden.

[1] www.uniper.energy/waerme/fernwaerme-fuer-mich/preise-tarife

	Alternativ könnte ein Sekundärnetz auf dem Zechenareal durch einen unabhängigen Betreiber oder eine Genossenschaft der Verbraucher betrieben werden.
2.15 Akzeptanz[3)]	1. Marktakzeptanz: Fernwärme hat in Deutschland einen Marktanteil von ca. 14,2% des bereitgestellten Wärmeleistung (AGFW 2016). D.h. Fernwärme kann als vom Markt akzeptierte Technologie gelten. Ein Grund, der zu hoher Marktakzeptanz geführt hat, ist der, dass der Kunde lediglich eine Hausstation erhält und er sich nicht weiter um den Betrieb, die Wartung und den Ersatz der Heizungstechnologie kümmern muss. Dabei gibt es allerdings unterschiedliche Fernwärmegeschäftsmodelle. So sind z.B. in Herten die Übergabestationen nicht im Eigentum und dem Verantwortungsbereich der Stadtwerke. 2. Gesellschaftliche Akzeptanz: Fernwärme wird teilweise kritisch gesehen, da bei der Preisgestaltung eine Monopolstellung des Fernwärmeversorgers existiert und dieser durch Ausnutzung seiner Monopolstellung grundsätzlich übertriebene Gewinne erwirtschaften könnte. Kunden sind den vom Fernwärmenetzbetreiber vorgegebenen Preisen bis zu einem gewissen Grad ausgeliefert. Andererseits ist es im Interesse des Fernwärmebetreibers, eine ausreichend hohe Zufriedenheit der Kunden zu gewährleisten, um weitere Kunden zu gewinnen und bestehende davon abzuhalten, auf alternative dezentrale Heizungssysteme zu wechseln. Eine hohe Kundenzufriedenheit ist für Fernwärmebetreiber auch vor dem Hintergrund der Imagepflege von Bedeutung. Ein negatives Image der Fernwärme hat langfristig negative Auswirkungen auf das Geschäft des Betreiber, z.B. durch Weggang von Kunden. Generell kann Fernwärme in weiten Teilen als gesellschaftlich akzeptiert angesehen werden. Die gesellschaftliche Akzeptanz von Fernwärme ist generell stark vom Betreibermodell abhängig. So wird Fernwärme aus Bürgergenossenschaften, mit der kein Profit für externe Betreiber erwirtschaftet wird, generell besser akzeptiert (vgl. Dänemark). Dennoch kommt es auch hier auf das Preisniveau der Fernwärme im Vergleich zur Wärme aus dezentraler Erzeugung an. Aus ökologischen Gründen wird Fernwärme häufig kritisch betrachtet, wenn sie - wie auch im Fall der Uniper-Fernwärme im Jahr 2018 - zu einem großen Teil aus Steinkohlekraftwerken stammt (Herten 2009). Dies lässt sich besonders gut am Beispiel des Steinkohle-Kraftwerks Moorburg in Hamburg belegen. Dort wird in Kauf genommen, dass die Wärme des Kraftwerks ungenutzt an die Umwelt abgegeben wird, um die Fernwärme nicht mit dem relativ hohen CO_2-Faktor zu belasten, der sich aus der Nutzung von Steinkohle in Kraft-Wärme-Kopplung ergibt. Das Dilemma hier besteht darin, dass es der Umwelt einerseits nützt, ohnehin produzierte Abwärme aus Kraftwerken (egal welcher Art) zu nutzen, die sonst ungenutzt an die Umwelt verloren geht. Andererseits macht die Nutzung von Fernwärme aus CO_2-intensiven Quellen diese für den Betreiber wirtschaftlich attraktiver und senkt so die Motivation des Betreibers, die Fernwärme auf CO_2-arme Wärmeerzeuger umzustellen. Die zukünftige gesellschaftliche Akzeptanz von Fernwärme wird daher - neben der Preisgestaltung - in hohem Maße davon abhängen, ob der Wechsel von fossilen zu erneuerbaren Wärmeerzeugern glaubhaft vollzogen werden kann.

	3. Lokale Akzeptanz: Die lokale Akzeptanz der Fernwärme ist insbesondere preisabhängig. Ist also der Preis der Fernwärme niedriger als der einfach verfügbarer Alternativen, ist die Akzeptanz sehr hoch. Ist er signifikant höher, melden sich schnell kritische Stimmen. Insbesondere nach starken Preissprüngen kommt es immer wieder zu Klagen, in denen dem Fernwärmenetzbetreiber meist die Ausnutzung seiner Monopolstellung vorgeworfen wird. Da Fernwärme zuverlässig Wärme liefert, gibt es meist keine technologischen Akzeptanzprobleme.
2.16 Akteure	Fernwärmenetzbetreiber, Betreiber des Wärmenetzes auf dem Zechenareal (ggf. die Verbraucher selbst), ggf. Bauherren
2.17 Ressourcenlimitierung / -konflikte / Trade-Offs	Grundsätzlich kann davon ausgegangen werden, dass die Kapazitäten der Uniper Wärme GmbH für eine Vollversorgung des Zechengeländes von ca. 4,4 MW_{th} mit Fernwärme ausreichend vorhanden sind. Eine Nutzung der Fernwärme kann gegebenenfalls auch als Absicherung eines dezentralen Konzeptes geschehen. Ein direkter Trade-off mit anderen Technologien besteht nicht, da die Uniper-Fernwärme ohnehin am Areal anliegt und letztlich nur eine Anbindung an das Zechen-Wärmenetz erfolgen müsste. Flächen und Kapital werden durch Fernwärmenutzung im Zechenareal nicht gebunden.

Quellen

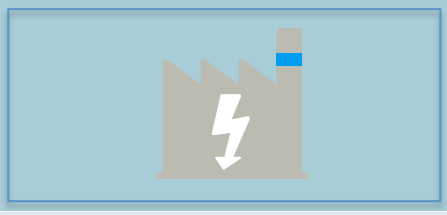
- AGFW 2016: Hauptbericht der Fernwärmeversorgung www.agfw.de/fileadmin/user_upload/Zahlen_und_Statistiken/Version_1_HB2016.pdf
- UBA 2013: Entwicklung der Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 bis 2012 www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/461/publikationen/climate_change_07_2013_icha_co2emissionen_des_dt_strommixes_webfassung_barrierefrei.pdf
- Uniper, 2018: Preise für Fernwärme, www.uniper.energy/waerme/fernwaerme-fuer-mich/preise-tarife, abgerufen am 29.08.2019.
- Blesl, Marcus; Eikmeier, Bernd 2015: Die 70/70 Strategie
- Brink, Ludger; Winkelmann, Markus 2018: Gesprächsnotizen zum Gespräch mit Dr. Andrej Jentsch vom 21.11.2018

Technologie-Steckbrief Nr. 2a

Verbrennungsmotor-BHKW

Hauptautor: UDE-LET

Stand: Dez. 2019



Kategorie I (optional):	**Kategorie II (optional)**:
Erzeugungstechnologie	Brennstoff (Erdgas, Biomethan, Grubengas, Wasserstoff, EE-Gas)

1. Allgemein	
1.1 Kurzbeschreibung der Technologie (Wirkprinzip)	Blockheizkraftwerke (BHKW) erzeugen in Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) gleichzeitig Strom und Wärme mit hohem Gesamtwirkungs- und Nutzungsgrad. Neben der hier beschriebenen Technologie des Verbrennungsmotors kommen als weitere Technologien Gasturbinen, Brennstoffzellen u.a. zum Einsatz.
1.2 Energieträger	a) Grubengas (EEG vergütet, am Standort noch vorhanden) b) Erdgas c) Biomethan (wie Erdgas, jedoch anderer Preis und andere Stromvergütung) d) Wasserstoff und EE-Gas (aus EE-Strom, evtl. methanisiert, beigemischt)
1.3 Entwicklungsstand[1)]	Stand der Technik - hoher Entwicklungsstand (TRL-Level 9) - Nachweise eines erfolgreichen Einsatzes werden seit Jahrzehnten erbracht.
1.4 Erzielbares Temperaturniveau	Übliche Nutztemperatur: 90 -110 °C. Bezogen auf 100 % Brennstoffeinsatz sind nachfolgend typische Wärmeverteilungen und Temperaturangaben für ein BHKW (hier mit einem angenommenen elektr. Wirkungsgrad von 43 %) genannt: - ca. 22 % Wärme aus Abgas-WT: ca. 350 - 450 °C - ca. 22 % Wärme aus Ölkühlung, Motorkühlung und Gemischkühlung 1. Stufe: 90 °C - ca. 3 % Wärme aus Gemischkühlung 2. Stufe: 45 °C (wird i.d.R. weggekühlt) - ca. 10 % Wärme aus Abstrahlverlusten im Raum: ca. 25°C (Werte hängen vom Motor ab und können variieren)
1.5 Anwendungsbereiche	☒ zentral (gesamte Zeche) ☐ dezentral (Gebäudecluster) ☐ individuell (Gebäude) Angabe des Leistungsbereichs: 12 bis 20.000 kW_{th}
1.6 Skalierbarkeit (Übertragbarkeit auf andere Anwendungssysteme)	☒ Standardsystem mit wenigen individuellen Anpassungen ☐ Übertragbarkeit mit einigen Anpassungen möglich ☐ keine Übertragbarkeit möglich
1.7 Regelbarkeit (Teillastcharakteristik)	☒ annähernd gleichbleibende Performance in Teillast (el. Wirkungsgrad sinkt leicht, therm. Wirkungsgrad steigt leicht)

	☐ mehr als 10% reduzierte Performance in Teillast ☐ nicht teillastfähig Angabe Teillastbereich: 50 bis 100 % (unproblematisch)
1.8 Externe Einfluss-größen auf Leistung und Betrieb	Rücklauftemperatur des Wärmenetzes nicht über 70 °C, sonst kaum externen Einflussgrößen
1.9 Systemvoraussetzungen	Wärmenetz zur Verteilung der erzeugten Wärme, Verknüpfungspunkt Stromnetz. Anschluss an Gasnetz. Geeigneter Aufstellungsort unter Berücksichtigung von Emissionsschutzauflagen (insbesondere Lärm und Abgase)
1.10 Pfadabhängigkeit / Zukunftsfähigkeit (bezüglich Rechtsrahmenentwicklung)	**Erdgas** verfügbar - Verwendung nach 2040 wg. CO_2-Emissionen nicht wahrscheinlich **Biomethan** - z. Zt. verfügbar - wird CO_2-neutral bewertet - begrenzte (nachhaltige) Potenziale, zukünftige freie Mengen schwer zu schätzen **Wasserstoff/EE-Gas** - Erzeugt aus fluktuierendem „Überschussstrom“, zunächst 10 %ige Beimischung ins Erdgasnetz vorstellbar, später evtl. bis 30 %; auch reine H_2-Netze realisierbar. H_2-Methanisierung zu EE-Gas kostet Wirkungsgrad, benötigt CO_2-Quelle und emittiert am Ende CO_2 (kann nur als klimaneutral bewertet werden, wenn es aus nicht-fossilen Quellen stammt). Wirtschaftlichkeit noch nicht nachgewiesen.
1.11 Sektorkopplung	Das Prinzip KWK beinhaltet die Sektorkopplung zwischen Gas, Strom und Wärme. Eine zeitliche Entkopplung von Strom- und Wärmenutzung über Speicher ist möglich. Der klassische wärmegeführte Betrieb wird zunehmend vom stromorientierten Betrieb abgelöst, entweder zur optimalen Abdeckung des Eigenbedarfs (dazu gehört auch Strom für Mobilität und Wärmepumpen) oder zur wirtschaftlichen Optimierung im Energiemarkt (z.B. Strombörse). KWK-Anlagen sind strukturell netzdienlich. Das Potenzial zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Regelenergie ist vorhanden, aber z. Zt. häufig nicht wirtschaftlich.
1.12 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	Hohe Verfügbarkeit (Werte über 90 % üblich). KWK-Anlagen in der Wärmeversorgung werden immer mit einem Spitzenlastkessel abgesichert, der aber möglichst deutlich unter 10 % der Wärmebereitstellung (Energiemenge) übernimmt.
1.13 Flexibilisierung	Flexibler Betrieb ist möglich und wirtschaftlich interessant. Moderne KWK-Anlagen laufen aus diesem Grund häufig nur ca. 3 000 Vh/a (Ausnahmen: einige Industrie-KWK-Anlagen, EEG-vergütete KWK-Anlagen).
1.14 Brennstoffe: Preisentwicklung und Verfügbarkeit	Abhängigkeit von Preisentwicklung des/der Brennstoffe(s) und Verfügbarkeit des/der Brennstoffe(s): ☐ gering ☐ mittel ☒ groß b) Entwicklung Erdgaspreis c) Entwicklung Biomethanpreis (Angebote gelten für längere Zeiträume) d) Entwicklung H_2-Beimischungen unbekannt
2. Individuelle Betrachtung am Standort Zeche Westerholt	
2.1 Gebiets-Zuordnung	Zuordnung zu Gebiets-Clustern der Zeche Westerholt (s. Plan) ☒ Wohngebiet „Gartensiedlung"

	☒ Wohngebiet „Meistersiedlung" ☒ Mischgebiet ☒ Gewerbegebiet ☒ Sondernutzung (Ladenflächen)
2.2 Fläche	Größe der Energiezentrale zur Unterbringung des/der BHKW abhängig von Anzahl und Größe der KWK-Module (Höhe wegen der neuen Abgasreinigungssysteme ca. 8 m).
2.3 Spezifischer Flächenbedarf & synergetische Nutzungen	Flächenbedarf: 0,025 $m^2/MWh_{th}/a$ (überschlägig, Werte aus Praxis/Literatur unbekannt) Bezugsfläche: Grundfläche der Energiezentrale Synergetische Nutzung: keine
2.4 Betriebstemperatur	Typischerweise zwischen 70 und 90 °C (frei wählbar, konkret abhängig vom noch zu bestimmenden tatsächlichem Temperaturniveau der Nachfrage im Wärmenetz)
2.5 Leistungsgröße, Ertrag & Wirkungsgrad	Abhängig vom Versorgungsauftrag für das Quartier (Anlagengröße möglichst unter 2 MW_{el} wegen Stromsteuerbelastung und unter 1 MW_{el} wegen notwendiger Teilnahme an einer Ausschreibung). Ertrag abhängig von Vergütungsregime (z.B. EEG, KWKG) und Flexibilitätsanspruch. Elektr. Wirkungsgrad ca. 41%, therm. Wirkungsgrad ca. 46% (für eine 1 MW_{el}-Anlage)
2.6 Spezifische THG-Emissionen[2)]	Abhängig vom gewählten Brennstoff. Beispiel: Bei BHKW (elektr. Wirkungsgrad = 41%, therm. Wirkungsgrad = 46%) mit Biomethan (56 $g/kWh_{Brennstoff}$) betragen die spez. CO_2-Emissionen für den Wärmeanteil nach der Carnot-Allokationsmethode ca. 20 g/kWh_{th}, bei Erdgas (247 $g/kWh_{Brennstoff}$) ca. 89 g/kWh_{th}.
2.7 Genehmigungsfähigkeit	Schall- und Emissionsschutz muss beachtet werden.
2.8 Betriebsaufwand	Regelmäßiger Wartungsaufwand (Zündkerzen- und Öl- und Filterwechsel) – je nach Betreibergesellschaft kann das in Eigenleistung erbracht werden oder über einen Vollwartungsvertrag abgedeckt werden.
2.9 Lebensdauer	Als Schätzwert können 60.000 h angenommen werden (nach Generalüberholung weitere 60.000 h), je nach jährlicher Laufzeit (Vollbenutzungsstunden) entspricht dies einer Lebensdauer von ca. 10 bis 20 Jahren
2.10 Investitionskosten	Investitionskosten abhängig von der Leistungsgröße (hier wahrscheinlich im Bereich von 800 - 1.000 €/kW_{el}), Einbindungskosten und Gebäudekosten kommen extra. Planung und Genehmigung z.B. nach HOAI.
2.11 Wärmegestehungskosten	*Die spezifischen Wärmesystemkosten (in €/kWh als Summe aus kapital-, verbrauchs- sowie betriebsgebundenen Kosten und Kosten für Instandhaltung) werden im Rahmen der Umsetzungskonzepte bestimmt.* 1) Kapitalgebunden: ## €/kWh 2) Verbrauchsgebunden: ## €/kWh 3) Betriebsgebunden: ## €/kWh

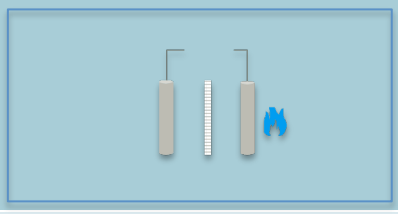
	4) Instandhaltung: ## €/kWh Wärmegestehungskosten (Summe): ## €/kWh
2.12 Förderung	Günstiges Darlehen der NRW-Bank, Förderung über das KWKG (nur a)) oder das EEG (nur b))
2.13 Regionale Wertschöpfung	Bei den Investitionen gering, beim Betrieb hoch
2.14 Betreibermodelle	Bei KWK-Lösungen bietet sich die Konstruktion eines Betreibermodells an, da insbesondere die Erlössituation für Strom komplex sein kann (ggf. ist auch ein Mieterstrommodell denkbar).
2.15 Akzeptanz[3)]	1. Marktakzeptanz: Anerkannte Effizienztechnologie mit hoher Marktakzeptanz – häufig sich ändernde Rahmenbedingungen erschweren die Einschätzung der ökonomischen Tragfähigkeit. 2. Gesellschaftliche Akzeptanz: Relativ wenig im Fokus gesellschaftlicher Debatten – einerseits zukunftsfeste Effizienztechnologie, andererseits fossiler Brennstoff (nur a)) behindert den Ausbau Erneuerbarer Energien. 3. Lokale Akzeptanz: Akzeptanzprobleme Wärmenetz – KWK-Anlage eher unstrittig.
2.16 Akteure	Betreibergesellschaft, Stadtwerke Herten, Uniper Fernwärme
2.17 Ressourcenlimitierung / -konflikte / Trade-Offs	k.A.

Technologie-Steckbrief Nr. 2b

Brennstoffzellen-BHKW

Hauptautor: UDE-LET

Stand: Dez. 2019



Kategorie I (optional):	**Kategorie II (optional)**:
Erzeugungstechnologie	Brennstoff (Erdgas, Wasserstoff)

1. Allgemein	
1.1 Kurzbeschreibung der Technologie (Wirkprinzip)	Brennstoffzellen sind KWK-Anlagen, die gleichzeitig Strom und Wärme mit hohem Gesamtwirkungs- und Nutzungsgrad bereitstellen. Die Energieerzeugung erfolgt im Gegensatz zu anderen BHKW nicht mittels Verbrennungsprozess, sondern durch eine chemische Reaktion.
1.2 Energieträger	a) Erdgas, Synthesegas, Biogas (für Brennstoffzellen mit Reformer) b) Wasserstoff Bei Hochtemperaturbrennstoffzellen sind weitere Brennstoffe (Diesel, Methanol) möglich
1.3 Entwicklungsstand[1)]	Hoher Entwicklungsstand, je nach Brennstoffzellentyp TRL-Level 8 oder 9. Nachweise eines erfolgreichen Einsatzes insbesondere im kleineren Leistungsbereich werden seit Jahren in Japan erbracht. Solche Systeme zur Objektversorgung sind ebenfalls in Deutschland erhältlich.
1.4 Erzielbares Temperaturniveau	Je nach Brennstoffzellenart von ca. 80°C (Niedertemperatur-Brennstoffzelle PEMFC) bis mehrere hundert °C (Mittel- und Hochtemperaturbrennstoffzellen PEMFC, PAFC, MCFC und SOFC)
1.5 Anwendungsbereiche	☒ zentral (gesamte Zeche) ☐ dezentral (Gebäudecluster) ☐ individuell (Gebäude) Angabe des Leistungsbereichs: 1 kW_{th} - mehrere MW_{th} (auch modular einsetzbar)
1.6 Skalierbarkeit (Übertragbarkeit auf andere Anwendungssysteme)	☒ Standardsystem mit wenigen individuellen Anpassungen ☐ Übertragbarkeit mit einigen Anpassungen möglich ☐ keine Übertragbarkeit möglich
1.7 Regelbarkeit (Teillastcharakteristik)	☒ steigender elektr. Wirkungsgrad in Teillast (Anstieg Stromkennzahl) ☐ mehr als 10% reduzierte Performance in Teillast ☐ nicht teillastfähig Angabe Teillastbereich: 50 bis 100 %
1.8 Externe Einflussgrößen auf Leistung und Betrieb	Brennstoffzusammensetzung, Außentemperatur
1.9 Systemvoraussetzungen	Wärmenetz zur Verteilung der erzeugten Wärme, Verknüpfungspunkt Stromnetz, i.d.R. Anschluss an Gasnetz

1.10 Pfadabhängigkeit / Zukunftsfähigkeit (bezüglich Rechtsrahmenentwicklung)	Sonderstellung im KWKG, Marktdurchdringung soll durch Förderung erreicht werden, Realisierung von Wasserstoffmodellkommunen → Brennstoffzelle gilt als politisch „gewollt“. Ist zum Erreichen langfristiger Klimaneutralität auf erneuerbaren Wasserstoff und dem damit verbundenen Aufbau einer entsprechenden Infrastruktur (Erzeugung, Speicherung, Transport) angewiesen. Synergieeffekte zwischen stationärer Anwendung und mobiler Anwendung (Verkehr) denkbar.
1.11 Sektorkopplung	Sektorkopplung zwischen Strom, Gas und Wärme. Potenzial zur Eigenstromnutzung für (Elektro-)Mobilität und Wärmepumpen als weitere Sektorkopplungsanwendungen.
1.12 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	Hohe technische Verfügbarkeit und hohe Versorgungssicherheit (Gasnetz)
1.13 Flexibilisierung	Flexibilisierte Nutzung (Entkopplung von Strom- und Wärmebedarf) über Speicher möglich.
1.14 Brennstoffe: Preisentwicklung und Verfügbarkeit	Abhängigkeit von Preisentwicklung des/der Brennstoffe(s) und Verfügbarkeit des/der Brennstoffe(s): ☐ gering ☐ mittel ☒ groß a) Entwicklung Erdgaspreis bei Erdgasnutzung b) Entwicklung Wasserstoffpreis (bis dato nur politische Preise bekannt)
2. Individuelle Betrachtung am Standort Zeche Westerholt	
2.1 Gebiets-Zuordnung	Zuordnung zu Gebiets-Clustern der Zeche Westerholt ☐ Wohngebiet „Gartensiedlung" ☐ Wohngebiet „Meistersiedlung" ☐ Mischgebiet ☐ Gewerbegebiet ☐ Sondernutzung (Ladenflächen) Beitrag zur Grundlastdeckung des Nahwärmenetzes zur Versorgung des neuen Zechengeländes.
2.2 Fläche	Gebäudegröße abhängig von KWK-Anlagenzahl und -größe. Kompakte Containerausführung grundsätzlich möglich.
2.3 Spezifischer Flächenbedarf & synergetische Nutzungen	s.o.
2.4 Betriebstemperatur	Je nach Brennstoffzellenart (Nieder- oder Hochtemperatur-BZ): Polymer Electrolyte Membrane (NT-PEM): < 90 °C Polymer Electrolyte Membrane (HT-PEM): 120 - 200 °C Phosphoric Acid (PAFC): 200 - 250 °C Molten Carbonate (MCFC): 600 - 700 °C Solid Oxide (SOFC): 600 - 1 200 °C
2.5 Leistungsgröße, Ertrag & Wirkungsgrad	Für die neue Zeche Westerholt ist die Abdeckung eines Teils der Grundlast mittels Brennstoffzelle geplant. Leistungsgröße: 100 kW_{el}, 100 kW_{th}

	Wirkungsgrade: η_{el} = 45 %, η_{th} = 45 % (SKZ = 1)
2.6 Spezifische THG-Emissionen[2)]	Bei der Wasserstoffnutzung *lokal* CO_2-frei (je nach Bewertung des verwendeten Wasserstoffs). Im Projekt wird für Produktion und Transport von Wasserstoff von 11 g/kWh$_{Brennstoff}$ ausgegangen. Nach der Carnot-Allokationsmethode ergeben sich damit CO_2-Emissionen für KWK-Wärme aus einer Brennstoffzelle zu ca. 4 g/kWh$_{th}$ (bei reinem Wasserstoff) bzw. ca. 83 g/kWh$_{th}$ (bei Reformierung von Erdgas mit 247 g/kWh$_{Brennstoff}$).
2.7 Genehmigungsfähigkeit	Je nach Feuerungswärmeleistung BImSchG-Genehmigung nötig.
2.8 Betriebsaufwand	Geringer Wartungsaufwand, da Energiewandlung ohne drehenden Bauteile wie beim Verbrennungsmotor.
2.9 Lebensdauer	Ca. 15 bis 20 Jahre (Anlage), ggf. zwischenzeitlich Stack-Austausch erforderlich
2.10 Investitionskosten	Investitionskosten abhängig von der Leistungsgröße und der Art der Brennstoffnutzung. Bei Nutzung von Erdgas ist ein Reformer nötig, der zu hohen Investitionskosten führt. Direkte Wasserstoffnutzung ohne Reformer ermöglicht zukünftig Investitionskosten von ca. 1.000 €/kW$_{el}$. Einbindungskosten und Gebäudekosten sind zusätzlich zu betrachten. Planung und Genehmigung z.B. nach HOAI
2.11 Spezifische Wärmesystemkosten	*Die spezifischen Wärmesystemkosten (in €/kWh als Summe aus kapital-, verbrauchs- sowie betriebsgebundenen Kosten und Kosten für Instandhaltung) werden im Rahmen der Umsetzungskonzepte bestimmt.* Spezifische Kosten pro Kilowattstunde Wärme, berechnet nach VDI 2067 1) Kapitalgebunden: ## €/kWh 2) Verbrauchsgebunden: ## €/kWh 3) Betriebsgebunden: ## €/kWh 4) Instandhaltung: ## €/kWh Wärmegestehungskosten (Summe): ## €/kWh
2.12 Förderung	Günstiges Darlehen der NRW-Bank, Förderung über das KWKG und das Marktanreizprogramm
2.13 Regionale Wertschöpfung	k.A.
2.14 Betreibermodelle	Bei KWK-Lösungen bietet sich die Konstruktion eines Betreibermodells an, da insbesondere die Erlössituation für Strom komplex sein kann (z. B. prüfen, ob Mieterstrommodell realisierbar ist).
2.15 Akzeptanz[3)]	1. Marktakzeptanz: Anerkannte Effizienztechnologie mit steigender Marktakzeptanz insbesondere im Mobilitätsbereich, allerdings derzeit noch auf Nischen beschränkt 2. Gesellschaftliche Akzeptanz: Steigende Bedeutung in gesellschaftlichen Debatten, da zukunftsfeste Effizienztechnologie, steigende Aufmerksamkeit insbesondere im Mobilitätsbereich. 3. Lokale Akzeptanz:

	Akzeptanzprobleme Wärmenetz – KWK-Anlage eher unstrittig.
2.16 Akteure	Betreibergesellschaft, Stadtwerke Herten, Uniper, Gasnetzbetreiber (Erdgas- bzw. H_2-Leitung)
2.17 Ressourcenlimitierung / -konflikte / Trade-Offs	Für die Katalysatoren in den Stacks werden - je nach Brennstoffzellentyp - teilweise seltene Edelmetalle wie Platin oder Palladium benötigt.

Technologie-Steckbrief Nr. 3

Datum: Dez. 2019

Nahwärmenetz mit elektrischer Großwärmepumpe und Grubenwassernutzung/ Abwasserwärmenutzung

Hauptautor: EA.NRW



Kategorie I (optional):	**Kategorie II (optional)**:
Wärmeerzeuger, Erneuerbare Energie	Wärme, Sektorkopplung

1. Allgemein

1.1 Kurzbeschreibung der Technologie (Wirkprinzip)

An ehemaligen Zechenstandorten kann ein Nahwärmenetz mit möglichst niedrigen Netztemperaturen (z.B. Heizvor- und Rücklauftemperasturen von 70°C/40°C im Bestand und < 40°C im Neubau) mit elektrischen **Großwärmepumpen** gespeist werden, die als Wärmequelle das **Grubenwasser** aus dem Grubengebäude[2] der Zeche (oder **alternativ Abwärme aus Abwasserkanälen** oder **Erdkollektoren** oder **Erdsonden**) nutzen können.

Alternativ sind in höher temperierten Nahwärmenetzen auch gasmotorische Wärmepumpen oder Absorptionswärmepumpen (nicht im Fokus dieses Steckbriefes) einsetzbar, um die elektrische Anschlussleistung geringer zu halten. Mehrere Großwärmepumpen können kaskadiert eingesetzt werden können, um sich an verschiedene Lasten anzupassen.

Das Nahwärmenetz ist nicht Bestandteil dieses Technologie-Steckbriefs.

1.2 Energieträger

In der Hauptsache Strom, evtl. Gas (Erdgas, Biomethan oder perspektivisch auch synthetische EE-Gase) bei den zusätzlichen Gas-Wärmepumpen.

1.3 Entwicklungsstand[1)]

TRL 9 - Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz

Die genannten Systeme sind soweit Stand der Technik, die intelligente Steuerung dieser Systeme gerade unter dem Aspekt der Sektorenkopplung ist noch weiter zu entwickeln.

Abwasser-WT können gut in neue Kanäle integriert werden.

1.4 Erzielbares Temperaturniveau

Großwärmepumpen können Temperaturen bis 90°C erreichen.

1.5 Anwendungsbereiche

	Leistungsbereich:
☒ zentral (gesamte Zeche)	4 x 1.000 kW_{th} kaskadiert
☒ dezentral (Gebäudecluster)	200 bis 500 kW_{th} kaskadiert
☒ individuell (Gebäude)	20 bis 30 kW_{th}

1.6 Skalierbarkeit (Übertragbarkeit auf andere Anwendungssysteme)

☐ Standardsystem mit wenigen individuellen Anpassungen
☒ Übertragbarkeit mit einigen Anpassungen möglich
☐ keine Übertragbarkeit möglich

1.7 Regelbarkeit (Teillastcharakteristik)

☒ annähernd gleichbleibende Performance in Teillast
☐ mehr als 10% reduzierte Performance in Teillast

[2] Bezeichnung für ein Technikgebäude unter Tage

	☐ nicht teillastfähig Angabe Teillastbereich: 25 % - 100%, ggf. geringer
1.8 Externe Einfluss-größen auf Leistung und Betrieb	Die Effizienz einer Wärmepumpe wird als Coefficient of Performance (COP = Momentanwert) bzw. als Jahresarbeitszahl (JAZ = Bilanzwert eines Jahres) ausgedrückt und bezeichnet das Verhältnis zwischen erzeugter Wärmeleistung bzw. -menge zu eingesetzter Stromleistung bzw. -menge. Die Effizienz hängt vom Temperaturhub zwischen Wärmequelle und Netzvorlauftemperatur ab - je geringer dieser Hub, desto höher die Effizienz. Für Nahwärmenetze werden Temperaturen bis ca. 70°C für Bestandsgebäude benötigt, der Rücklauf von ca. 40°C kann als Vorlauf für neu zu errichtende Gebäude genutzt werden. Als Wärmequelle dient Grubenwasser mit einem mittleren Temperaturniveau[3] von ca. 20 bis 25°C. Im Falle der Nutzung der Abwasserwärme muss die minimale Durchflussmenge und die minimal zur Verfügung stehende Abwassermenge ermittelt werden sowie die mögliche Temperaturabsenkung des Abwassers. Wasser-Systeme sind gegenüber Sole-Systemen, die bei Frostgefahr der Wärmequelle (z.B. bei Erdsonden oder Erdkollektoren) eingesetzt werden müssen, aus thermodynamischen Gründen (bessere Wärmeübertragungseigenschaften) deutlich vorteilhafter.
1.9 Systemvoraussetzungen	Zentrale Steuerung notwendig, Wärmeverteilnetze, Erschließung Wärmequelle (z.B. Grubenwasser oder Abwasser), ausreichende elektrische Anschlussleistung auf Mittelspannungsebene.
1.10 Pfadabhängigkeit / Zukunftsfähigkeit (bezüglich Rechtsrahmenentwicklung)	abhängig von Strom-, bzw. Gasbezug (Leistung und Preis), grundsätzlich zukunftsfähig aufgrund zunehmender Dekarbonisierung des Strommixes und aufgrund der CO_2-Freiheit der eingekoppelten geothermischen oder Umweltwärme; allerdings bei hoher Durchdringung elektrischer Wärmepumpen ggf. Netz- und/ oder Erzeugungsengpässe im Winter (hohe Thermosensitivität, d.h. steigender elektrischer Leistungsbedarf mit sinkender Außentemperatur), wenn keine ausreichende thermische Speichermöglichkeiten bestehen. In Kombination mit einem BHKW ist eine Entkopplung von diesen Pfadabhängigkeiten realisierbar. Im Falle von Gaseinsatz müsste Biomethan oder reg. synthetisch erzeugtes Gas eingesetzt werden.
1.11 Sektorkopplung	Da die Wärmepumpen als Kaskade ausgeführt werden und zum Betrieb Strom benötigen, sind sie in idealer Weise für eine Sektorenkopplung einsetzbar; beim Einsatz von Gaswärmepumpen ist der Einsatz von grünen oder aus erneuerbaren Energien (EE) erzeugten Gasen möglich. Eine Kombination mit einem BHKW - und somit einer weiteren Sektorkopplungs-Technologie - kann sehr sinnvoll sein, um einerseits günstig Eigenstrom zu produzieren und andererseits der oben beschriebenen Thermosensitivität entgegenzuwirken.
1.12 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	Durch den modularen Einsatz mehrerer Wärmepumpen sind Redundanzen vorhanden. Hohe Versorgungssicherheit bei Strom (bzw. Erdgas). Weitgehend witterungs- und saisonal unabhängige Wärmebereitstellung.
1.13 Flexibilisierung	Möglichkeiten und Notwendigkeit der Flexibilisierung über Großwärmespeicher und ggf. zusätzlich über BHKW.

[3] Die „Potenzialstudie Warmes Grubenwasser“ des LANUV in NRW weist einen Temperaturbereich der Gruben- und Sümpfungswässer von 13°C – 35°C aus.

1.14 Brennstoffe: Preisentwicklung und Verfügbarkeit	Abhängigkeit von Preisentwicklung des/der Brennstoffe(s) und Verfügbarkeit des/der Brennstoffe(s): ☐ gering ☒ mittel ☐ groß
2. Individuelle Betrachtung am Standort Zeche Westerholt	
2.1 Gebiets-Zuordnung	Zuordnung zu Gebiets-Clustern der Zeche Westerholt (s. Plan im Anhang, dort bitte die Fläche konkret einzeichnen) ☒ Wohngebiet „Gartensiedlung" ☒ Wohngebiet „Meistersiedlung" ☒ Mischgebiet ☒ Gewerbegebiet ☒ Sondernutzung (Ladenflächen)
2.2 Fläche	Technikzentrale ggf. in vorhandenen Gebäuden erforderlich; weitere Flächen zur Erschließung der Wärmequellen. Im Falle einer Grubenwassernutzung müsste ein zusätzlicher Flächenbedarf für die Technikzentrale vorgesehen werden.
2.3 Spezifischer Flächenbedarf & synergetische Nutzungen	Flächenbedarf: i.d.R. bezogen auf eine Kilowattstunde thermisch, bei reiner Stromerzeugung elektrisch $m^2/kWh_{th}/a$ Zur Ermittlung des zur Verfügung stehenden Potenzials des Grubenwassers stehen aus der Potenzialstudie des LANUV keine konkreten Daten zur Verfügung. Hier ist eine örtliche Ermittlung, ggf. mit Unterstützung des LANUV bzw. der RAG notwendig. Das geothermische Potenzial wird vom geologischen Dienst (Geothermie-Standort-Check unter www.geothermie.nrw.de) sowohl bei Erdkollektoren als auch bei Erdsonden (100m Tiefe) als „mittel“ (Klasse 3b) eingeschätzt. Aus einer 100 Meter tiefen Bohrung können rund 10.400 kWh/a gewonnen werden. Eine grundsätzliche Eignung zur geothermischen Nutzung ist also gegeben. Eine etwaige Abwassernutzung ist abhängig vom Schmutz- und Regenwasseranfall und der Kanaldimension. Bezugsfläche: Erdsonde: Sondenlänge / Erdkollektor: Kollektorfläche / Abwasser: Wärmetauscherfläche (abhängig u.a. vom Kanaldurchmesser) Synergetische Nutzungen: - Abwasser als Wärmequelle - Verknüpfung mit Solarthermie: bessere Auskühlung der Kollektoren führt zu höherem Kollektorertrag auch bei ungünstigen Einstrahlungsbedingungen - Verknüpfung mit BHKW: Abwärmenutzung führt zu höherer Wärmeausbeute (z.B. durch Nutzung der Latentwärme im Abgas)
2.4 Betriebstemperatur	70/40°C, ggf. geringer; höhere Niveaus (bis zu 90°C) realisierbar mit COP-Einbußen
2.5 Leistungsgröße, Ertrag & Wirkungsgrad	Bei den Wärmepumpen wird von einer maximalen Jahresarbeitszahl von 3,5 ausgegangen (Annahmen: ohne Berücksichtigung von Wärmespeicher- und Verteilverlusten, ohne Berücksichtigung von Pumpstrom für Grubenwasser, Temperaturhub von ca. 15 auf 55°C). Im optimierten Betrieb sind auch Jahresarbeitszahlen von bis zu 4 erreichbar. Gasmotor-WP in der Leistungsklasse erreichen Jahresarbeitszahlen von ca. 1,3-

	1,5.
2.6 Spezifische THG-Emissionen[2)]	Strom-WP (JAZ = 3,5): Strom-Mix[4] heute (2017: 489 g CO_2/kWh_{el}) → 140 g CO_2/kWh_{th} Gas-WP (JAZ = 1,4): Erdgas (247 g/kWh_{th}) → 176 g/kWh_{th} Biomethan (56 kg/MWh) über Zertifikate → 40 kg/MWh_{th}
2.7 Genehmigungsfähigkeit	Grubenwassernutzung: Abstimmung und Vorgespräche mit den zuständigen Unteren Wasserbehörden sowie der Bergbehörde/ BezReg Arnsberg notwendig. Abwassernutzung: Genehmigung durch Abwasserbetrieb/ Kläranlagenbetreiber
2.8 Betriebsaufwand	vergleichbar mit konventioneller Heizzentrale gleicher Größenordnung; ggf. Zusatzaufwand für Abwärmenutzung; Regelmäßige Wartung (z.B. Reinigung) der WT-Systeme erforderlich
2.9 Lebensdauer	Wärmepumpe: > 25 Jahre bei entsprechender Wartung (ggf. vorher Kompressortausch) Wärmetauscher-Systeme: > 30 Jahre bei entsprechender Wartung (z.B. Reinigung)
2.10 Investitionskosten	Abhängig von der im Konzept gewählten Leistungsgröße. Es wird von ca. 900 €/kW_{th} ausgegangen.
2.11 Spezifische Wärmesystemkosten	*Die spezifischen Wärmesystemkosten (in €/kWh als Summe aus kapital-, verbrauchs- sowie betriebsgebundenen Kosten und Kosten für Instandhaltung) werden im Rahmen der Umsetzungskonzepte bestimmt.* Grobe Schätzung für elektrische Wärmepumpe mit Wärmequellen-Erschließung und mit finanzieller Förderung: ca. 8 – 10 ct/kWh Aufwand für die Wärmequellen ist separat zu ermitteln: Grubenwassernutzung: Ermittlung der örtlichen Kosten notwendig Abwasser: ggf. Entgelte für Abwärme berücksichtigen (abzuklären)
2.12 Förderung	MAP der Bafa, progres.nrw, KfW
2.13 Regionale Wertschöpfung	Lokales/regionales Handwerk eingebunden
2.14 Betreibermodelle	Stadtwerke, Energiegenossenschaften, Contractinggesellschaften etc.
2.15 Akzeptanz[3)]	1. Marktakzeptanz: WP: seit vielen Jahren eingeführte und akzeptierte Technik mit insbesondere im Neubau hohen Marktanteilen Nutzung von Grubenwasser: bisher nur in Pilotprojekten Nutzung von Abwasser: bisher nur Pilotprojekte 2. Gesellschaftliche Akzeptanz: WP: soziale Akzeptanz vorhanden, allerdings teilweise kritische Diskussion, da ein starker Zubau elektrischer Wärmeerzeuger insbesondere im Winter den zusätzlichen Einsatz von fossilen (Backup-) Kraftwerken erforderlich machen könnte

[4] Quelle: UAB Mai 2018: Entwicklung der spezifischen Kohlendioxid-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990-2017. www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-kohlendioxid-4

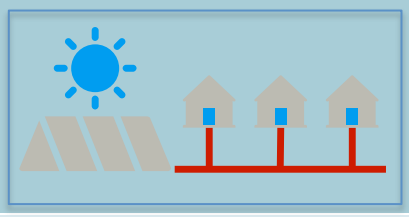
	Nutzung von Grubenwasser: vermutlich vorhanden Nutzung von Abwasser: vermutlich vorhanden 3. Lokale Akzeptanz: WP: lokale Akzeptanz vorhanden Nutzung von Grubenwasser: vermutlich vorhanden Nutzung von Abwasser: vermutlich vorhanden
2.16 Akteure	Grubenwassernutzung: Insbesondere untere Wasserbehörden, Bergbehörde Abwasserwärmenutzung: Abwasserbetrieb
2.17 Ressourcenlimitierung / -konflikte / Trade-Offs	Anschlussleistung für WP (Strom), ca. 5 - 6 x 300 kW_{el} , Abschätzung des Grubenwasser-Potenzials gemäß LANUV-Studie, jedoch genauere Ermittlung für den Standort erforderlich, Abwassernutzung abhängig von Schmutz- und Regenwasseranfall und der Kanaldimension, bei einem Kanaldurchmesser von DN 300 für reines Schmutzwasser kann eine sinnvolle Nutzung ausgeschlossen werden.

Technologie-Steckbrief Nr. 4

Solare Nah- und Fernwärme

Hauptautor: Steinbeis Forschungsinstitut Solites

Stand: Dez. 2019



Kategorie I (optional):	**Kategorie II (optional)**:
Erneuerbare Energie	Wärme

1. Allgemein

1.1 Kurzbeschreibung der Technologie (Wirkprinzip)	Wärmenetze, bei denen solarthermische Großanlagen als Wärmeerzeuger eingebunden sind, werden oftmals als solare Nah- oder Fernwärme bezeichnet. Die erforderlichen großen Kollektorfelder werden hierbei auf Freiflächen installiert oder in Gebäudedachflächen integriert. Es kommen dabei sowohl Flachkollektoren als auch Vakuumröhrenkollektoren zum Einsatz.
1.2 Energieträger	Solarenergie (el. Hilfsenergie ca. 1 % des Wärmeertrags)
1.3 Entwicklungsstand[1)]	Erfolgreicher kommerzieller Systemeinsatz (TRL 9)
1.4 Erzielbares Temperaturniveau	60 – 110 °C
1.5 Anwendungsbereiche	☒ zentral (gesamte Zeche) ☒ dezentral (Gebäudecluster) ☐ individuell (Gebäude) Angabe des Leistungsbereichs: 100 kW_{th} bis 50 MW_{th}
1.6 Skalierbarkeit (Übertragbarkeit auf andere Anwendungssysteme)	☒ Standardsystem mit wenigen individuellen Anpassungen ☐ Übertragbarkeit mit einigen Anpassungen möglich ☐ keine Übertragbarkeit möglich
1.7 Regelbarkeit (Teillastcharakteristik)	☒ annähernd gleichbleibende Performance in Teillast ☐ mehr als 10% reduzierte Performance in Teillast ☐ nicht teillastfähig Angabe Teillastbereich: 0 bis 100 % Anmerkung: fluktuierende und nicht regelbare Wärmeerzeugung, Teillastfähigkeit durch Pufferwärmespeicher
1.8 Externe Einflussgrößen auf Leistung und Betrieb	- Schwankungen im Strahlungsangebot (über Wetterperioden und saisonal) - Lastprofil (Wärmelast tageweise und saisonal, Vor- und Rücklauftemperaturen im Wärmenetz)
1.9 Systemvoraussetzungen	- Flächenverfügbarkeit für Kollektorfeld - Geeignete Kombination mit weiteren Wärmeerzeugern (Verfügbarkeit der Sommergrundlast) - Geeignete Vor- und Rücklauftemperaturen (< 90 °C im Sommerhalbjahr)

1.10 Pfadabhängigkeit / Zukunftsfähigkeit (bezüglich Rechtsrahmenentwicklung)	Ermöglicht langfristige Absicherung gegen gesetzliche Verschärfungen, Bepreisung von CO_2, Brennstoffkostensteigerungen und rückläufige Wärmebedarfe.
1.11 Sektorkopplung	Großwärmespeicher (typischerweise 2.000 – 200.000 m³) ermöglichen die Kombination von KWK-Betriebsoptimierung, Power-to-Heat-Anwendungen (Großwärmepumpen, Elektrodenkessel) und eine saisonale Speicherung von Solarwärme.
1.12 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	- Keine Ressourcenbegrenzung und in Deutschland allerorts ausreichende Solarstrahlungssummen - I.d.R. Anteile von 5 – 15 % am Gesamtwärmebedarf, in Kombination mit Großwärmespeichern bis 50 %; ergänzende Wärmeerzeuger erforderlich
1.13 Flexibilisierung	Trägt entsprechend dem in 1.11 dargestellten Modell zur Flexibilisierung des Gesamtenergiesystems bei (strommarktgeführter Betrieb von KWK-Anlagen, durch Power-to-Heat-Anwendungen regelenergiefähig)
1.14 Brennstoffe: Preisentwicklung und Verfügbarkeit	Abhängigkeit von Preisentwicklung des/der Brennstoffe(s) und Verfügbarkeit des/der Brennstoffe(s): ☒ keine ☐ gering ☐ mittel ☐ groß
2. Individuelle Betrachtung am Standort Zeche Westerholt	
2.1 Gebiets-Zuordnung	Zuordnung zu Gebiets-Clustern der Zeche Westerholt (s. Plan im Anhang, dort bitte die Fläche konkret einzeichnen) ☒ Wohngebiet „Gartensiedlung" ☒ Wohngebiet „Meistersiedlung" ☒ Mischgebiet ☒ Gewerbegebiet ☒ Sondernutzung (Ladenflächen) Anmerkung: Zuordnung zu allen wärmenetzversorgten Gebieten
2.2 Fläche	Mögliche Flächenentwicklungen: - Freiflächen im Randbereich des geplanten Baugebiets (z.B. im Südosten) - Überbauung von Infrastrukturflächen (z.B. Fernwärmetrasse) - Dach- und Fassadenflächen von Gebäuden
2.3 Spezifischer Flächenbedarf & synergetische Nutzungen	Flächenbedarf: rund 0,005 $m^2/kWh_{th}/a$ Bezugsfläche: Freifläche oder Dachfläche von Gebäuden Synergetische Nutzung: Ökologische Ausgleichsfläche, Doppelnutzung von Infrastrukturflächen (z.B. Überdachung von Wegen), Nutzung von Dach- und Fassadenflächen
2.4 Betriebstemperatur	Voraussichtlich max. 80 °C Vorlauftemperatur

2.5 Leistungsgröße, Ertrag & Wirkungsgrad	Hypothese Sommerdeckung: 1,4 MW_{th} (2.000 m² Kollektorfläche), 1.000 MWh/a Hypothese saisonale Wärmespeicherung: 9,8 MW_{th} (14.000 m² Kollektorfläche), 4.000 MWh/a
2.6 Spezifische THG-Emissionen[2)]	Abgesehen von Hilfsenergie Strom (489 g CO_2/kWh_{el} in 2017 lt. UBA, ca. 1% vom Wärmeertrag) emissionsfrei. Inkl. Berücksichtigung der Vorkette betragen die spez. Emissionen CO_2-Äq. ca. 22 g/kWh_{th} (Umweltbundesamt 2017)
2.7 Genehmigungsfähigkeit	Entsprechend dem Genehmigungsverfahren für die erforderlichen Flächen
2.8 Betriebsaufwand	Geringer Betriebsaufwand und weitgehend wartungsfrei (z.B. halbjährlich Sichtprüfung auf Glasbruch, Prüfung des Wärmeträgers, Reinigung im Bedarfsfall)
2.9 Lebensdauer	25 Jahre
2.10 Investitionskosten	Rund 600 €/kW einschl. Planung, Genehmigung und Baunebenkosten (ohne Großwärmespeicher). (davon ca. 240 €/m^2 für das Kollektorfeld zzgl. Anbindung, Genehmigung und Planung)
2.11 Spezifische Wärmesystemkosten	*Die spezifischen Wärmesystemkosten (in €/kWh als Summe aus kapital-, verbrauchs- sowie betriebsgebundenen Kosten und Kosten für Instandhaltung) werden im Rahmen der Umsetzungskonzepte bestimmt.* - Rund 40 €/MWh netto, nach Förderung (ohne Berücksichtigung eines Großwärmespeichers) - Die Wärmegestehungskosten ergeben sich im Wesentlichen aus dem Kapitaldienst. - Betriebs- und Wartungskosten belaufen sich auf ca. 7 €/MWh
2.12 Förderung	Förderung durch das KfW-Programm „Erneuerbare Energien Premium" 271/281: - Solarwärmeanlagen, die ihre Wärme überwiegend einem Wärmenetz zuführen werden mit 40 % der Investitionskosten oder alternativ ertragsabhängig gefördert. - Weiter werden das Nahwärmenetz, die Hausübergabestationen und Wärmespeicher gefördert. - Zusätzlich können kumulierbare Landesförderprogramme genutzt werden.
2.13 Regionale Wertschöpfung	Eine regionale Wertschöpfung kann erfolgen durch: - sofern möglich die Verwendung regional gefertigter Anlagentechnik - die Vergabe von Leistungen in Verbindung mit Errichtung und Betrieb auf regionaler Ebene
2.14 Betreibermodelle	Entsprechend Betreibermodell für die gesamte Nahwärmeversorgung (z.B. Betrieb durch Versorger, Stadtwerk, Wohnungswirtschaftsunternehmen, Kommune, Genossenschaft)
2.15 Akzeptanz[3)]	1. Marktakzeptanz: mäßig, Technologie ist bisher wenig bekannt 2. Gesellschaftliche Akzeptanz: sehr hoch

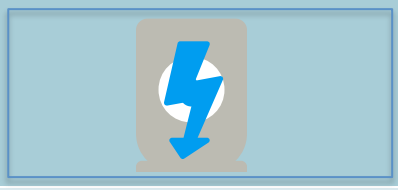
	3. Lokale Akzeptanz: mittel bis gut (i.d.R. Bedenken bez. Sicht auf Kollektorfeld)
2.16 Akteure	Kommune, potenzielle Betreiber der Wärmeversorgung, Wohnungsbauunternehmen, Öffentlichkeit
2.17 Ressourcenlimitierung / -konflikte / Trade-Offs	- Finanzieller Nutzen bei Gebäudeförderung (KfW) aufgrund eines guten Primärenergiefaktors bei der Wärmeversorgung (birgt andererseits Potenzial für Lock-in-Effekte durch Auslassung von Dämmung) - Konflikt Solarthermie / PV bei Flächennutzung - Konflikt bez. Flächenverfügbarkeit für EE-Energiegewinnung mit Stadtplanung - Konkurrenz zu dezentralen Lösungen

Technologie-Steckbrief Nr. 5

Elektrokessel, Elektrodenkessel

Hauptautor: Ramboll

Stand: Dez. 2019



Kategorie I (optional):	**Kategorie II (optional)**:
Kessel	Wärme, Sektorenkopplung

1. Allgemein

1.1 Kurzbeschreibung der Technologie (Wirkprinzip)	Elektro-/Elektrodenkessel dienen der Umwandlung von Strom in Wärme bei folgenden Anwendungen: - Aufnahme von (erneuerbarem) Überschussstrom - Nutzung von günstigem (erneuerbarem und fossilem) Strom - Teilnahme am Regelenergiemarkt Dabei kann sowohl Warm-/Heißwasser als auch Dampf erzeugt werden. **Elektrokessel**: Die Wärmeerzeugung erfolgt über eine Heizspirale, die im Regelfall als Rohrbündel ausgeführt ist. Der Stromanschluss ist üblicherweise in Niederspannung ausgeführt, ein Trafo kann daher erforderlich werden. **Elektrodenkessel**: Die Wärmeerzeugung erfolgt über die direkte Aufheizung des Wassers über Elektroden im Kessel. Das eingesetzte Wasser muss eine bestimmte Leitfähigkeit aufweisen (temperaturabhängig, sodass für schnelles Anfahren eine Warmhaltung notwendig ist). Ein Elektrodenkessel wird direkt über das Mittelspannungsnetz versorgt.
1.2 Energieträger	Strom
1.3 Entwicklungsstand[1)]	TRL 9 Der Betrieb von Elektro- und Elektrodenkesseln erfolgt bereits sowohl in Fernwärmenetzen als auch in Industriebetrieben kommerziell.
1.4 Erzielbares Temperaturniveau	Temperaturen bis mehrere hundert Grad Celsius realisierbar
1.5 Anwendungsbereiche	☒ zentral (gesamte Zeche) ☐ dezentral (Gebäudecluster) ☐ individuell (Gebäude) Angabe des Leistungsbereichs: Elektrokessel: ca. 100kW$_{th}$ – 15 MW$_{th}$ Elektrodenkessel: ca. 1 - 90 MW$_{th}$ *Ref.: Faktenblatt Power to Heat, Arbeitsgemeinschaft der hessischen Industrie- und Handelskammern; www.vapec.ch/elektrodenkessel/elektrodenkessel*
1.6 Skalierbarkeit (Übertragbarkeit auf andere Anwendungssysteme)	☒ Standardsystem mit wenigen individuellen Anpassungen ☐ Übertragbarkeit mit einigen Anpassungen möglich ☐ keine Übertragbarkeit möglich
1.7 Regelbarkeit (Teillastcharakteristik)	☒ annähernd gleichbleibende Performance in Teillast ☐ mehr als 10% reduzierte Performance in Teillast ☐ nicht teillastfähig

	Angabe Teillastbereich: Elektrokessel und Elektrodenkessel: 0 – 100% *Ref.: Analysis of the potential for Power-to-Heat/Cool applications to increase flexibility in the European electricity system until 2030, INSIGHT_E, www.parat.no/de/produkte/parat-ieh-hochspannung-elektrodenkessel*
1.8 Externe Einfluss-größen auf Leistung und Betrieb	Keine technischen Einflussgrößen (Ökonomische Einflussgrößen: Strompreis und Verbraucherabgaben wie EEG-Umlage oder Netznutzungsentgelte)
1.9 Systemvoraussetzungen	Wärmespeicher, erneuerbarer (CO_2-freier) Stromüberschuss im zugehörigen Stromnetzbereich (d.h. lokale EE-Überschüsse oder ausreichende Netzkapazitäten bei peripheren EE-Überschüssen), ausreichende elektrische Anschlusskapazitäten
1.10 Pfadabhängigkeit / Zukunftsfähigkeit (bezüglich Rechtsrahmenentwicklung)	Eine steigende erneuerbare Stromerzeugung wird in Zukunft vermehrt zur Erzeugung von Überschussstrom mit niedrigen bis zu negativen Strompreisen führen. Zudem wird auch zukünftig systembedingt die kontinuierliche Regulierung der Netzfrequenz notwendig sein, woraus der Regelenergiemarkt resultiert. Beide Faktoren ergeben potenzielle Anwendungsfälle für den Betrieb des Elektro-/Elektrodenkessels. Die heutigen Abgaben, Entgelte und Umlagen auf den Bezugsstrom führen jedoch zu einem im Regelfall unwirtschaftlichen Betrieb. Eine Änderung dieser Preispolitik würde zu höheren jährlichen Betriebsstunden führen. Um Lock-in-Effekte zu vermeiden, muss (regulatorisch) gewährleistet werden, dass tatsächlich erneuerbarer Überschussstrom in Wärme umgewandelt wird und nicht (kostengünstiger) Strom beispielsweise aus (Braunkohle-)Kraftwerken, welche nur weiterlaufen, da die Grenzkosten für ihre Abregelung teurer wäre (betrifft fossilen Fall 2 aus Nr. 1.1).
1.11 Sektorkopplung	Strom/Wärme
1.12 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	Bei Berücksichtigung einer positiven Wirtschaftlichkeit: geringe Verfügbarkeit, da nur wenige Betriebsstunden im Jahr der negative Strombezugspreis die hohen Verbraucherabgaben kompensieren kann. Ohne Berücksichtigung der Wirtschaftlichkeit: hohe Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit, da sicherer Strombezug über das Netz gegeben ist. Elektro-/Elektrodenkessel z.B. als Redundanz-/Spitzenlastversorgung einsetzbar. Dabei muss jedoch die max. Netz- und Erzeugungskapazität berücksichtigt werden, da es sonst zu Engpässen (insbesondere im Winter) kommen kann.
1.13 Flexibilisierung	In Kombination mit einem Wärmespeicher kann (Überschuss-)strom zeitlich entkoppelt zur Wärmeversorgung genutzt werden (s. auch Steckbrief zum Wärmespeicher). Ohne Speicher ist eine flexible Nutzung nur in Kombination mit anderen Erzeugungseinheiten (Hybridkonzept, basierend auf anderen Brennstoffen) möglich.
1.14 Brennstoffe: Preisentwicklung und Verfügbarkeit	Abhängigkeit von Preisentwicklung des/der Brennstoffe(s) und Verfügbarkeit des/der Brennstoffe(s): ☐ gering ☐ mittel ☒ groß

2. Individuelle Betrachtung am Standort Zeche Westerholt	
2.1 Gebiets-Zuordnung	Zuordnung zu Gebiets-Clustern der Zeche Westerholt (s. Plan) ☐ Wohngebiet „Gartensiedlung" ☐ Wohngebiet „Meistersiedlung" ☐ Mischgebiet ☒ Gewerbegebiet ☐ Sondernutzung (Ladenflächen)
2.2 Fläche	Ein Elektro-/Elektrodenkessel würde vermutlich zentral mit der neuen Energiezentrale verbaut. Ein Standort wird im Rahmen der Gesamtkonzeptionierung identifiziert. Bei einer Leistung von bis zu 5 MW wird eine Aufstellfläche von ca. 5 m^2 zzgl. Abstandsflächen für die Zugänglichkeit benötigt. (Elektrodenkessel am Bsp. des Herstellers Parat)
2.3 Spezifischer Flächenbedarf & synergetische Nutzungen	Flächenbedarf: ca. 0,7 $m^2/MWh_{th}/a$ (bei bis zu 5 MW Kesselleistung, am Bsp. des Elektrodenkessel-Herstellers Parat) Bezugsfläche: Grundfläche Synergetische Nutzung: keine
2.4 Betriebstemperatur	Flexibel bis über 100°C, den Anforderungen des Gesamtkonzeptes angepasst
2.5 Leistungsgröße, Ertrag & Wirkungsgrad	Realisierbare Leistungsgröße: noch offen, Dimensionierung anhand zu prüfender Überschussstromleistungen. Realisierbare Jahresarbeit: noch offen (ca. 100 - 200 Volllaststunden pro Jahr erwartet). Hoher Jahresnutzungsgrad: 99%, allerdings hoher Grad an Exergievernichtung bei der Umwandlung von Strom (100% Exergie) in Wärme (insbesondere bei Nutzung für Niedertemperaturwärme für z.B. Raumheizung, Exergiegehalt ca. 7%)
2.6 Spezifische THG-Emissionen[2)]	Bei Nutzung von erneuerbarem Strom: 0 kg/kWh_{th} Bei Nutzung Strom-Mix (489 g CO_2/kWh_{el} in 2017, Quelle: UBA): 494 g CO_2/kWh_{th}
2.7 Genehmigungsfähigkeit	Keine Genehmigung nach BImSchG erforderlich, da keine Feuerung Zu beachten: Baugenehmigung, Erlaubnis nach § 13 Betriebssicherheitsverordnung, Brandschutz, Schallschutz, Netzrückwirkungen… *Ref.:* *Faktenblatt Power to Heat, Arbeitsgemeinschaft der hessischen Industrie- und Handelskammern.* *Flexibilisierung der Betriebsweise von Heizkraftwerken durch Wärmespeicher und Elektrokessel, enpros systems GmbH*
2.8 Betriebsaufwand	Jährliche Wartungs- und Instandhaltungskosten von ca. Elektrodenkessel: 1 - 2% der Investitionskosten (wartungsintensiver als Elektrokessel) *Ref.: Analysis of the potential for Power-to-Heat/Cool applications to increase flexibility in the European electricity system until 2030, INSIGHT_E* Elektrokessel: beaufsichtigungsfreier Betrieb, wenig Verschleißteile *Ref.: Power-to-Heat–Umsetzung in Deutschland und Potenziale in Hamburg, HanseWerk*

2.9 Lebensdauer	Elektrokessel: 20 Jahre Elektrodenkessel: 20 Jahre *Ref.: Analysis of the potential for Power-to-Heat/Cool applications to increase flexibility in the European electricity system until 2030, INSIGHT_E* bzw. bis zu 50 Jahre *Ref.: www.vapec.ch/elektrodenkessel/elektrodenkessel*
2.10 Investitionskosten	Elektrodenkessel 1 – 5 MW: ca. 130-160 EUR/kW zzgl. Anschluss Mittelspannung *Ref.: Analysis of the potential for Power-to-Heat/Cool applications to increase flexibility in the European electricity system until 2030, INSIGHT_E* Elektrokessel: etwas geringer als Elektrodenkessel.
2.11 Spezifische Wärmesystemkosten	*Die spezifischen Wärmesystemkosten (in €/kWh als Summe aus kapital-, verbrauchs- sowie betriebsgebundenen Kosten und Kosten für Instandhaltung) werden im Rahmen der Umsetzungskonzepte bestimmt.* Spezifische Kosten pro Kilowattstunde Wärme, berechnet nach VDI 2067 1) Kapitalgebunden: ## €/kWh 2) Verbrauchsgebunden: ## €/kWh 3) Betriebsgebunden: ## €/kWh 4) Instandhaltung: ## €/kWh Wärmegestehungskosten (Summe): ## €/kWh
2.12 Förderung	Förderung durch KWKG im Rahmen von iKWK-Projekten (Teilnahme am Ausschreibungsverfahren mit ≥ 1 MW_{el} KWK-Leistung). Die Leistung des Elektrokessels muss dabei mind. 30% der KWK-Wärmeleistung betragen. Mittlerer Zuschlagswert in der Ausschreibungsrunde Sommer 2018 betrug laut Bundesnetzagentur 10,27 ct/$kWh_{el,KWK}$
2.13 Regionale Wertschöpfung	Soweit vorhanden, bessere Ausnutzung erneuerbaren (Überschuss-)Stroms im zugehörigen Netzbereich.
2.14 Betreibermodelle	In Verbindung mit Betrieb des Gesamtkonzeptes. Sowohl im Contracting als auch durch eine Genossenschaft möglich. Der Betrieb des Elektro-/Elektrodenkessels richtet sich insbesondere nach dem Preis an der Strombörse sowie ggf. nach Regelenergiebedarfen.
2.15 Akzeptanz[3)]	1. Marktakzeptanz: Einige Anlagen sind bereits in Betrieb. Da jedoch die Wirtschaftlichkeit aufgrund der Verbraucherabgaben auf den Strom aktuell im Regelfall nicht gegeben ist, ist die Wärmeerzeugung nicht planbar und dient dem System lediglich als Back-up. Daher tendenziell geringe Marktakzeptanz. 2. Gesellschaftliche Akzeptanz: Das Image der direktelektrischen Wärmeerzeugung (ohne Wärmepumpen) ist tendenziell schlecht. Ob in der breiten Masse der Gesellschaft das Prinzip der Nutzung von Überschussstrom erfasst und demnach akzeptiert wird, ist fraglich. Durch Aufklärung und durch geeignete Rahmenbedingungen (wie z.B. massivem Ausbau von erneuerbaren Stromquellen) kann möglicherweise eine höhere Akzeptanz geschaffen werden. 3. Lokale Akzeptanz: s. gesellschaftliche Akzeptanz. Keine weiteren Konflikte erwartet.

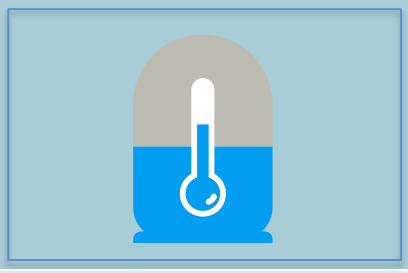
2.16 Akteure	Stromnetzbetreiber
2.17 Ressourcenlimitierung / -konflikte / Trade-Offs	Entwicklung des erneuerbaren Überschussstroms im entsprechenden Netzbereich.

Technologie-Steckbrief Nr. 6

Wärmespeicher (Schichtenspeicher)

Hauptautor: Ramboll

Stand: Dez. 2019



Kategorie I (optional):	**Kategorie II (optional)**:
Speicher	Wärme, Sektorenkopplung

1. Allgemein	
1.1 Kurzbeschreibung der Technologie (Wirkprinzip)	Es handelt sich um einen stehenden, zylindrischen Behälter mit Anschlüssen oben (warm) und unten (kalt). Spezielle „Diffusoren“ an den Anschlüssen sorgen für minimale Turbulenzbildung beim Be- und Entladen. I.d.R. erfolgt die Ausführung für Speichertemperaturen <100°C über drucklose Behälter. Oftmals übernimmt der Speicher auch eine Druckhaltefunktion für das angeschlossene Wärmenetz - vorausgesetzt der statische Druck im Speicher liegt oberhalb des Druckniveaus im Netz oder es handelt sich um einen druckbehafteten Speicher. Andernfalls sind Speicher und Netz hydraulisch voneinander getrennt.
1.2 Energieträger	Wasser (Speichermedium)
1.3 Entwicklungsstand[1)]	TRL9 (Ausgereifte Technologie mit kommerziellem Einsatz)
1.4 Erzielbares Temperaturniveau	Das gleiche wie das Temperaturniveau der Einspeisung (drucklos max. 100°C)
1.5 Anwendungsbereiche	☒ zentral (gesamte Zeche) ☐ dezentral (Gebäudecluster) ☐ individuell (Gebäude) Angabe des Leistungsbereichs: >10 kW_{th}
1.6 Skalierbarkeit (Übertragbarkeit auf andere Anwendungssysteme)	☒ Standardsystem mit wenigen individuellen Anpassungen ☐ Übertragbarkeit mit einigen Anpassungen möglich ☐ keine Übertragbarkeit möglich
1.7 Regelbarkeit (Teillastcharakteristik)	☒ annähernd gleichbleibende Performance in Teillast ☐ mehr als 10% reduzierte Performance in Teillast ☐ nicht teillastfähig Angabe Teillastbereich: Dimensionierung der Stutzen flexibel
1.8 Externe Einflussgrößen auf Leistung und Betrieb	Speicherkapazität und max. Lade- bzw. Entladeleistung sind proportional zur Temperaturspreizung des angeschlossenen Wärmenetzes Wärmeverluste von im Außenbereich aufgestellten Speichern sind in gewissem Umfang außentemperaturabhängig.
1.9 Systemvoraussetzungen	Vorhandensein von Wärmeerzeugung in Form von Warm-/Heißwasser; ausreichender Platzbedarf (insbesondere in der Höhe) und ausreichende

	Statik (Fundament). Die Parameter des Wärmenetzes (Druck, Temperatur) entscheiden im Wesentlichen über den Speichertyp (atmosphärisch oder druckbehaftet).
1.10 Pfadabhängigkeit / Zukunftsfähigkeit (bezüglich Rechtsrahmenentwicklung)	Uneingeschränkt zukunftsfähig
1.11 Sektorkopplung	Ermöglicht stromgeführten Betrieb eines BHKWs und Lastmanagement bei PtH-Anwendungen; Ausgleich von unterschiedlichen Lastverläufen im Wärme- bzw. Kältenetz
1.12 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	Hohe Verfügbarkeit, geringes Ausfallrisiko des Speichers selber Der Speicher wiederum erhöht die Verfügbarkeit und Versorgungssicherheit von angeschlossenen Wärmeerzeugern (z.B. BHKW) bzw. Energieträgern (z.B. solare Wärme).
1.13 Flexibilisierung	Dient der Flexibilisierung von erzeugter Wärme. Eine zeitliche Entkopplung von Strom- und Wärmenutzung von KWK- oder PtH-Anlagen ist dadurch möglich.
1.14 Brennstoffe: Preisentwicklung und Verfügbarkeit	Abhängigkeit von Preisentwicklung des/der Brennstoffe(s) und Verfügbarkeit des/der Brennstoffe(s): ☒ geringe/keine ☐ mittel ☐ groß
2. Individuelle Betrachtung am Standort Zeche Westerholt	
2.1 Gebiets-Zuordnung	Zuordnung zu Gebiets-Clustern der Zeche Westerholt (s. Plan im Anhang, dort bitte die Fläche konkret einzeichnen) ☐ Wohngebiet „Gartensiedlung" ☐ Wohngebiet „Meistersiedlung" ☐ Mischgebiet ☒ Gewerbegebiet (Möglichkeiten der Aufstellung: im Schacht 3, am neuen Heizwerk (Standort offen), mittig in einem Parkhaus (Parkhaus geplant?) ☐ Sondernutzung (Ladenflächen)
2.2 Fläche	Typischerweise Freiluftaufstellung in der Nähe der Erzeugungsanlage (Wärmezentrale oder ähnliches; s.a. unter Nr. 2.1)
2.3 Spezifischer Flächenbedarf & synergetische Nutzungen	Grundfläche ergibt sich aus dem erforderlichen Speichervolumen (siehe 2.5) und einem bestimmten Durchmesser/Höhe-Verhältnis (sollte nicht größer als ca. 1/3 sein, *Ref.: F.W. Rørteknik A/S*) sowie aus einer maximalen Strömungsgeschwindigkeit im Schichtenspeicher von unter 10 m/h. Das Volumen ist abhängig von dem gewählten Gesamtkonzept und den Verbrauchern und daraus resultierenden Lastprofil. Ggf. synergetische Nutzung des Schachtes 3, wo andere Nutzungsformen (als Gebäude) schwierig erscheinen.
2.4 Betriebstemperatur	Die gleiche wie das Nahwärmenetz (≤ 70°C) Bei Bedarf auch Entnahme von weiteren (niedrigeren) Temperaturstufen aus den unteren Bereichen des Speichers möglich.

2.5 Leistungsgröße, Ertrag & Wirkungsgrad	Die Auslegung der Speicherkapazität wird abhängig vom jeweiligen Gesamtkonzept auf Basis des spezifischen Lastprofils des Zechengeländes erfolgen und hängt des Weiteren vom gewählten Speichertyp ab (Ausgleich von Tagesschwankungen oder saisonal). Das Speichervolumen wird daher konzeptspezifisch in den Simulationen ermittelt. Speicher-Jahreswirkungsgrad: Ca. 90%
2.6 Spezifische THG-Emissionen[2)]	Keine, aber ggf. indirekt durch zusätzlichen Energiebedarf aufgrund von Wärmeverlusten (abhängig von Art der Wärmeerzeugung)
2.7 Genehmigungsfähigkeit	Berücksichtigung der Anforderungen des Bauamts bzgl. Statik sowie Höhe und Abstandsflächen zu angrenzenden Nutzungen
2.8 Betriebsaufwand	gering
2.9 Lebensdauer	>20 Jahre
2.10 Investitionskosten	Abhängig von gewähltem Speichertyp und Speichervolumen. Für oberirdische Tankspeicher (atmosphärisch) ca. 600 €/m^3 bei einem Speichervolumen von bis zu ca. 1 000 m^3.
2.11 Spezifische Wärmesystemkosten	*Die spezifischen Wärmesystemkosten (in €/kWh als Summe aus kapital-, verbrauchs- sowie betriebsgebundenen Kosten und Kosten für Instandhaltung) werden im Rahmen der Umsetzungskonzepte bestimmt.* Spezifische Kosten pro Kilowattstunde Wärme, berechnet nach VDI 2067 1) Kapitalgebunden: ## €/kWh 2) Verbrauchsgebunden: ## €/kWh 3) Betriebsgebunden: ## €/kWh 4) Instandhaltung: ## €/kWh Wärmegestehungskosten (Summe): ## €/kWh
2.12 Förderung	KWKG: Förderung von Wärme-/Kältespeichern (hier: > 50 m^3) - 250 €/m^3 Wasseräquivalent, max. 30% der Investitionen bzw. max. 10 Mio. € Voraussetzungen: - mind. 50% KWK-Anteil oder 25 % KWK-Anteil + 25% aus erneuerbaren Energien oder Abwärme. - Wärmeverlust max. 15 W/m^2 Behälteroberfläche Die Fortführung des KWKG nach 2022 ist noch ungewiss. KfW Erneuerbare Energien „Premium“: Förderung von Wärmespeichern > 10 m^3 - 250 €/m^3 Wasseräquivalent, max. 30% der Investitionen bzw. max. 10 Mio. Voraussetzungen: - Speicherkapazität bei voller Beladung muss mind. 15 % des täglichen Wärmebedarfes der angeschlossenen Verbraucher betragen - Jährlicher Wärmeverlust max. 10% der entnommenen Wärmemenge
2.13 Regionale Wertschöpfung	Keine nennenswerte regionale Wertschöpfung (außer Installation und Betrieb durch regionales Personal)

2.14 Betreibermodelle	Betrieb im Zusammenhang mit der Erzeugungsanlage und des Nahwärmenetzes. Z.B. über einen fremden Contractor als auch über eine eigens gegründete Genossenschaft (geführt durch Verbraucher).
2.15 Akzeptanz[3)]	1. **Marktakzeptanz:** Die Installation von Wärmespeichern in Tankausführung erfolgt insbes. in Nah-/Fernwärmenetzen durch Wärmeversorger, z.B. Stadtwerke. Die Vorteile, die sich daraus ergeben, insbesondere durch die Flexibilisierung der Erzeugung, sowie die Anzahl der umgesetzten Speicherprojekte deuten auf eine hohe Marktakzeptanz. 2. **Gesellschaftliche Akzeptanz:** Speicher sind gesellschaftlich wenig im Fokus. Sie sind Bestandteil des Nah-/Fernwärmebetriebs, der (abhängig von z.B. eingesetzter Primärenergie und Betreibermodell, s. Steckbrief zur Fernwärme) überwiegend eine hohe Akzeptanz in der Gesellschaft hat. 3. **Lokale Akzeptanz:** Da dem Verbraucher nicht zwangsläufig Zweck und Vorteile von Wärmespeichern bekannt sind, könnte sich Widerstand aufgrund der Baugröße (Volumen und Höhe) ergeben. Es ist ein geeigneter Standort für den Speicher zu finden, der z.B. durch die Integration in öffentliche Bauwerke (Schacht 3, Parkhaus) nicht das Gesamtbild des Zechengeländes stört. Ferner könnten sich sinnstiftende Kombinationen wie ein sichtbarer Speicher im ehemaligen Schacht 3 als Symbol für die Energiewende, ggf. gerahmt durch Attraktionen wie ein Café auf dem Speicher (Beispiele: Energiebunker Hamburg, Speicher Heidelberg (aktuell im Bau)), akzeptanzfördernd auswirken.
2.16 Akteure	Betreiber der Wärmeerzeugung, an den Speicher angrenzende Nutzer, Bauamt, Speicherhersteller
2.17 Ressourcenlimitierung / -konflikte / Trade-Offs	keine

Technologie-Steckbrief Nr. 7

Thermo-Chemisches Netzwerk

Hauptautor: H-DisNet / Watergy

Stand: Dez. 2019

Kategorie I (optional):	**Kategorie II (optional)**:
Infrastruktur	Wärme, Kälte, Befeuchtung, Entfeuchtung

1. Allgemein

1.1 Kurzbeschreibung der Technologie (Wirkprinzip)	Mit Hilfe von niedrig temperierter Wärme im Bereich 20-60° (Abwärme, solarthermisch, geothermisch) wird durch Wasserverdunstung aus einer Salzlösung ein Solekonzentrat bereitgestellt. Dieses kann ohne Wärmeverluste gespeichert und transportiert werden. Das thermo-chemische Potenzial des Konzentrats wird bei Aufnahme von Wasserdampf aus Luft in Form von Absorptionswärme wieder frei. Die Wärme kann zum Heizen, als Prozessenergie oder zur Abführung von Wärme in Kühlprozessen verwendet werden. Wärme kann zudem im Thermo-Chemischen Fluid gespeichert und zeit- oder raumversetzt wieder abgegeben werden. Als primäre Funktion auf der Anwenderseite ermöglicht das Konzept eine **Befeuchtung** oder **Entfeuchtung** von Luft. Bei der Entfeuchtung wird Wärme frei. Im **Heizfall** kann die Wärme entweder direkt an die Raumluft abgegeben werden. Alternativ besteht die Möglichkeit der Abführung und Speicherung von Wärme über die Sole bei Wärmeüberangebot und Rückführung bei Wärmebedarf. Im **Kühlfall** kann Wärme über die Sole abgeführt werden und z.B. über Nacht an die Umgebung abgegeben werden. Bei der gezielten Temperatur- und Feuchteregulierung kann bei einer wesentlich erhöhten Taupunkttemperatur gekühlt werden.
1.2 Energieträger	Energieträger ist eine hochkonzentrierte Salzlösung. Am besten für Massenanwendungen geeignet ist ein $MgCl_2$-Wasser-Gemisch. Hilfsenergie ist die niedrig temperierte Wärme, die bei der Soleregeneration aufgewendet wird.
1.3 Entwicklungsstand[1)]	Demonstration: TRL 5 - Funktionsnachweis in anwendungsrelevanter Umgebung: Theoretisch wurde das Prinzip in der ersten Hälfte des 20. Jahrhunderts erschlossen. Es gibt heute einzelne Anwender, z.B. Fa. Menerga oder Advantix mit insgesamt noch geringer Bedeutung am Markt. Das Prinzip komplexer Netzwerke ist neu und wird erstmalig im EU H2020 Projekt H-DisNet untersucht.
1.4 Erzielbares Temperaturniveau	Wenige °C (2-10 K) Temperaturanhebung im Vergleich zur Eingangslufttemperatur oder Eingangssoletemperatur
1.5 Anwendungsbereiche	☒ zentral (gesamte Zeche) ☒ dezentral (Gebäudecluster) ☐ individuell (Gebäude) Angabe des Leistungsbereichs: 50 kW_{th} bis mehrere MW_{th}
1.6 Skalierbarkeit (Übertragbarkeit auf andere Anwendungssysteme)	☐ Standardsystem mit wenigen individuellen Anpassungen ☒ Übertragbarkeit mit einigen Anpassungen möglich ☐ keine Übertragbarkeit möglich

1.7 Regelbarkeit (Teillastcharakteristik)	☒ annähernd gleichbleibende Performance in Teillast ☐ mehr als 10% reduzierte Performance in Teillast ☐ nicht teillastfähig Angabe Teillastbereich: 5 bis 100 % (Heizung bis ca. 50%, Kühlung bis ca. 90% in Zusammenwirken mit adiabater Abluftkühlung)
1.8 Externe Einfluss-größen auf Leistung und Betrieb	Die Regeneration ist von Außenlufttemperatur und -feuchte abhängig. Durch den niedrigen Feuchtegehalt von kalter Außenluft im Winter kann $MgCl_2$-Lösung bereits bei Temperaturen von 20-30°C regeneriert werden. Im Sommer werden eher 30-60°C benötigt, wiederum abhängig von der jeweiligen Außenluftfeuchte. Beitrag zur Beheizung ist von der Nutzung abhängig: Hohe Leistung bei hohen Nutzerdichten pro Fläche und bei Räumen mit hohen Feuchtelasten (z.B. Küchen, Sporträume). Heizen in Kombination mit Niedrigtemperaturwärme bei Vorlauf von etwa 35-40° C, in Kombination mit „Feuchtluft Solarkollektor“ wird ein modifiziertes Luft-Wärmepumpensystem verwendet. Das thermo-chemische Potenzial kann bei niedrigen Eingangstemperaturen auch auf einem wesentlich höheren Temperaturniveau genutzt werden, etwa kann Abluft aus einer Trocknungsanlage von 70°C auf 75°C erhöht, und als getrocknete und erwärmte Luft wieder in den Trocknungsprozess zurückgegeben werden.
1.9 Systemvoraussetzungen	Im Wesentlichen wird für ein thermo-chemisches Netzwerk ein Zweileiterrohr aus korrosionsfreiem Material (insb. Kunststoff) benötigt. Da keine sensible Wärme transportiert wird, kann auf Isolation der Rohre verzichtet werden, was zu wesentlich kleineren Rohrvolumina führt. Die höhere Energiedichte im Vergleich zu Wärmenetzen führt zudem zu kleineren Rohrquerschnitten bei gleicher Energiedichte. Neben rohrgebundenen Netzen ist auch der Transport etwa mit Binnenschiffen möglich. Zur Verhinderung von Salzausträgen in die Umwelt müssen sensorische Messverfahren zur gezielten Auffindung von Leckagen eingesetzt werden. $MgCl_2$ wird auch als Streusalz eingesetzt. Eine Einbringung in die Umwelt ist in der Praxis somit üblich, muss aber mengenmäßig dringend kontrollierbar bleiben.
1.10 Pfadabhängigkeit / Zukunftsfähigkeit (bezüglich Rechtsrahmenentwicklung)	Die Zukunftsfähigkeit ergibt sich in erster Linie aus der Verwertbarkeit vorhandener Abwärmequellen insbesondere auch im Niedertemperaturbereich (25 bis 60°C). Sowohl die Erschließung von Abwärmequellen als auch die Konversion von Wärmenetzen in Richtung Niedertemperatur (LowEx) sind wichtige Maßnahmen im Transformationsprozess von Wärmenetzen. Der Betrieb kann durch Wärmenetzbetreiber oder bei großen Objekten durch den Objektbetreiber erfolgen. Durch den Fokus auf Luftfeuchtemanagement und Raumluftqualität kann die Technik eine Abrechnung als „Temperatur/Feuchte Flatrate“ anstelle des Verkaufs von Energieäquivalenten ermöglichen (man zahlt eine Dienstleistung, z.B. eine bestimmte Raumtemperatur anstelle von kWh). Dies fördert die Investitionsbereitschaft der Netzbetreiber. Netze auf Basis von Schiffstransport oder Mikronetze direkt an Abwärmequellen oder entlang des Fernwärmerücklaufs als Wärmequelle sind kurzfristig realisierbar. Komplette Netzwerke müssen aus diesen einfachen Anwendungen langfristig erwachsen. Sie können parallel zu Wärmenetzen, z.B. bei Neuplanung oder Renovierung von Leitungen aufgebaut werden oder auch als Stand-Alone-Netz mit Bereitstellung von zusätzlicher Energie aus dem Strom- oder Gasnetz oder durch solare Inselösungen.

1.11 Sektorkopplung	Einerseits kann erforderlicher Pumpstrom flexibel eingesetzt werden, um Solekonzentrat von einem zentralen zu dezentralen Solespeichern auf der Anwenderseite zu transportieren. Zudem kann in Zusammenwirkung mit Wärmepumpen flexibel Strom zur Bevorratung von Kälte oder Wärme eingesetzt werden. Die Sole erhöht dabei den Wirkungsgrad der Wärmepumpe, da höhere Wärmemengen bei gleichem Stromeinsatz erzeugt werden. Dies ist der Fall etwa bei der Entfeuchtung von Zuluft (Verringerung der Temperaturamplitude durch Erhöhung der Taupunkttemperatur von ~6 auf ~16°C)[5] in Kühlanwendungen oder bei der Nutzung von Feuchtluftkollektoren, die durch Konversion von solarer Strahlungsenergie in latente Wärme den Kollektorwirkungsgrad erhöhen. Abluft als Anergiequelle von Wärmepumpen enthält ebenfalls latente Wärmeanteile, die mit verbesserten Leistungszahlen der WP erschlossen werden können. Gebäude mit hohen Feuchtequellen (hohe Nutzerdichten, Küchen, Bäder, Gewächshäuser etc.) sind hierbei besonders interessant.
1.12 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	Abwärme der Industrie unterliegt eher kurzzeitigen Schwankungen in Temperatur und zeitlichem Auftreten, welche durch Solespeicher gut abgepuffert werden können. Saisonale Speichereffekte können bei der Versorgung eines Gebäudes verwendet werden, bei dem ein Luftkollektor im Sommer Warmluft zur Soleregeneration bereitstellt, während im Winter feuchte Luft, etwa zum optimierten Betrieb einer Wärmepumpe über den gleichen Kollektor erzeugt wird. Im Vergleich zu einem thermisch beladenen Speicher mit 30-90°C Amplitude kann das saisonale Speichervolumen auf etwa ein Drittel reduziert werden.
1.13 Flexibilisierung	Durch Hinzufügen einer neuen Komponente werden vorhandene Netzkomponenten (Speicher, Leitungsnetz) ergänzt. Diese können dann entweder entsprechend kleiner dimensioniert werden oder steigende Wärmenachfragen besser bedienen oder können mit geringerer Vorlauftemperatur und somit mit geringeren Wärmeverlusten betrieben werden. Der effektivere Einsatz von Wärmepumpen ermöglicht eine verringerte Belastung des Stromnetzes. Speicher können zudem gleichzeitig mit thermochemischem und thermischem Potenzial beladen werden, also mit konzentrierter Sole (Latentwärme), die zusätzlich auch erwärmt bzw. abgekühlt werden kann (sensible Wärme).
1.14 Brennstoffe: Preisentwicklung und Verfügbarkeit	Abhängigkeit von Preisentwicklung des/der Brennstoffe(s) und Verfügbarkeit des/der Brennstoffe(s): ☒ gering ☐ mittel ☐ groß
2. Individuelle Betrachtung am Standort Zeche Westerholt	
2.1 Gebiets-Zuordnung	Zuordnung zu Gebiets-Clustern der Zeche Westerholt (s. Plan im Anhang, dort bitte die Fläche konkret einzeichnen) ☒ Wohngebiet „Gartensiedlung" ☒ Wohngebiet „Meistersiedlung" ☒ Mischgebiet

[5] Bei Kondensation an einer kalten Oberfläche oder in Kontakt mit Kühlwasser muss erst auf die Taupunkttemperatur gekühlt werden, um Kondensation zu ermöglichen. Die frei werdende Phasenwechselwärme muss bei dieser Temperatur abgeführt werden. Mit Sole kann auch bei wesentlich höheren Temperaturen entfeuchtet werden (z.B. bei Raumtemperatur). Gekühlt werden muss also nur in dem Ausmaß, wie Kälte zur gewünschten Temperaturabsenkung benötigt wird, also z.B. auf 16°C, um Luft von 30 auf 20°C abzukühlen.

	☒ Gewerbegebiet ☒ Sondernutzung (Ladenflächen)
2.2 Fläche	Einsatz kann vollflächig erfolgen. Verortung der Regenerationseinheit(en) ist abhängig vom gesamten Energiekonzept und ggf. auch zusätzlich von (noch unbekannten) Wärmequellen aus gewerblicher Abwärme.
2.3 Spezifischer Flächenbedarf & synergetische Nutzungen	Flächenbedarf: i.d.R. bezogen auf eine Kilowattstunde thermisch, bei reiner Stromerzeugung elektrisch $m^2/kWh_{th}/a$:: Vernachlässigbarer Flächenbedarf für Standorte der Umwandlungsaggregate (<100 m²). Flächenbedarf für (zentralen) Solespeicher (thermo-chemischer Pufferspeicherung) 20-200 m² / 20-500 m³ (ist abhängig von Charakteristik periodisch fluktuierender Abwärmequellen). Es ergibt sich hiermit eine Speicherkapazität für niedertemperierte Abwärme von rund 4-100 MWh Beim Einsatz von fassadenintegrierten Feuchtluft-Solarkollektoren (Fassadengewächshaus oder hybride PV/Thermie-Kollektoren): Zur Ermittlung eines Flächenpotenzials müsste eine Sonnenstandsanalyse der Bebauung auf Grundlage der Gebäudeorientierung und der vorgesehenen Bebauungshöhen erfolgen. Raumbedarf in Gebäuden durch Absorbervolumina und Luftleittechnik Bei kombinierter thermischer und thermochemischer Speicherung auf Nutzerseite: Bei Raumhöhe von 3m Flächenbedarf 0,5 m² pro MWh. Ist kombinierbar mit 0,3 MWh thermischer Speicherkapazität Synergetische Nutzung: - Eine PV-Anlage kann auf der Rückseite als Feuchtluft-Solarkollektor genutzt werden. Durch den kühlenden Effekt erhöht sich die elektrische Leistung der PV-Anlage. - Der Fernwärmerücklauf kann bei Temperaturen von 20-40°C zur Soleregeneration genutzt werden. Bei Abkühlung des FW-Rücklaufs und niedrigerer Kollektorvorlauftemperaturen kann der Wirkungsgrad etwa der Solarthermie durch niedrigere mittlere Kollektortemperaturen entsprechend erhöht werden. - Mögliche Nutzung von Feuchtluft-Kollektoren als Gewächshausanlage auf Altlastenfläche. Hierdurch auch Kontrolle des Wassereintrags auf die Flächen durch Regenwasserspeicherung und Bodenregenerierung durch schnellwachsende Pflanzen (energetischer Biomassenertrag ist allerdings unerheblich) - Gewächshäuser ermöglichen die Verwendung von vorgereinigtem Grauwasser für die Bewässerung. Ein Energietransfer im Winter wird über erwärmte und feuchte Luft an die Absorbereinheit im Gebäude und somit an das Gebäudeenergiesystem ermöglicht. Im Sommer erfolgt aufgrund der Verdunstung von Wasser im Gewächshaus eine Fassadenkühlung mit stadtklimatischem Effekt, da sich Fassaden nur noch unwesentlich erwärmen und die solare Strahlung als latente Wärme abgeführt wird.
2.4 Betriebstemperatur	Kaltnetz ≥ Umgebungstemperatur bzw. Bodentemperatur bei Leitungsnetz
2.5 Leistungsgröße, Ertrag & Wirkungsgrad	Die Energiedichte des thermochemisches Fluids errechnet sich durch die Aufnahme von 300 l Wasserdampf in 700 Liter Konzentrat bei Phasenwechselwärme von 0,68 kWh/Liter Wasser auf rund 0,2 MWh / m³ Sol-

	evolumen (verdünnte Lösung). Der Wert ändert sich bei unterschiedlichen Betriebsbedingungen. Bei der Konversion von zuvor ungenutzter Niedrigtemperaturabwärme wird nur der Pumpenstrom berechnet. 1 m³ Sole stellt also 0,2 MWh bereit, bei eingesetztem Pumpenstrom von ca. 0,02 MW. Die Leistungszahl beträgt in diesem Fall 10. Die Leistungsdichte des Konzentrats (Aufnahmekapazität von 500 l Wasser in 1000 l Konzentrat = 0,34 MWh/m^3 Konzentrat) entspricht auch dem Jahresvolumen bei saisonaler Speicherung. Bei kontinuierlicher zweitägiger Be- und Entladung eines Speichers entspricht dies 90 Nutzungszyklen, also einer Jahresspeicherleistung von bis zu 30 MWh/m³. Die tatsächliche Speicherleistung ist von den Zyklen der Verfügbarkeit der Abwärme abhängig.
2.6 Spezifische THG-Emissionen[2)]	ohne graue Energie, Angabe der CO2-Äquivalente (soweit möglich) in kg/kWh_{th} Bei Verwendung von Abwärme ist nur der Pumpenstrom im Netz sowie im Gebäude (Heizungspumpe und Ventilatoren) relevant. Hier muss aber die Systemgrenze definiert werden (Berechnung inklusiv Heizungspumpe, exklusiv Ventilation). Beim Stromverbrauch ($PEF_{Strom,ne}$ = 1,8) ist dann noch der angenommene Primärenergiefaktor zu ermitteln. Bei Verwendung von Solarenergie und Abwärme (PEF_{ne} = 0) zur Soleregeneration wird ein Primärenergieverbrauch im gesamten Netz ausschließlich durch die Pumpenergie (1-3% Pumpstromanteil) gebildet. (1,8 * 0,01-0,03 = 0,018 – 0,054). Bei Verwendung von Wärme aus dem Fernwärmerücklauf ist die Wärmequelle des Netzes zu berücksichtigen. Es kann auch von PEF_{ne} = 0 ausgegangen werden, wenn etwa der FW-Rücklauf ohnehin für den optimierten Betrieb der Kondensatoreinheit einer Dampfturbine vorgekühlt wird.
2.7 Genehmigungsfähigkeit	Das verwendete Salz ist nicht toxisch. $MgCl_2$ ist Bestandteil von Meerwasser (~1kg/m³). Der potenzielle Eintrag von Salz in das Erdreich kann dennoch zu Genehmigungsauflagen führen. Sensorik zur Verortung von Leckagen oder die Verwendung von ummantelten Rohren können beispielsweise vorgeschrieben werden.
2.8 Betriebsaufwand	Solenetze und die Anlagenteile, in denen Kontakt mit Sole besteht (Speicherummantelungen, Pumpen, Ventile etc.) müssen komplett aus korrosionsresistenten Materialien wie Kunststoff oder Keramik ausgeführt werden. Dies ist nicht grundsätzlich teurer als herkömmliche Komponenten, allerdings sind einige Komponenten noch nicht in hoher Auflage verfügbar und anfänglich wesentlich teurer Das Bauvolumen bzw. der Platzbedarf kann sich insbesondere durch die Absorbereinheiten (im Vergleich etwa zum geringeren Raumbedarf bei Fußbodenheizungen) und durch größere Wärmetauschereinheiten erhöhen. Leitungskomponenten müssen mit höherer Dichtigkeit als bei Wasser als Trägermedium verbaut werden, da geringer Wasseraustrag unerheblich, bei Salz aber unerwünscht ist. Ein Salzaustrag über Absorber in die Raumluft muss über Anlagendesign und Tropfenabscheider minimiert werden. Salzaerosole sind gesundheitlich im relevanten Maß unerheblich, können aber im Gebäude zu Korrosionsschäden führen.
2.9 Lebensdauer	Die Leitungsinfrastruktur kann auf 25 Jahre geschätzt werden. Anlageteile wie Absorber auf 15 Jahre. Spezielle Teile wie Pumpen können auch eine deutlich kürzere Lebensdauer aufweisen, wenn bewegliche Teile aus Kunststoff ausgeführt sind. Erfahrungswerte mit Sole bestehen bisher nur in geringem Ausmaß.

2.10 Investitionskosten	1. Planung und Genehmigung (n.n.) 2. Systemkomponenten 2.1. Leitungskosten Bei Kombination mit Wärmenetz entstehen nur zusätzliche Leitungskosten als ummanteltes Doppel-PVC Rohr (ca. 30 €/m). Dafür können die Wärmeleitung und das zugehörige Isolationsvolumen kleiner dimensioniert werden. Bei einem reinen Solenetz mit zusätzlicher Wärme aus Solarenergie und Wärmepumpe entstehen die Kosten für Erdaushub (ca. 100 €/m plus ca. 20 €/m für Rohrleitungen) 2.2. Kosten für ein oder mehrere Regeneratoreinheit(en) (jeweils in Abhängigkeit von der Größe) 2.3. Solepufferspeicher (ca. 250 € /m³) 2.4. Absorber-Einheiten mit Steuerkomponenten (z.B. für 100 m² Wohneinheit: ca. 3 000 €) 2.4. Gebäudeinterner Solespeicher und Leitungsnetz (in Abhängigkeit von Gebäudeart und -größe)
2.11 Spezifische Wärmesystemkosten	*Die spezifischen Wärmesystemkosten (in €/kWh als Summe aus kapital-, verbrauchs- sowie betriebsgebundenen Kosten und Kosten für Instandhaltung) werden im Rahmen der Umsetzungskonzepte bestimmt.* Spezifische Kosten pro Kilowattstunde Wärme, berechnet nach VDI 2067 1) Kapitalgebunden: ## €/kWh 2) Verbrauchsgebunden: ## €/kWh 3) Betriebsgebunden: ## €/kWh 4) Instandhaltung: ## €/kWh Wärmegestehungskosten (Summe): ## €/kWh *Die Berechnung fußt im Falle des Solenetzes auf vielen Annahmen und ändert sich stark mit der Maßstabsebene.* Grobe Abschätzung der Wärmesystemkosten (Summe): 0,02-0,04 €/kWh bei Vergütung von Abwärme für Regeneration mit 0,01 €/kWh.
2.12 Förderung	Aufgrund des Pilotcharakters der Technologie bestehen keine spezifischen Fördermöglichkeiten im Umsetzungsbereich. Es können sich aufgrund der hohen Leistungsdichten (niedrige CO_2-Werte pro kWh), aus der Kopplung mit Solarthermie oder durch erzielbare Effekte bei der Sektorkopplung allerdings verschiedene Förderpotenziale ergeben, etwa EU-Förderung im Bereich Forschung und Regionalfond sowie Bundes- und Landesförderung für ein Pilotprojekt, insbesondere mögliche Förderung durch das Programm „Wärmenetzsysteme 4.0" sowie Bundes-Förderprogramme für Wärmenetze und Speicher bzw. Förderprogramme für Abwärmenutzung.
2.13 Regionale Wertschöpfung	Durch regionale Pilotanwendungen der neuen Technologie sind grundsätzlich auch Firmenniederlassungen für spezifische Soletechnologie (Absorbertechnik, Speichertechnik, Leitungsbau etc.) am Standort denkbar.
2.14 Betreibermodelle	Ein Solenetz kann durch eine eigene Betreibergesellschaft (z.B. Energieanbieter) betrieben werden. Diese kauft Abwärme, bereitet und speichert Solekonzentrat und vertreibt dieses an Endkunden. Die Grenze ist hier der Übergang zum Gebäude oder ggf. zu nutzerseitigen Speichervorrichtungen. Nutzer kaufen dann das Konzentrat, wobei verdünnte Lösung wiederum von dem Betreiber abgeführt wird. Ein anderes Modell beinhaltet den Netzbetrieb und zusätzlich den

	Betrieb der Anlagentechnik im Gebäuden, wobei Wärme/Kälte in kWh und Sole in m³ abgerechnet werden. Der Preis für die Sole muss dann die erzielbaren Effizienzgewinne mitberücksichtigen. Ein weiteres Modell berücksichtigt die Zusatznutzen des Systems. Das Komfort-Potenzial der verbesserten Luftfeuchteregulierung und Luftfiltrierung ermöglicht es, eine Gebäudeflatrate für Heizen, Kühlen und Luftqualität mit vereinbarten Mindeststandards zu einem Festpreis zu verwirklichen. Sämtliche Investitionen, aber auch energetische Einspareffekte gehen dann zulasten bzw. zugunsten des Betreibers.
2.15 Akzeptanz[3)]	1. Eine **Marktakzeptanz** bei Nutzern in Gebäuden (Wohnen, Büro, Arbeitsplatz) kann sich in Zukunft aus der höheren Raumluftqualität (Luftreinigung und Feuchteregulierung) im Vergleich zum heutigen Stand der energieeffizienten Gebäudetechnik ergeben. Probleme durch Salzaustrag der Lösung müssen durch technisch gut ausgeführte Lösungen verhindert werden. In der Industrie wird die erzielbare erhöhte Energieeffizienz und Kostenvorteile bei bestimmter Prozesstechnik mit Trocknungsanteilen zur Marktakzeptanz beitragen. Ein bestehendes Solenetz kann somit auch zum Standortvorteil beim Anwerben bestimmter Branchen an Standorten mit Solenetz dienen. Eine tatsächliche Marktakzeptanz ist heute noch nicht vorhanden, da sich die Technologie noch im Erprobungsstadium befindet (s. 1.3 Entwicklungsstand). 2. **Gesellschaftliche Akzeptanz:** Aufgrund der (vermuteten) Unbekanntheit der Technologie in der Gesellschaft und aufgrund bisher fehlender Anwendungen kann noch auf keine Erfahrungen hinsichtlich der gesellschaftlichen (und auch der lokalen) Akzeptanz zurückgegriffen werden. Es gibt jedoch Treiber für eine positive Akzeptanz. So wird beispielsweise Raumluftqualität momentan immer stärker zu einem Leitthema. Zudem wird die Frage der Wärmeversorgung durch erneuerbare Energiequellen mit Leistungssenken in den Wintermonaten zur erhöhten Nachfrage von neuen Lösungen mit geringeren Speicherkosten im Vergleich etwa zu Pumpspeichern oder Power-to-Gas Anwendungen führen. Insgesamt ist zu beachten, dass die Technologie recht komplex bzw. erklärungsbedürftig und für Laien schwer nachvollziehbar ist. Für eine erfolgreiche Vermarktung resultiert daher die Notwendigkeit, die Funktionsweise und Vorteile für Laien verständlich darzustellen. Das Betreibermodell der „Komforflatrate“ (siehe 2.15, letzter Abschnitt) ermöglicht aber auch grundsätzlich eine Umsetzung, die ausschließlich auf dem Komfortgewinn gründet und so eine nähere Erklärung der Technik umgeht. 3. **Lokale Akzeptanz:** Durch die Kompatibilität mit „Prosumer“-Modellen (Ankauf von Abwärme und solaren Überkapazitäten von lokalen Akteuren) besteht die Möglichkeit von erhöhter lokaler Akzeptanz.
2.16 Akteure	Fernwärme/Nahwärmeversorger, Abwärmeproduzenten, Industrie mit Bedarf an Trocknungsprozessen- bzw. Luftfeuchteregulierung, Nutzer von Wohnraum und Büroflächen, Kommunen mit regulatorischen und förderpolitischen Kompetenzen.
2.17 Ressourcenlimitierung / -konflikte / Trade-Offs	Die Technik ist gut kompatibel mit KWK auf Basis von Dampfturbinen, aber auch mit hybriden PV-Thermischen Solaranlagen, bei der eine verringerte Rücklauftemperatur zu einem erhöhten elektrischen Wirkungsgrad führt. Sie ist weniger gut kompatibel mit KWK auf Basis von Gasmotoren, da bei diesen eine verringerte Rücklauftemperatur nicht die Effizienz erhöht, sondern lediglich eine höhere Energiedichte im Netz ermög-

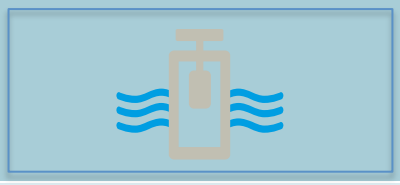
	licht. Hier muss eher die Abgaswärme in den Blick genommen werden. Abwärme aus zentralen Großanlagen (Kraftwerke) wird in Zukunft potenziell verringert. Initiale Solenetze mit nur einem Abwärme-Lieferanten und/oder nur einem Solenutzer führen zu Abhängigkeiten, die Investitionen erschweren. Die Investitionskosten für ein umfangreiches Solenetz wiederum sind sehr hoch und können somit auch Investitionshemmend wirken. Solenetze mit $MgCl_2$-Wasser Lösungen führen nicht zu Ressourcenkonflikten. $MgCl_2$ ist Bestandteil von Meerwasser (etwa 1kg $MgCl_2$ /1000 l Meerwasser). Bei der Meersalzgewinnung (Speisesalz NaCl) ist das $MgCl_2$ ein Abfallstoff und wird zumeist wieder in das Meer zurückgeführt.

Technologie-Steckbrief Nr. 8

Grubenwassernutzung

Hauptautor: LET-UDE

Stand: Dez. 2019



Kategorie I (optional):	**Kategorie II (optional)**:
Erneuerbare Energien	Wärmequelle für Wärmepumpen

1. Allgemein	
1.1 Kurzbeschreibung der Technologie (Wirkprinzip)	Nutzung des Wärmepotenzials von Grubenwasser, bei ausreichendem Temperaturniveau direkt, ansonsten mittels Wärmepumpen. Ferner wird in offene und geschlossene Systeme unterschieden: a) **Wärmeübertrager (WÜ) in der Wasserhaltung (offen)** – kommt in Westerholt nicht in Betracht. b) **WÜ als Sonde im Schacht (geschlossen)** – Option für Westerholt *[Die weiteren Antworten gelten für die Sondenlösungen oder sind in a) und b) unterteilt]*
1.2 Energieträger	Geothermische Wärme (erneuerbare Energie) und Hilfsenergie Strom zum Antrieb der Förderpumpen sowie ggf. zusätzlicher Wärmepumpen
1.3 Entwicklungs-stand[1)]	a) TRL 7 (einzelne Pilotanlagen) b) TRL 5 (kaum Erfahrungen)[6]
1.4 Erzielbares Tempe-raturniveau	niedrig: 15 - 35 °C (relevant 20 - 25 °C)
1.5 Anwendungs-bereiche	☒ zentral (gesamte Zeche) ☐ dezentral (Gebäudecluster) ☐ individuell (Gebäude) Angabe des Leistungsbereichs: 30 - 150 kW_{th} (noch zu validieren)
1.6 Skalierbarkeit (Übertragbarkeit auf an-dere Anwendungssyste-me)	☐ Standardsystem mit wenigen individuellen Anpassungen ☐ Übertragbarkeit mit einigen Anpassungen möglich ☒ keine Übertragbarkeit möglich
1.7 Regelbarkeit (Teillastcharakteristik)	☒ annähernd gleichbleibende Performance in Teillast ☐ mehr als 10% reduzierte Performance in Teillast ☐ nicht teillastfähig Angabe Teillastbereich: 0 bis 100 %
1.8 Externe Einfluss-größen auf Leistung und Betrieb	Geothermale Ergiebigkeit des Grubenwassers hängt u.a. von Gesteins-porosität, Wärmeleitfähigkeit und Teufe ab. Beim Einsatz einer Wärme-pumpe hängt die Performance vom Temperaturhub ab (Quelle: Gruben-wasser z. B. 20 °C und Wärmenetz z. B. 65 °C).

[6] Beispiele für geschlossene Systeme: Zeche Auguste Victoria in Marl und Zeche Anna in Alsdorf.
Quelle: Tab. 1 auf S.18 des LANUV-Fachbericht 90 von 2018: Potenzialstudie Warmes Grubenwasser.
www.lanuv.nrw.de/landesamt/veroeffentlichungen/publikationen/fachberichte?tx_cartproducts_products[product]=931

1.9 Systemvoraussetzungen	Zugänglicher Schacht (in Westerholt kämen Schacht 1 und 3 in Betracht – an Schacht 1 wird derzeit noch Grubengas für die BHKWs abgezogen). Fernwärmesystem mit Vorlauftemperatur < 60 °C (evtl. max. 80 °C möglich)
1.10 Pfadabhängigkeit / Zukunftsfähigkeit (bezüglich Rechtsrahmenentwicklung)	Keine Lock-In-Effekte bekannt.
1.11 Sektorkopplung	Wärmepumpenstrom evtl. aus BHKW (Eigenstromversorgung)
1.12 Verfügbarkeit & Versorgungssicherheit	Wärmequelle steht ganzjährig und mit konstantem Grundlastprofil (ohne wetterbedingte Schwankungen) zur Verfügung. Entzugsleistung vorher schwer bestimmbar – redundante Erzeugung ratsam.
1.13 Flexibilisierung	Bei der Nutzung von Grubenwasser keine Notwendigkeit. Für Systeme mit Wärmepumpe können Sperrzeiten sinnvoll sein.
1.14 Brennstoffe: Preisentwicklung und Verfügbarkeit	Abhängigkeit von Preisentwicklung des/der Brennstoffe(s) und Verfügbarkeit des/der Brennstoffe(s): ☐ gering ☒ mittel (Strompreis für Wärmepumpe) ☐ groß
2. Individuelle Betrachtung am Standort Zeche Westerholt	
2.1 Gebiets-Zuordnung	Zuordnung zu Gebiets-Clustern der Zeche Westerholt (s. Plan im Anhang, dort bitte die Fläche konkret einzeichnen) ☒ Wohngebiet „Gartensiedlung" ☒ Wohngebiet „Meistersiedlung" ☒ Mischgebiet ☐ Gewerbegebiet ☒ Sondernutzung (Ladenflächen)
2.2 Fläche	Fläche für Wärmeübertrager und Pumpen gering – Abstand Schacht (1 oder 3) zum Versorgungsgebäude relevant.
2.3 Spezifischer Flächenbedarf & synergetische Nutzungen	Flächenbedarf: 0,2 $m^2/MWh_{th}/a$ Bezugsfläche: Grundfläche im Versorgungsgebäude Synergetische Nutzung: nicht erkennbar
2.4 Betriebstemperatur	Netztemperatur 65 °C (Vorlauf)
2.5 Leistungsgröße, Ertrag & Wirkungsgrad	Die Entzugsleistung der Sonde liegt zwischen 100 und 1 000 W/m (keine gesicherte Quelle), d.h. sie ist abhängig von der Sondenlänge und den Strömungsverhältnissen im Grubenwasser (und dem Wirkungsgrad des WÜ). Im Grubenwasser wären 100 bis 200 kW_{th} möglich. Mit einer Arbeitszahl der WP von 3,0 (Annahme) könnten also ca. 600 kW_{th} bereitgestellt werden (evtl. 1 260 MWh/a nutzbar@ 2 100 Vollbenutzungsstunden im Jahr).
2.6 Spezifische THG-Emissionen[2)]	163 g/kWh_{th} (bei Erreichen einer WP-Jahresarbeitszahl von 3)

2.7 Genehmigungsfähigkeit	Muss noch geklärt werden.
2.8 Betriebsaufwand	Geringer Aufwand – evtl. Reinigung der WÜ.
2.9 Lebensdauer	Hierzu liegen noch keine Erfahrungen vor.
2.10 Investitionskosten	Es gibt nur wenige Pilotanlagen – Kosten konnten bisher nicht ermittelt werden. Bisher keine Schätzung durchgeführt.
2.11 Spezifische Wärmesystemkosten	*Die spezifischen Wärmesystemkosten (in €/kWh als Summe aus kapital-, verbrauchs- sowie betriebsgebundenen Kosten und Kosten für Instandhaltung) werden im Rahmen der Umsetzungskonzepte bestimmt.* Spezifische Kosten pro Kilowattstunde Wärme, berechnet nach VDI 2067 1) Kapitalgebunden: ## €/kWh 2) Verbrauchsgebunden: ## €/kWh 3) Betriebsgebunden: ## €/kWh 4) Instandhaltung: ## €/kWh Wärmegestehungskosten (Summe): ## €/kWh
2.12 Förderung	Als Pilotprojekt förderfähig (z. B. über BMWi)
2.13 Regionale Wertschöpfung	Grundsätzlich hohe Bergbau- und Anlagenbaukompetenz im Ruhrgebiet bzw. in NRW vorhanden.
2.14 Betreibermodelle	k. A.
2.15 Akzeptanz[3)]	4. Marktakzeptanz: Endverbraucher müssen sich zur Wärmeversorgung über Netze bekennen, wobei ökologische Quellen sicher akzeptanzfördernd wirken. 5. Gesellschaftliche Akzeptanz: Grubenwasser bietet Raum für Kritik (Ewigkeitslasten, Grundwasserschutz, Schadstoffeintrag …), während die Wärmenutzung eher unproblematisch ist. 6. Lokale Akzeptanz: Die Nutzung von Grubenwasserwärme ist im Ruhrgebiet aktuell ein wichtiges Thema
2.16 Akteure	RAG, DMT, Uniper Wärme, Hertener Stadtwerke, Ruhruniversität Bochum und entsprechende angegliederte Institute, Geothermieverbände, Landesbehörden (z.B. LANUV), EnergieAgentur.NRW
2.17 Ressourcenlimitierung / -konflikte / Trade-Offs	k. A.

9 Anhang III (Bürgergutachten zur Neuen Zeche Westerholt)

Das „Bürgergutachten zur Neuen Zeche Westerholt“ (September 2019) wurde in einer dreitägigen Veranstaltung vom 03.-05. Juli 2019 gemeinsam von Bürgerinnen und Bürgern der Stadt Herten im Partizipativen Reallabor erarbeitet. Es wurde konzipiert, begleitet und zusammengeführt durch das Institut für Demokratie- und Partizipationsforschung (IDPF) der Bergischen Universität Wuppertal (BUW).

Download unter:
www.idpf.eu/portfolio/zukunfts-zeche
www.idpf.eu/wp-content/uploads/2020/01/Buergergutachten_Zeche-Westerholt.pdf