seecon Ingenieure

MACHBARKEITSSTUDIE
Wärmenetz Herborn – Alsbach II

Endbericht

Stadtwerke Herborn



Impressum

Herausgeber:

Stadtwerke Herborn

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Redaktion, Satz und Gestaltung:

seecon Ingenieure GmbH, Spinnereistraße 7, Halle 14, 04179 Leipzig

Stand bzw. Redaktionsschluss:

02.08.2022

Bildnachweis Titelseite:

Stadt Herborn, Drohnenaufnahme Baugebiet

Anmerkung:

Aus Gründen der besseren Lesbarkeit wird auf die gleichzeitige Verwendung männlicher und weiblicher Sprachformen verzichtet. Alle geschlechtsspezifischen Bezeichnungen, die in männlicher oder weiblicher Form benutzt wurden, gelten für beide Geschlechter gleichermaßen ohne jegliche Wertung oder Diskriminierungsabsicht.

Inhaltsverzeichnis

Impressum 2
Inhaltsverzeichnis 3
1. Einführung 5
1.1 Hintergrund 5
1.2 Zielsetzung 5
1.3 Aufbau der Machbarkeitsstudie 6
2. Ausgangslage 7
2.1 Untersuchungsgebiet 7
2.2 Wärmebedarf 9
2.3 Prognose Entwicklung Wärmeabsatz 10
2.4 Einzelversorgung und Wärmenetz 10
3. Potenzial erneuerbarer Energien 12
3.1 Umweltwärme 12
3.1.1 Geothermie 12
3.1.2 Luftwärme 15
3.2 Solar 15
3.3 Biomasse 17
3.4 Abwärme 18
3.5 Abwasser 18
4. Wärmespeicherung 19
5. Genehmigungsfähigkeit 20
6. Ergebnisse der Versorgungsvarianten 21
6.1 Vorstudie 21
6.1.1 Wärmeversorgung 22
6.1.2 Strombereitstellung mittels Sektorenkopplung 27
6.1.3 Exkurs: kalte Nahwärme nach V2 30
6.1.4 Zwischenfazit zur Vorstudie 31
6.2 Detailanalyse Zielvariante 32
6.2.1 Energiebilanz 33
6.2.2 CO2-Bilanz 33

6.2.3 Wirtschaftlichkeit 35
6.2.4 Fazit zur Zielvariante 38
7. Netzsimulation und -analyse 40
8. Gestaltung der weiteren Umsetzung 42
8.1 Rechtliche Genehmigungsfähigkeit 42
8.2 Online-Monitoring des Wärmenetzsystems 4.0 42
8.2.1 Grundlage 42
8.2.2 Messstellenkonzept 44
8.2.3 Spezifikation der Monitoring-Infrastruktur 47
8.3 Fortlaufende Veröffentlichung der Ergebnisse des Vorhabens 49
9. Fazit und Zeitplan 50
Abbildungsverzeichnis 54
Tabellenverzeichnis 56

1. Einführung

1.1 Hintergrund

Mit dem Klimaschutzplan 2050 wurde die im Pariser Abkommen geforderte nationale Klimaschutzstrategie in die Tat umgesetzt. Zu den wesentlichen Akteuren in der Umsetzung dieser Strategie gehören die Kommunen und ihre städtischen Gesellschaften in den Bereichen Wohnungswirtschaft und Energieversorgung.

Die Stadtwerke Herborn sind ein kommunales Versorgungsunternehmen mit den Bereichen Trinkwasser, Strom und Erdgas. Für die Erschließung eines neuen Baugebiets in Herborn im mittelhessischen Lahn-Dill-Kreis haben die Stadtwerke Herborn im Rahmen der Förderung zum Modellvorhaben Wärmenetze 4.0 die vorliegende Machbarkeitsstudie erstellen lassen. Dabei sollen innovative Wärmenetzsysteme mit einem überwiegenden Anteil erneuerbarer Energien zur Emissions-Reduktion im Gebäudesektor beitragen.

Die Erstellung der Machbarkeitsstudie wird vom Bundesministerium für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) im Rahmen des Förderprogrammes Wärmenetze 4.0 finanziell unterstützt.

1.2 Zielsetzung

Die klimapolitischen Ziele der Bundesregierung sehen u. a. die schrittweise Substitution fossiler Rohstoffe zugunsten regenerativer Energieressourcen in der Wärmeversorgung vor. Dabei soll der Gebäudebestand bis zum Jahr 2050 nahezu klimaneutral werden. Innovativen Wärmenetzen kommt hierbei eine besondere Bedeutung zu, da die Neugestaltung der Wärmebereitstellung weit weniger kleinteilig und kosteneffizienter gegenüber einer Vielzahl von Einzelanlagen erfolgen kann.

Wärmenetze der 4. Generation sollen sich durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien, der effizienten Nutzung von Abwärme sowie einem deutlich niedrigeren Temperaturniveau gegenüber klassischen Wärmenetzen auszeichnen. Diesem Anspruch sollen in der vorliegenden Machbarkeitsstudie alle zur Verfügung stehenden Potenziale analysiert und bewertet sowie Handlungsoptionen zum Aufbau eines Wärmenetzes der 4. Generation aufgezeigt werden.

Es wird angestrebt, einen Anteil von > 60 % der benötigten Jahreswärmeenergie über erneuerbare Energie zu decken, wobei Umweltwärme einen Anteil von > 40 % der Jahreswärmeenergie abdecken sollen. Es sollen Simulationen über Leistung der Erzeuger im Zusammenhang mit den Vorlauf-/Rücklauftemperaturen sowie Wärmespeicherdimensionierungen erstellt werden.

1.3 Aufbau der Machbarkeitsstudie

Der Aufbau der Machbarkeitsstudie orientiert sich zum einen an den Vorgaben des Förderprogrammes (Merkblatt zur Erstellung einer Machbarkeitsstudie für Modellvorhaben Wärmenetze 4.0) und zum anderen an der Leistungsbeschreibung der Stadtwerke Herborn GmbH.

Die Vorstellung des Untersuchungsgebietes im Status Quo, aus städtebaulicher und energetischer Perspektive, erfolgt im Kapitel 2.

Die Analyse und Bewertung des vorhandenen Potenzials an regenerativen Energiequellen sind dem Kapitel 3 zu entnehmen. Möglichkeiten der saisonalen Wärmespeicherung werden im Kapitel 4 vorgestellt. Die Genehmigungsfähigkeit der angestrebten Versorgungslösung wird im Kapitel 5 erörtert.

Die Ergebnisse der Vorstudie sowie der energetische und wirtschaftliche Variantenvergleich zur Ermittlung der Zielvariante ist dem Kapitel 6 zu entnehmen.

Die Gestaltung der weiteren Umsetzung, in Bezug auf die Aspekte Genehmigungsfähigkeit, Beteiligung relevanter Akteure, Anlagenplanung und -umsetzung sowie einer geeigneten Kommunikationsstrategie, erfolgt im Kapitel 8 der vorliegenden Studie.

Die Zusammenfassung der Ergebnisse einschließlich dem weiteren zeitlichen Ablauf der Projektrealisierung sind dem Kapitel 9 zu entnehmen.

2. Ausgangslage

2.1 Untersuchungsgebiet

Gegenstand der vorliegenden Machbarkeitsstudie ist das Plangebiet Alsbach am nordöstlichen Stadtrand von Herborn in Verlängerung der Alsbachstraße. Es umfasst gemäß Abb. 1 den Geltungsbereich des Bebauungsplanes „Alsbach“ (Rechtskraft am 08.07.2006) und ist als allgemeines Wohngebiet mit erforderlichen Erschließungsstraßen und angrenzenden Flächen zum Schutz, zur Pflege und zur Entwicklung von Boden, Natur und Landschaft gem. § 9 (1) 20 BauGB festgesetzt.

Im Norden und Süden wird das Plangebiet von kleineren bis mittelgroßen Waldbeständen umschlossen. Die östlich angrenzende Fläche wird landwirtschaftlich genutzt. Das anliegende Gebiet im Südwesten ist ebenfalls ein Wohngebiet, mit überwiegender Bebauung von Einfamilienhäusern und Reihenhäusern.



Abb. 1 Untersuchungs-/ Plangebiet Alsbach

Das geplante Neubaugebiet soll 68 Bauplätze mit einer Größe von je circa 500 m² zur Verfügung stellen. Zusätzlich soll auf Grund des gestiegenen Bedarfs an Kindergarten- und Krippenplätzen eine Fläche für die mögliche Errichtung eines Kindergartens gesichert werden.

Die äußere verkehrliche Anbindung des Gebietes an das Ortsnetz und das überörtliche Verkehrsnetz erfolgt über die Verlängerung der Alsbachstraße in Form einer Wohnsammelstraße. Die innere verkehrliche Erschließung des Plangebietes ist mit der Festsetzung von Verkehrsflächen besonderer Zweckbestimmung „verkehrsberuhigter Bereich“ sichergestellt.

Eine direkte Anbindung des Plangebietes an den ÖPNV ist bislang nicht vorhanden. Die nächstgelegenen Haltestellen liegen ca. 300 m entfernt. In Zukunft soll das gesamte Areal an den öffentlichen Personennahverkehr angebunden werden. Hierzu ist der Bau einer Wendeanlage für Linienbusse erforderlich. Hierfür wird der Geltungsbereich im nordöstlichen Bereich geringfügig erweitert.

Der rechtskräftige Bebauungsplan „Alsbach“ beinhaltet folgende Festsetzungen:

- Allgemeines Wohngebiet mit erforderlichen Erschließungsstraßen und Kompensationsflächen,
- GRZ=0,3-0,4, Z=I-II, GFZ=0,5-0,8 und eine max. zulässigen Firsthöhe von 9-10 m,
- ergänzend sind Baugrenzen festgesetzt und bauordnungsrechtliche Festsetzungen beinhaltet.

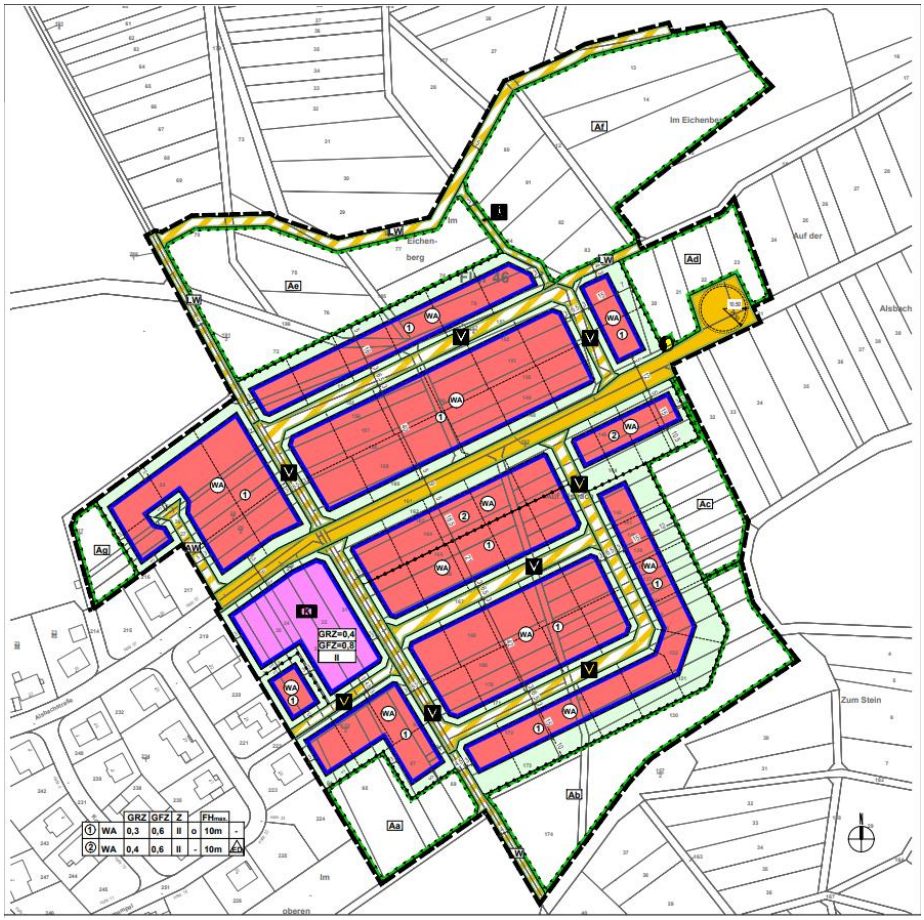


Abb. 2 Übersicht Versorgungsplanung und Grundstücksaufteilung

2.2 Wärmebedarf

Auf Grundlage des Bebauungsplans und der Bestandaufnahme wurden Berechnung zur Bestimmung des Energiebedarfs für Trinkwarmwasser und Raumwärme auf Grundlage der maximalen Nettogrundfläche und spezifischen Bedarfswerten ermittelt. Die Annahmen beruhen auf durchschnittlichen Bedarfswerten für Gebäudestandards KfW-Effizienzhaustypen 55.

Somit ergeben sich für das Plangebiet folgende Bedarfswerte:

- Trinkwarmwasserbedarf: 393.988 kWh/a
- Heizung: 590.982 kWh/a

In Summe ist so mit einem Wärmemengenbedarf von 984.970 kWh/a

Für die Anschlussleistung ergeben sich folgende Bedarfswerte:

- Trinkwarmwasser 85,4 kW
- Heizung 418,6 kW

In Summe ergibt sich somit eine Anschlussleistung aller Gebäude von 504 kW. Unter Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit ergibt sich eine Gesamtleistung von 343 kW. Weiterführend wird zudem ein Erschließungsfaktor von rund 90 % angenommen. Diese Werte bilden die Grundlage der weiteren Betrachtung.

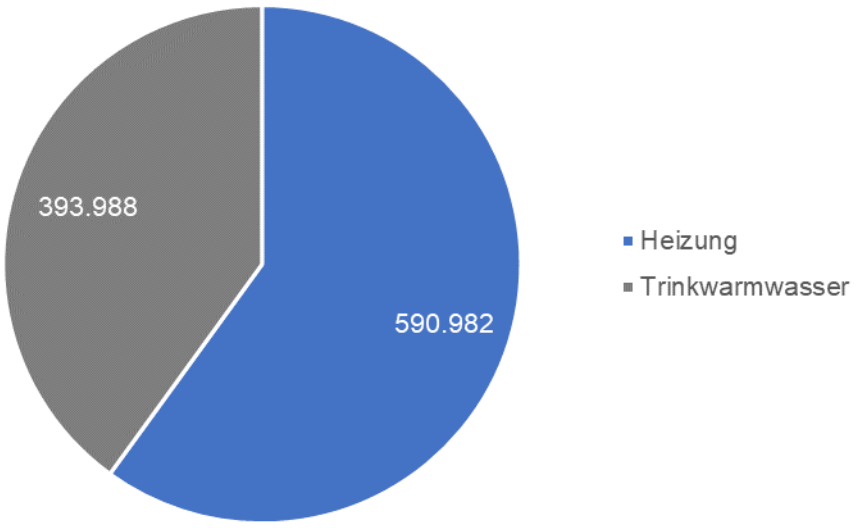


Abb. 3 Errechneter Wärmebedarf des Plangebiets

2.3 Prognose Entwicklung Wärmeabsatz

Es wird davon ausgegangen, dass das neue Wohngebiet auf Grund privater Umstände der Eigentümer schrittweise bebaut wird und somit der Wärmeabsatz entsprechend der erschlossenen Baugrundstücke steigt. Erfahrungswerte zeigen, dass innerhalb der ersten 3 Jahre ca. 75 % der verfügbaren Grundstücke bebaut werden und innerhalb der nächsten zwei Jahre die restlichen 25 %. Das bedeutet, dass der volle kalkulierte Wärmeabsatz erst beim Endausbauzustand nach ca. 5 Jahren erreicht wird. Es sei darauf hingewiesen, dass von einem Anschlussgrad von 80 % ausgegangen wird. Für das Gebiet soll kein Anschlusszwang an das Wärmenetz bestehen. Es wird jedoch erwartet, dass das geplante Wärmenetz von den zukünftigen Anliegern sehr gut angenommen wird und auch aus finanzieller Sicht der Anschluss lohnend ist.

2.4 Einzelversorgung und Wärmenetz

Eine Differenzierung der Wärmeversorgungsvarianten ist die zentrale bzw. dezentrale Versorgung. Dezentrale Versorgung sind unabhängige Anlagenlösungen, welche nur das entsprechende Gebäude versorgen (z.B. die eigene Solarthermieanlage auf dem Dach in Kombination mit einem Gasbrennwertkessel). Unter einer zentralen Versorgung versteht man die gemeinschaftliche Erschließung und Bereitstellung von Wärme (oder auch Strom), sowie deren Übertragung durch ein zentrales Netz, an das die einzelnen Gebäude angeschlossen werden. Durch die Nutzung von Gleichzeitigkeits- und Skaleneffekten, können gemeinschaftliche Systeme oft kleiner und günstiger errichtet werden. Zudem können Bauherren finanziell entlastet werden, da keine eigene Heizungsanlage angeschafft werden muss.

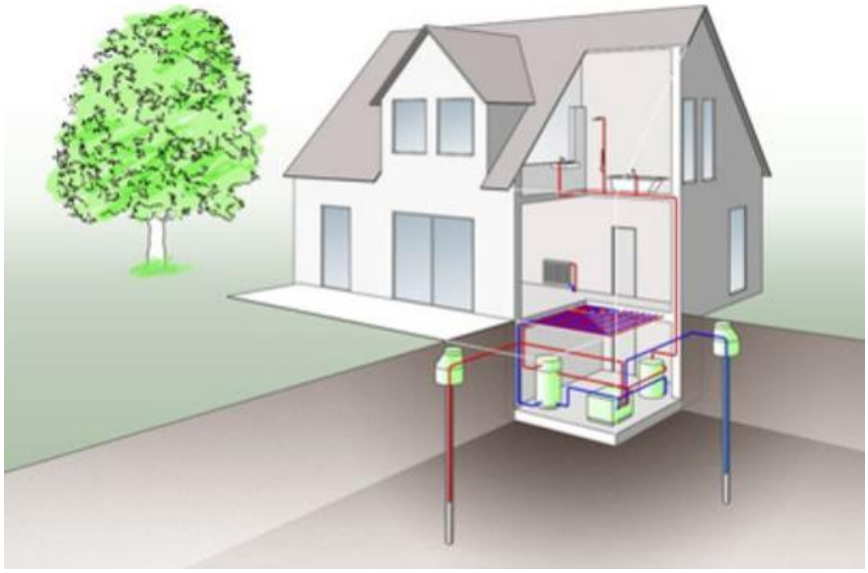


Abb. 4 Beispielhafte Darstellung einer dezentralen Versorgung (Erdsonden und S/W-WP)



Abb. 5 Beispielhafte Darstellung einer zentralen Versorgung (Erdsonden, Wärmenetz und HAST)

3. Potenzial erneuerbarer Energien

3.1 Umweltwärme

3.1.1 Geothermie

Die Geologie ist ein entscheidender Faktor für die Effizienz einer Erdwärmequelle. Der wichtigste Parameter ist die effektive Wärmeleitfähigkeit des umgebenden Gesteins. Diese bestimmt wie schnell Wärmeenergie im Gestein per Konduktion (von Molekül zu Molekül) fließen kann. Dabei haben wasserführende Schichten eine höhere Wärmeleitfähigkeit als nicht wasserführende Schichten und Festgesteine im Normalfall eine höhere Wärmeleitfähigkeit als Lockergesteine.

Ein zweiter Faktor für die Effizienz der Wärmequelle ist die ungestörte Untergrundtemperatur des Erdreichs. Diese steigt mit zunehmender Tiefe in Deutschland um 3-4 Kelvin pro 100 Meter. In Höhenlagen ist sie meist niedriger als in Tiefenlagen und in Städten höher als auf dem Land. Je höher die ungestörte Untergrundtemperatur ist, desto mehr Energie kann man entziehen, bis kein frostfreier Betrieb mehr gewährleistet werden kann.

Die Geometrie des Sondenfeldes ist entscheidend, da benachbarte Bohrungen auf dieselben Wärmeressourcen zugreifen. Je weniger Bohrungen es gibt und je weiter diese auseinander liegen, desto geringer sind die Verluste durch diese "Doppelnutzung". Deshalb macht es Sinn wenige tiefe Bohrungen abzuteufen anstelle von vielen flachen Bohrungen. Das beste Sondenfeld besteht aus einer einzelnen Bohrung. Genehmigungsrechtliche, bohrtechnische und fördertechnische Herausforderungen machen allerdings Bohrtiefen mit mehr als 200 Meter Endteufe unwirtschaftlich.

Man hat in Deutschland in Untersuchungen festgestellt, dass bei überbeanspruchten Erdwärmesonden entlang des Ringraums Eislinsen entstehen. Wenn diese Eislinsen im Sommer abtauen, dann entstehen Wegsamkeiten für Flüssigkeiten. Durch diese Wegsamkeiten können Schadstoffe über natürliche Schichtgrenzen im Erdreich transportiert werden. Das kann zur Gefährdung von unterirdischen Trinkwasserreservoirs führen. Zur Vermeidung der Bildung von Eislinsen darf die Soletemperatur in der Erdwärmesonde eine Temperatur von -3°C nicht unterschreiten. Bei 3 Kelvin Spreizung bedeutet das eine minimale Soletemperatur nach 25 Jahren am kältesten Tag des Jahres von -1.50 °C.

Die Stadtwerke Herborn verfügen im Osten des Versorgungsgebietes über ein Grundstück mit rund 1.250 m² Fläche. Diese Fläche kann mit einer Anzahl von mind. 18 Erdwärmesonden belegt werden.

Für eine erste Orientierung wurden anhand ortsüblicher Parameter und mit Hilfe der Software EED (Earth Energy Designer) die benötigte Sondenanzahl/-länge monovalenten Wärmeversorgung des Plangebiets berechnet. Die Berechnung erfolgte durch die Firma „die Erdwärmebohrer“ im April 2022.

Die Berechnungsparameter und Ergebnisse zur Ermittlung des theoretischen Geothermiepotenzials sind in der nachfolgenden Tabelle aufgelistet.

Tab. 1 Berechnungsdaten zum theoretischen oberflächennahen Geothermiepotenzial

Parameter	Einheit	Wert
Mindestabstand Bohrungen	12	m
Spez. Wärmekapazität des Erdreichs	2,4	MJ/ (m³ * K)
Wärmeleitfähigkeit	3,0	W/ (m * K)
Ungestörte Untergrundtemperatur	9	°C
Flächenbedarf Bohrung	113	m²
durchschnittliche Bohrtiefe	148	m
Anzahl der Bohrungen	84	Stk.
Jahresarbeitszahl (WW)	4	JAZ
Jahresarbeitszahl Heizen	5	JAZ
Vollbenutzungsstunden (nach VDI 4640)	2.400	h/a
Jahresheizarbeit	705	MWh
Jährlicher Warmwasserbedarf	280	MWh
Gesamtlänge Erdwärmesonden	12.432	m

Am 06.05.2022 – 09.05.2022 erfolgte im Rahmen eines Geothermal Response Test (GRT) durch die Fa. Geobohrtechnik GmbH & Co KG die Bestimmung der geothermischen Eigenschaften vor Ort.

Die GRT-Messung wurde an einer Erdwärmesonde durchgeführt. Die Endteufe der Bohrung betrug 130 m. Der Ausbau erfolgte mit einer Doppel-U-Sonde bis auf 130 m (32 x 2,9 mm). Vor dem Test wurde ein Temperaturprofil aufgezeichnet (Abb. 6). Die durchschnittlich Untergrundtemperatur der Temperaturkurve wurde mit 11,3 °C bestimmt.

Zusammenfassend ergeben sich aus dem durchgeführten GRT folgende Parameter:

- effektive Wärmeleitfähigkeit: 3,0 W/(m*K)
- effektive volumetrische Wärmekapazität: 5,4 MJ/ (m³*K)
- effektive Übergangswiderstand inkl. interner Verluste: 0,19 m*K/ W
- die statisch volumetrische Wärmekapazität ca. 2,3 MJ/ (m²*K)

Die ermitteln geothermischen Eigenschaften übersteigen die der ersten Abschätzung. In nachfolgendem Diagramm kann das Temperaturprofil der Probebohrung über die Bohrtiefe abgelesen werden.

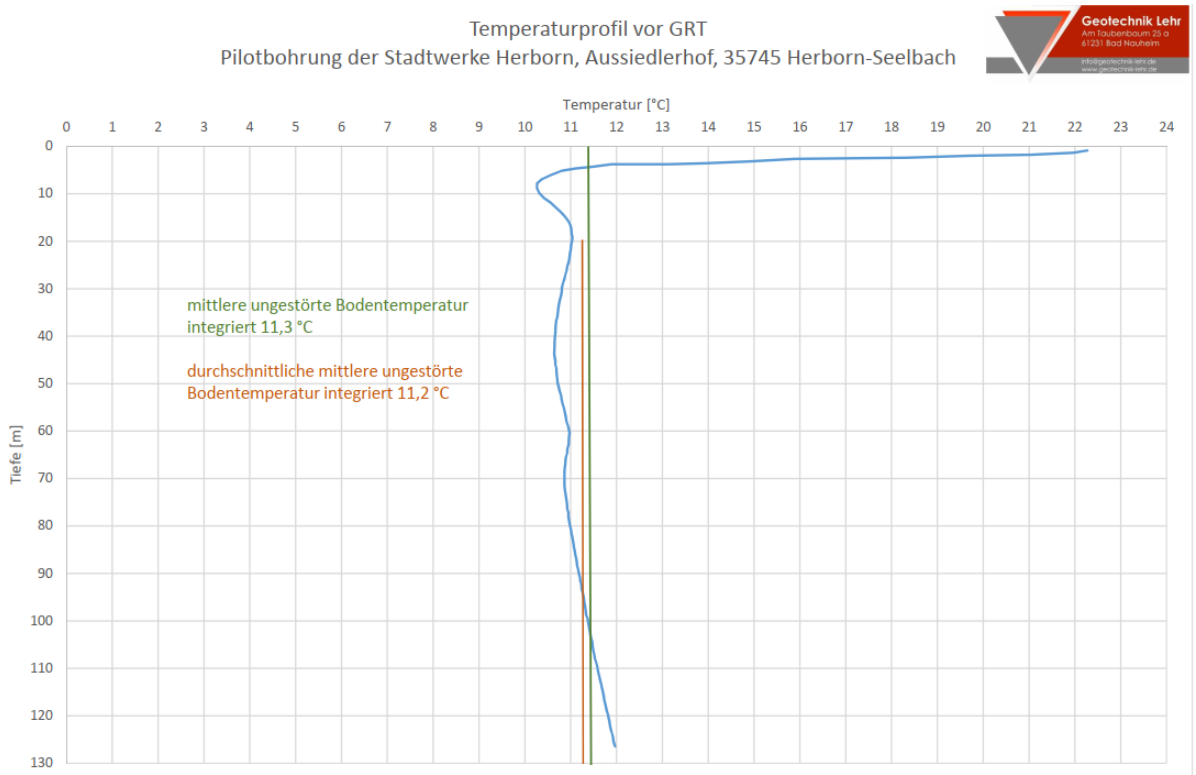


Abb. 6 Temperaturprofil des GRT im Plangebiet

3.1.2 Luftwärme

Die Potenziale des Mediums Luft gelten als unerschöpflich. Allerdings ist die Jahresarbeitszahl (JAZ) einer Luft/Wasser-Wärmepumpe im Vergleich zu einer Sole/Wasser-Wärmepumpe (Erdwärmesonde) geringer, da die mittlere Temperatur des Quellmedium insbesondere während der Heizperiode unterhalb der des Erdreiches liegt. Eine niedrigere JAZ führt zu geringerer Effizienz und damit höheren bedarfsgebunden Kosten.

3.2 Solar

Für die Potenzialermittlung der Sonnenenergie wurde die Freifläche östlich des Plangebiets als Grundlage des Flächendargebots verwendet (dies wird durch die Stadtwerke Herborn erworben). Diese Fläche ist ebenso Ausgangspunkt des möglichen Erdsondenfelds. Somit würde dieser Fläche eine Doppelnutzung zukommen und mit Hilfe der Photovoltaikthermie-Technologie (PVT) ein weiterer Symbiose Effekt entstehen. In nachfolgende Abbildung ist das dafür vorgesehen Arial blau hinterlegt.

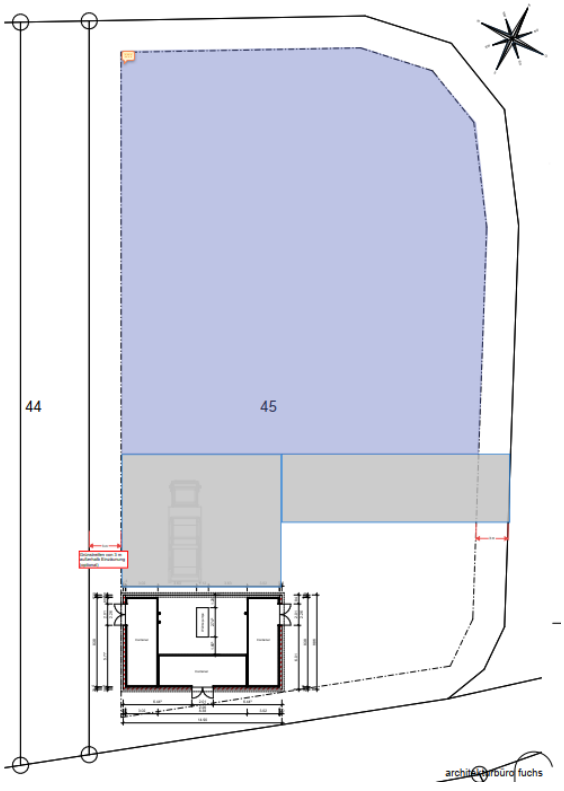


Abb. 7 Verfügbare Freifläche zur Installation von PVT-Modulen

Photovoltaik und Solarthermie Potenziale

Um die beschränkte Fläche möglichst effizient zu nutzen und einen Nutzungskonflikt zwischen Photovoltaik (zur Stromerzeugung) und Solarthermie (zur Bereitstellung thermischer Energie) zu vermeiden, wurden direkt die Potenziale einer Hybridtechnologie, der PVT in Betracht gezogen.

Bei richtiger Anwendung, d.h. einer hohen Eigennutzung der produzierten Energie (Strom und Wärme) können erhebliche Mengen an Strom aus dem öffentlichen Netz eingespart werden. Das spart neben Kosten auch beachtliche Mengen an CO_2-Emissionen ein.

Ein weiterer wichtiger Punkt im Zusammenhang mit PVT-Anlagen ist der kühlende Effekt und somit eine Optimierung der PV-Ausbeute, durch das sich unterhalb befindende Solarthermiemodul. Voraussetzung ist, dass die Wärme abgenommen wird. Dies ist häufig im Bereich eines EFH schwierig, da der Warmwasserbedarf im Sommer deutlich geringer ist, der Pufferspeicher bereits voll und infolgedessen ein Wärmestau innerhalb der Module entsteht. Das führt bis zu 30 % Ertragsverlust in der PV-Anlage. In Kombination mit Erdsonden, lassen sich diese Temperaturen jedoch hervorragend in den Boden über die Erdsonden ableiten. Dies ermöglicht neben der Kühlung der PVT-Module eine (Wärme)-Regeneration des Untergrunds. Diese Temperaturen werden bis in die Heizperiode mitgenommen und sorgen somit für eine geringeren Temperaturgefällen und erhöht die Jahresarbeitszahlen der Wärmepumpen.

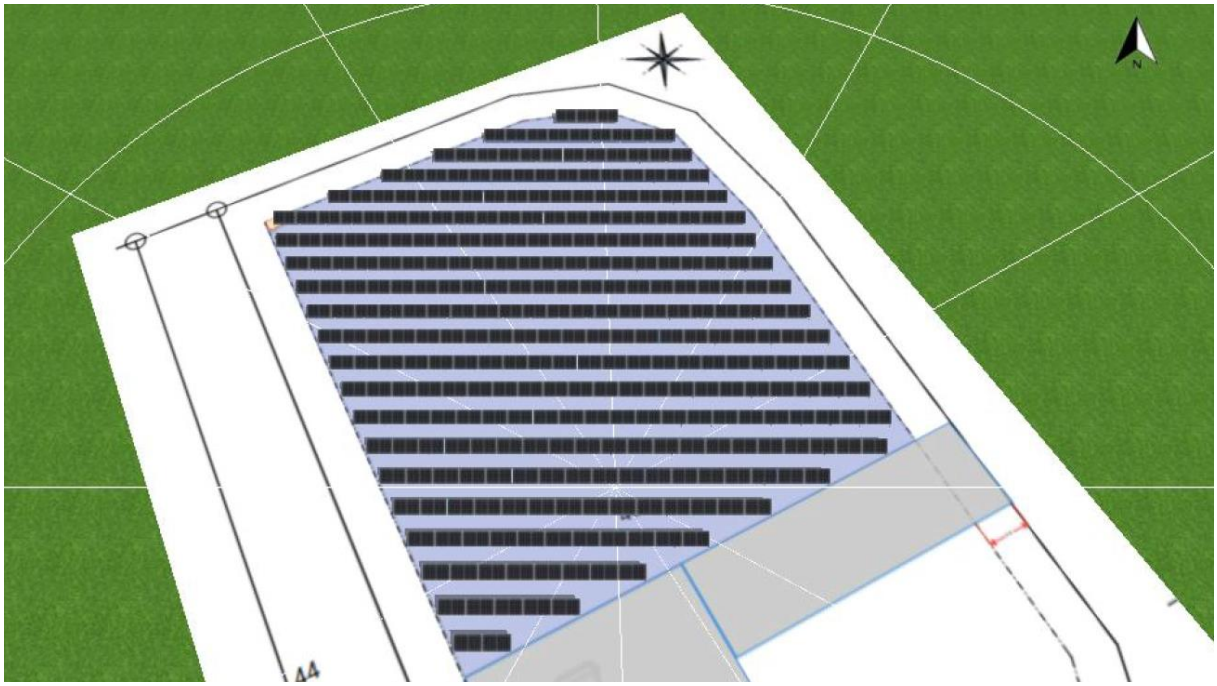


Abb. 8 3D-Simulation PVT-Freifläche

In einer erste Kalkulation ergab sich, bei einer nach Süden und um 30° geneigten PV-Anlage eine jährlicher Ertrag von 128.142 kWh. Bei einer installieren Modulflächefläche von 119,51 kWp entspricht dass einem spezifischen Jahresertrag von 1.074,79 kWh/kWp.

Für die Realisierung wird eine Anlagengröße kleiner 100 kW_p angestrebt, um die Direktvermarktung zu vermeiden.

Zusätzlich können über die Anlage 242.885 kWh Wärmenergie gewonnen werden.

Tab. 2 Ertragsberechnung PVT-Anlage

Strom		Freifläche		Dachfläche	
	Einheit	PV-Module	PVT-Kollektoren	PV-Module	PVT-Kollektoren
Generatorfläche	m²/Stck	1,38	1,91	1,38	1,91
Modulfläche	m²/Stck	1,87	1,98	1,87	1,98
Anzahl Module	-	323,00	305,93	64,00	60,62
Anzahl Mod. Pro Fläche	Stck/m²	0,53	0,51	0,53	0,51
Generatorfläche	m²	445,03	584,00	88,18	115,72
Modulfläche	m²	604,84	604,84	119,84	119,84
spez. Leistung	Wp/Mod.	370,00	340,00	370,00	340,00
spez. Leistung	Wp/m²(Mf)	197,59	171,97	197,59	171,97
Gesamtlesitung	kWp	119,51	104,02	23,68	20,61
spez. Leistung	kWh/kWp	1.074,8	945,18	1.043,7	917,80
Modulwirkungsgrad	%	19,9	17,5	19,9	17,5
jährl. Ertrag	**kWh/a**	**128.142**	**98.078**	**24.749**	**18.942**

Wärme		Freifläche		Dachfläche	
	Einheit	PV-Module	PVT-Kollektoren	PV-Module	PVT-Kollektoren
elektr. Ertragsmind.	%		23,46		23,46
Wärmeübertragungskoeffizient Luft-Wärmeüberträger	W/(m2*K)		60,0		60,0
optischer Wirkungsgrad	%		25,3		25,3
mittlere Solltemperatur Heizung	°C		47,5		47,5
jährl. Ertrag	**kWh/a**		**242.885**		**45.355**

An dieser Stelle wird für eine weiterführende Analyse der PVT-Anlage auf das Kapitel 7 verwiesen.

3.3 Biomasse

Die Ergänzung der Heizsysteme durch eine Biomassefeuerungsanlage wurde ebenfalls betrachtet. Diese sollte als erneuerbare Residuallast dienen. Vorgesehen war, Hackschnitzel aus regionaler Produktion zu nutzen. Die Quantifizierung des regionalen Hackschnitzelaufkommens war nicht Gegenstand des vorliegenden Konzepts. Stattdessen wurde auf marktübliche Angebote zurückgegriffen. Dem Landkreis liegt jedoch eine Studie vor, die sich mit der energetischen Nutzung u. a. von Grünschnitt befasst. Die Stadt Herborn verfügt über einen eigenen Stadtwald, der dem Aufbau von regionalen Brennstoffketten dienen kann.

3.4 Abwärme

Im oder in unmittelbarer Nähe zum Betrachtungsgebiet befinden sich keine industriellen Abwärmepotenziale.

3.5 Abwasser

Im oder in unmittelbarer Nähe zum Betrachtungsgebiet befinden sich keine geeigneten Kanäle zur Abwärmenutzung aus Abwasser.

4. Wärmespeicherung

Energiespeicher sorgen für einen Ausgleich zwischen Energieerzeugung und -verbrauch und tragen so zur Flexibilität der Energieversorgung bei. Für das Plangebiet haben sich vor allem folgende zwei Speichermöglichkeiten angeboten.

Erdsondenspeicher nutzen das Gestein im Untergrund zur Wärmespeicherung. Durch die Sonden läuft das erhitztes Wasser (z.B. durch Solarthermie) in den Untergrund und erwärmt dort das Gestein. Wenn Wärmebedarf besteht, wird über dieselben Erdwärmesonden die gespeicherte Wärme dem Gestein wieder entzogen und dem nutzenden System zugeführt. Damit

Bei der Wahl des Standortes ist insbesondere auf eine hohe Wärmespeicherkapazität des Untergrundes und auf die Dichtheit zu achten. Ferner muss der Untergrund in der Lage sein, Temperaturen von bis zu 80°C ohne Beeinträchtigung seiner Eigenschaften zu vertragen. Erdsonden-Wärmespeicher sind hinsichtlich Beladung und Entladung träge. Sie können daher keine Leistungsspitzen oder Überproduktion von Wärmeerzeugern (KWK, Industrieabwärme) abpuffern. Sie werden häufig zusammen mit Pufferspeichern und auch mit Wärmepumpen genutzt, wie im vorliegenden Konzept angedacht ist.

Nahwärmepufferspeicher sind i.d.R. große zentrale Pufferspeicher in der Heizzentrale. Besonders im Sommer kann dies zu enormen Wärmeverlusten führen, da die Betriebstemperatur im gesamten Netz hochgehalten werden muss, um im Bedarfsfall Brauchwasser für die einzelnen Abnehmer bereitstellen zu können. Durch den Einsatz von dezentralen Pufferspeichern und intelligenter Ladesystematik können die Rohrdimensionierungen verringert werden und die Wärmeverluste reduziert werden. Die Nahwärmepufferspeicher werden im Wärmenetz ohne eine zentrale Netzpumpe eingesetzt. Jeder Puffer verfügt über eine eingebaute Ladepumpe, die nur bei Bedarf arbeitet.[1] Im vorliegenden Fall ist ein bis zu einem Kubikmeter Pufferspeicher je Abnehmer vorgesehen.

Die Kombination aus einem Saisonalspeicher (Erdwärmesondenfeld) und dezentral verteilten Pufferspeichern, bietet eine sehr gute Grundlage für einen effizienten Betrieb und Ertragsausschöpfung des solar- und geothermischen Wärmeangebots.

[1] ENERPIPE GmbH (2021). Haus-/ Übergabetechnik. Technische Informationen

5. Genehmigungsfähigkeit

Der Bereich in der die PVT-Anlage errichtet werden soll, ist nach §35 BauGB Außenbereich. Das Bauen ist hier von Seiten des Gesetzgebers an sich verboten, dennoch gibt es verschiedene Vorhabenarten, welche im Außenbereich privilegiert sind. In dem Fall ist das Vorhaben dem §35 Abs. 1 Nr. 3 BauGB zuzuordnen. Die PVT-Anlage wandelt Sonnenenergie durch PV-Module in elektrische Energie und durch Solarthermie-Module in thermische Energie um. Dadurch wird das Neubaugebiet mit Strom und Wärme versorgt und erfüllt somit die Bedingung der öffentlichen Versorgung mit Elektrizität und Wärme.

Eine Ausnahmebaugenehmigung von Seiten des Bauamts kann dahingehend voraussichtlich erteilt werden. Das sollte dennoch mit dem verantwortlichen Bauamt in einem bilateralen Gespräch geklärt werden.

Wenn dies nicht der Fall, muss die Notwendigkeit eines gezielten Planungsrecht entwickelt werden. Aufgrund der Gebietsgröße ist die Durchführung eines 13b-Verfahrens (beschleunigtes Verfahren im Außenbereich) zu empfehlen. Die qualitativen Ansprüche werden hinreichend erfüllt und darüber hinaus entsteht durch die einmalige Beteiligung der Öffentlichkeit ein geringer Zeit- und Bürokratie-Aufwand. Dennoch muss man hierbei mindestens mit ca. 1-1,5 Jahren Bearbeitungszeit gerechnet werden.

Im Zuge des Konzepts wurde grundsätzliche Belange der Genehmigungsfähigkeit geprüft (Geologie Viewer Hessen). Die hydrologische Beurteilung hat ergaben, dass hydrogeologisch günstige Bedingungen vorherrschen. Wasserrechtliche Einschränkungen bestehen keine. Die Wärmeleitfähigkeit einer ca. 1 km nördlichen Bestandsbohrung, 120 m Tiefe, weist eine mittlere Wärmeleitfähigkeit von 1,77 W/mK aus. Demgegenüber steht die Verifizierung des Thermal Response Tests mit 3 W/mK (vgl. Kapitel 3.1.1). Basierend auf der Entwurfs- und Genehmigungsplanung, gilt es eine wasserrechtliche Erlaubnis zu erlangen. Diese ist bei der zuständigen unteren Wasserbehörde (UWB) zu beantragen. Hierfür Bedarf es unter anderem einer Sondenfeldsimulation sowie einer thermohydrodynamischen Modellierung. Da Bohrtiefen größer 100 m (130 m) vorgesehen sind, ist die zuständige Bergaufsicht (Regierungspräsidium Gießen) durch die UWB einzubinden. Die UWB nimmt im Genehmigungsprozess eine federführende Funktion ein und beteiligt die Bergaufsicht eigenständig.

6. Ergebnisse der Versorgungsvarianten

Im Rahmen der Machbarkeitsstudie wurde in zwei Phasen des Projektverlaufes die Zielvariante erarbeitet. In Phase 1 „Vorstudie“ aus dem Jahr 2021 erfolgte über die energetische, ökologische und wirtschaftliche Betrachtung sowie im Hinblick auf die Kriterien der Betriebsführung (u.a. das Betreibermodell) verschiedener Energiesysteme ein erster Abwägungsprozess und eine Eingrenzung der untersuchten Energiesysteme. In der anschließenden Detailanalyse der Zielvarianten in der Phase 2 (Jahr: 2022) wurden anhand von Simulationen zum Erzeugerpark (PVT-Kollektoren mit Erdsonden) sowie Netzsimulationen die technische Auslegung planerisch untersetzt und über diverse Angebotsabfragen, die Kosten der jeweiligen Systemkomponenten aktualisiert. Neben den Investitionskosten finden sich in den Zielvarianten die – zum Zeitpunkt des Konzeptabschlusses – aktuellen Energiebezugskosten und Preissteigerungsfaktoren (Investitions-, Energiebezugs- und Betriebskosten) wieder.

Damit einhergehend ist ein direkter Vergleich der Ergebnisse aus der Vorstudie und der Detailbetrachtung der Zielvarianten nicht möglich. Die Vorstudie zeigt jedoch mit dem Variantenvergleich wichtige Erkenntnisse für die Abgrenzung der damalig untersuchten Energiesysteme und ermöglicht die Begründung des heutigen Umsetzungskonzeptes.

Nachfolgende Kapitel beschreiben die wesentlichen Ergebnisse aus den beiden Konzeptphasen. In Kapitel 7 werden die in der Phase 2 durchgeführten Plan-Simulation weiter ausgeführt.

6.1 Vorstudie

In der Vorstudie aus dem Jahr 2021 wurde ein breites Feld an möglichen Versorgungsvarianten untersucht. Neben der Untersuchung verschiedener Kombination an Wärmeerzeugern, lag der Schwerpunkt auf der Betrachtung unterschiedlicher Betriebsweisen der zentralen Wärmeversorgung über das Wärmenetz. Dabei wurde einer rein zentralen Wärmebereitstellung bei einer Vorlauftemperatur (VL-Temperatur) von 60 °C (Warmwassernetz) eine Versorgung über ein kaltes Wärmenetz mit einer VL-Temperatur von 10 °C untersucht. In den Versorgungsvarianten im kalten Wärmenetz wird die gewonnene Umweltwärme aus dem Erdreich und der Sonne ohne zentrale Nacherhitzung in das Netz eingeleitet und über dezentrale Wärmeerzeuger (Wärmepumpen und Heizstab) nacherhitzt. Der Vorteil liegt einerseits in geringeren Netzverlusten und geringeren Investitionskosten, aufgrund des Wegfalls der Heizzentrale und zentralem Erzeugerpark. Der Nachteil besteht wiederum in einer größeren Leistung der Netzpumpen sowie den Mehrkosten der dezentralen Wärmeerzeuger.

Aus wirtschaftlichen Aspekten konnte den beiden Netzfahrweisen kein wesentlicher Vorteil zugeordnet werden. Im Hinblick des Betreibermodells zeigten sich jedoch einige Vorteile in einer zentralen Wärmebereitstellung, da der gesamte zentrale Erzeugerpark mit geringem Aufwand in der Hand eines Betreibers verbleiben kann und somit die erzeugte erneuerbare

Energie über die Freiflächenanlagen als direkter Eigenverbrauch genutzt werden kann. Damit entfallen u.a. Pachtverträge für PV-Dachanlagen für die Stromversorgung der dezentralen Wärmepumpen.

Bezugnehmend auf die Kombination der Erzeuger werden nachfolgende Versorgungsvarianten untersucht. In einer erweiterten Betrachtung nach Variante V1 erfolgt zudem ein stufenweiser Ausbau der Strombereitstellung über PV-Anlagen mit Batteriespeichern.

Tab. 3 Übersicht der untersuchten Versorgungsvarianten nach Vorstudie

Pos.	L/W-WP	S/W-WP	BMK	Erdgas-BHKW	Erdgas-Kessel	PV + Batterie	PVT
V1.1-3	x		x		x	(x)	
V2		x	x		x		
V3	x		x	x	x		
V4		x	x		x		x

1) L/W-WP...Luft/Wasser-Wärmepumpe, W/W-WP...Wasser/Wasser-Wärmepumpe, BMK...Biomassekessel, PV...Photovoltaikanlage, PVT...kombinierte Photovoltaik-/Solarthermieanlage, BHKW...Block-Heiz-Kraftwerk
2) Systeme werden jeweils mit zusätzlichen Pufferspeichern in den Gebäuden (500 – 1.000 l) für die dezentrale Trinkwarmwasserbereitstellung ausgestattet

Anmerkung:

In der Versorgungsvariante 4 erfolgt, aufgrund der Komplexität des Energiesystems eine Einstufung der Ergebnisse in einen minimalen (V4.1 [min.]) und maximalen Szenario (V4.2 [max.]). Dies ist u.a. auf Ungenauigkeiten der Effizienz der gekoppelten Strom- und Wärmeerzeugung sowie der Regenerationsrate des Erdreiches durch Einspeisung solarer Wärme zurückzuführen.

6.1.1 Wärmeversorgung

Nachfolgende Abbildungen zeigen die Energie- und CO_2-Bilanz der untersuchten Versorgungsszenarien. Durch die solare Wärme in Variante 1 & 4 kann ein Deckungsgrad von 79 % erreicht werden. Die Residualleistung über erneuerbare Energien wird zu 15,5 % über den Biomasse-Kessel bereitstellt. Die Spitzenlast deckt der Erdgas-Kessel zu 5,5 %. Die Besonderheit in Variante 4 liegt in der kombinierten Wärme- und Stromerzeugung über Photovoltaisch-thermische Kollektoren (sogenannten PVT-Kollektoren).

Durch die Einbindung von Erdwärme über 18 Sonden in dieser Variante, erreicht die nachgeschaltete S/W-Wärmepumpe einen Deckungsanteil von 28,7 %. Zusammen mit dem Biomasse-Kessel wird eine Wärmebereitstellung über erneuerbare Energien von 64,5 % erzielt. Die restlichen 35,5 % erfolgen über den Erdgas-Kessel.

In Variante 3 stellt des Erdgas-BHKW einen Wärmeanteil von 29,5 % der Grundlast und stellt zudem in einem parallelbetrieb den Strom für die L/W-Wärmepumpe bereit. Über den Erzeugermix der Wärmepumpe und des Biomasse-Kessels werden rund 64,8 % des Wärmebedarfs gedeckt.

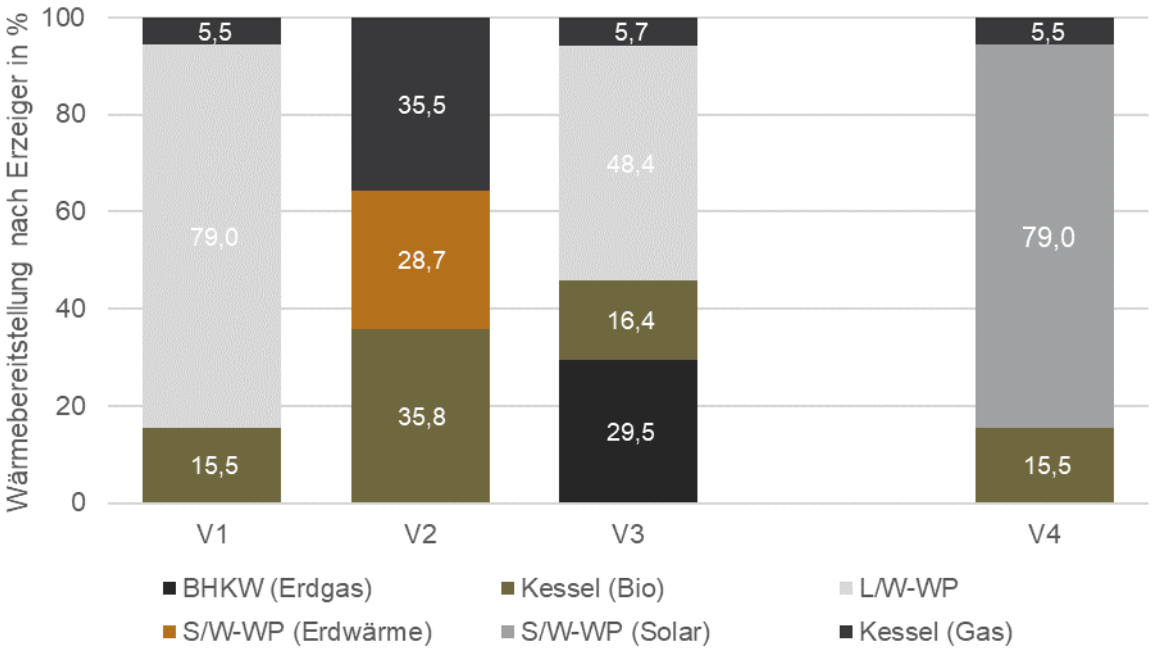


Abb.9 Energiebilanz: Deckungsgrad der Wärmebereitstellung nach Erzeuger verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Vorstudie

Durch den hohen Erdgaseinsatz wird in V2 mit 100 t/a der höchste Wert an freigesetzten CO_2-Emissionen erreicht. Ebenso werden in V1, in dem der Strombedarf der Wärmepumpe ausschließlich über den Netzstrom als sogenannter Graustrom bezogen wird, ein hoher CO_2-Ausstoß mit rund 90 t/a erreicht. Die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung mittels KWK-Anlage reduziert, aufgrund der Stromgutschrift, den Wert der freigesetzten Emissionen in V3 auf 58 t/a. Die umweltverträglichste Versorgung ergibt sich demnach in Variante V4.1 mit 44 t/a bis 49 t/a in V4.2.

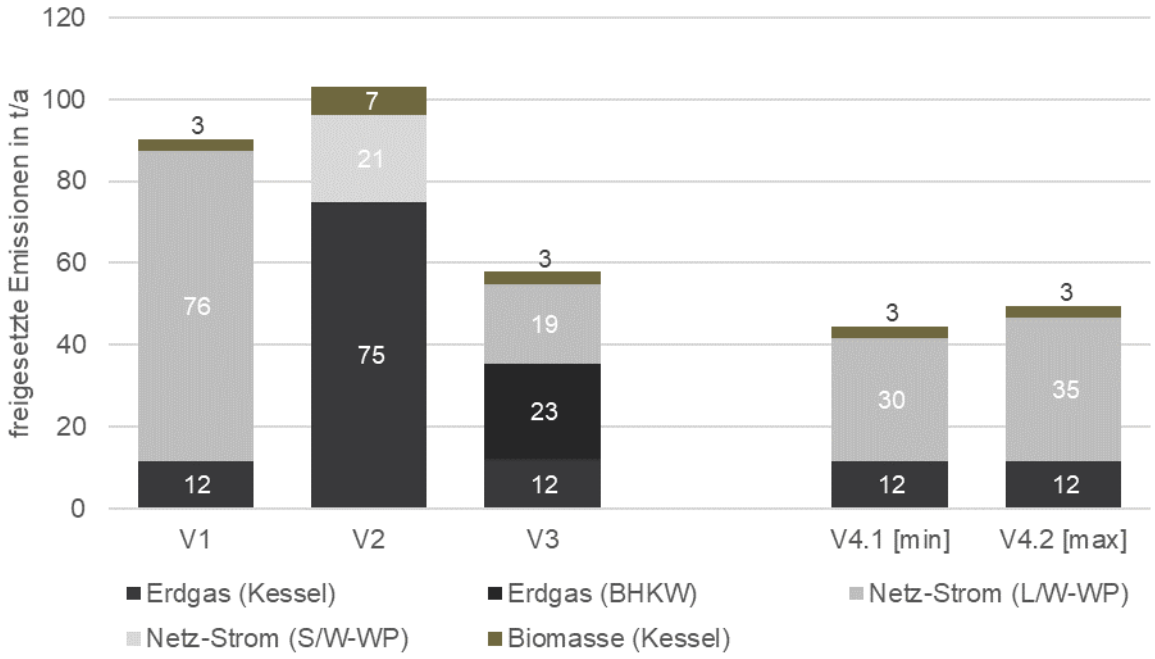


Abb.10 CO_2-Bilanz: freigesetzte Emissionen nach Erzeuger verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Vorstudie

Im Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit werden die wesentlichen Kenngrößen in den nachfolgenden Abbildungen dargestellt. Neben den fördermittelbereinigten Investitionskosten, die über alle Varianten einen Wert von 806 T€ nach V1 bis maximale 1,06 Mio. € in Variante 4.2 erreicht, liegen die jährlichen Kosten (Annuität) bei rund 175 T€ bis 200 T€.

Durch die Erlöse nach KWKG (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz) auf den erzeugten KWK-Strom können in V3 die geringsten WGK (Wärmegestehungskosten) mit 234 €/MWh erzielt werden. Die höchsten WGK werden in V2 mit 247 €/MWh erzielt. Aus der Spanne der Szenarienbetrachtung in Variante 4 zeigt sich die Wärmeversorgung über ein PVT-System als durchaus konkurrenzfähig. Jedoch wird dieser Wert mit 227 €/MWh nur erreicht, wenn die Vorgaben zur Effizienz nach Hersteller erreicht und ein gewisser Grad an Regeneration des Erdreiches erzielt wird. Im „worst-case“-Szenario liegen die WGK mit 256 €/MWh über allen anderen Varianten.

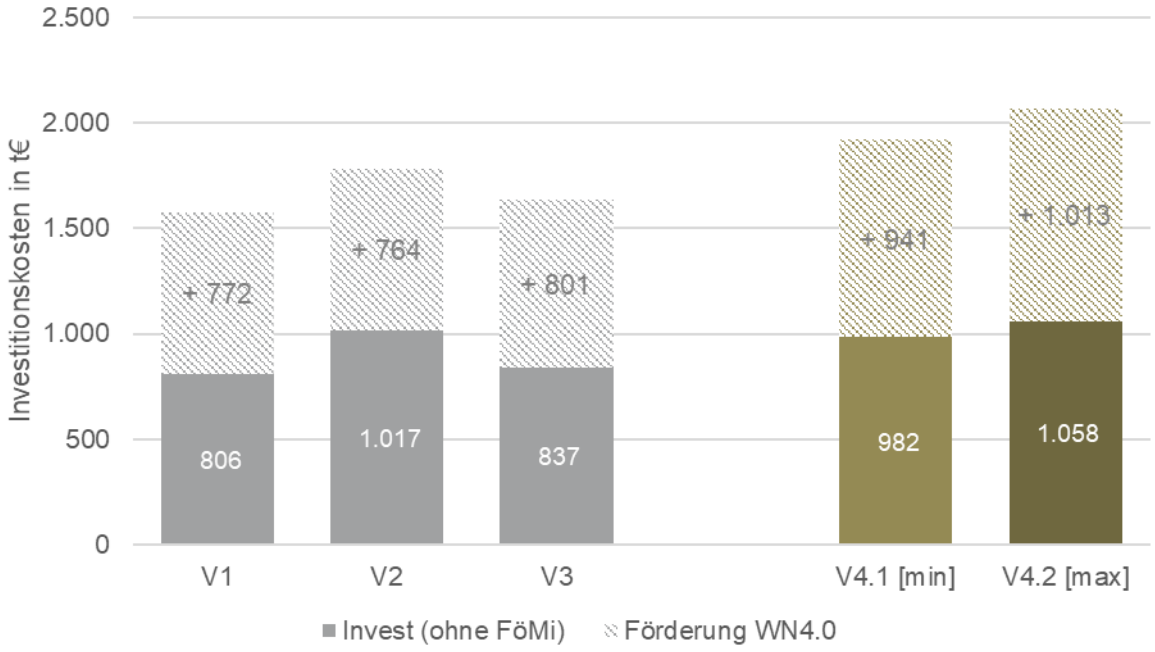


Abb.11 Investitionskosten verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Vorstudie

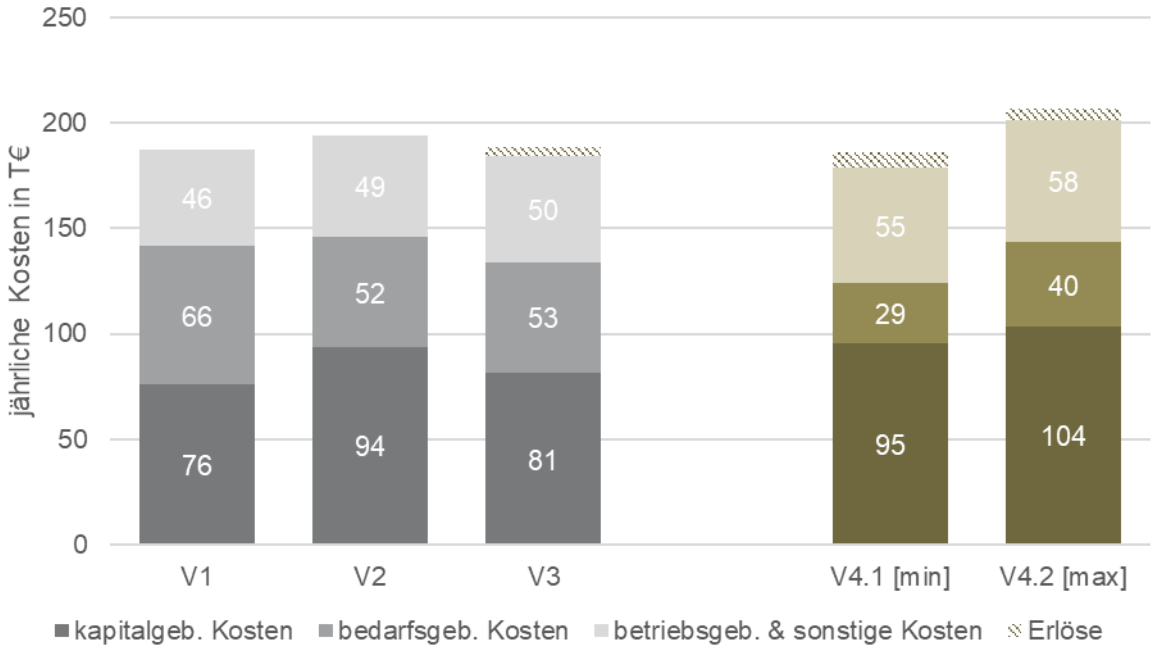


Abb.12 fördermittelbereinigte Annuität verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Vorstudie

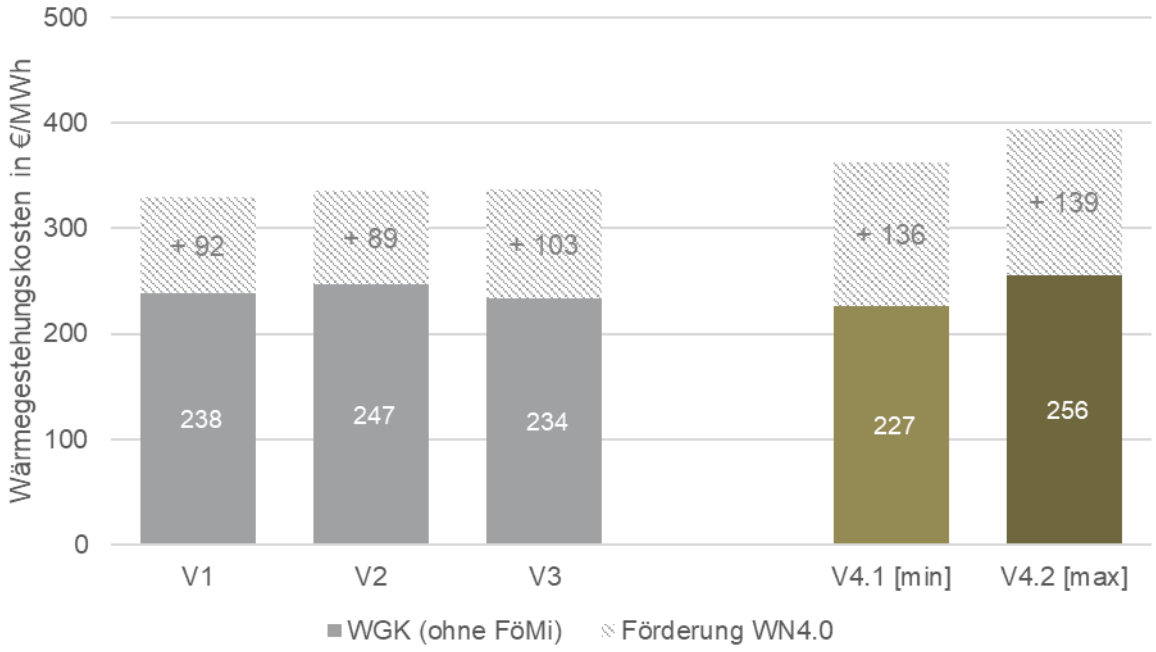


Abb.13 Wärmegestehungskosten verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Vorstudie

Im Kontext der Wärmeversorgung über fossile Energieträger (hier: Erdgas) sind zusätzliche Kosten auf die freigesetzten CO_2-Emissionen (sog. CO_2-Bepreisung) zu berücksichtigen und wird in nachfolgender Abbildung dargestellt. Zugrunde liegen die gesetzlich festgelegten CO_2-Kosten, die im Jahr 2026 einen Wert von 65 €/t (CO_2) betragen. Für die zukünftige Entwicklungen der CO_2-Kosten werden die Prognosewerte nach Agora COP 2[2] herangezogen.

Entlang des Entwicklungspfades zeigt sich der deutliche Anstieg der WGK in V3, der im Jahr 2042 einen Wert von knapp 255 €/MWh erreicht. In Variante V2 übersteigen die WGK mit 258 €/MWh sogar nahezu die WGK des maximalen Kostenszenarios der Variante V4.2.

[2] Quelle: Auswirkungen von CO_2-Preisen auf den Gebäude-, Verkehrs- und Energiesektor; E.ON Energy Research Center (E.ON ERC) und RWTH Aachen University [2019]

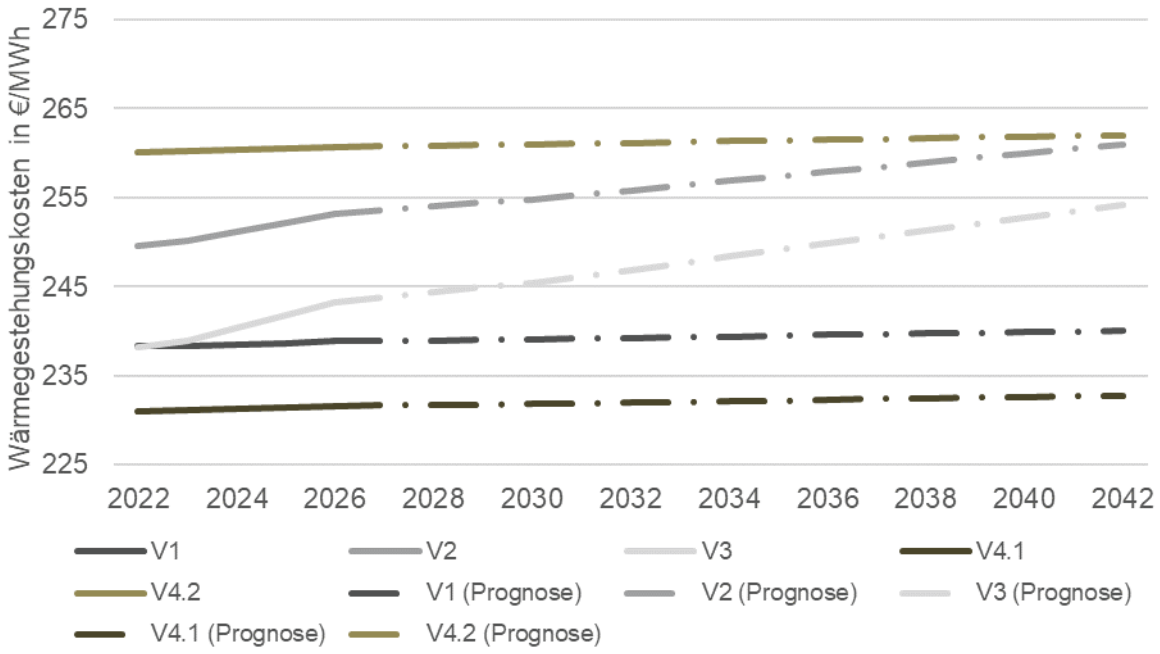


Abb.14 Entwicklung der Wärmegestehungskosten durch steigende CO_2-Kosten verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Vorstudie

6.1.2 Strombereitstellung mittels Sektorenkopplung

Neben der direkten Wärmebereitstellung über erneuerbare Energiequellen spielt im Hinblick auf eine möglichst klimafreundliche Wärmeversorgung über Wärmepumpen, die Stromversorgung über örtliche PV-Anlagen eine zunehmend wesentliche Rolle. Neben der Stromversorgung der Wärmepumpen über PV-Dachflächen auf dem Heizhaus können die angrenzenden Freiflächen genutzt werden. Durch den Einsatz von PVT-Kollektoren wird zudem ein Flächennutzungskonflikt zwischen der Wärme- und Strombereitstellung ausgeschlossen und damit eine Potenzialbetrachtung der gesamten zur Verfügung stehenden Flächen für die Erzeugung von PV-Strom ermöglicht.

Nachfolgende Analyse zeigt mittels Sensitivität den wirtschaftlichen Mehrwert der gekoppelten Stromversorgung über PV-Anlagen. Ergänzt wird die Betrachtung durch die Einbindung eines Batteriespeichers in Szenario S1.3. Der Deckungsgrad entlang der betrachteten Szenarien erreicht mit der gesamten Belegung der Dach- und Freiflächen einen Wert von 25,2 %. Der solarer Nutzungsgrad liegt bei einer reinen PV-Dachanlage bei 84,1 %. In Kombination mit einer PV-Freianlage werden 36,0 % erreicht. Durch die Einbindung eines Batteriespeichers mit einer Speicherkapazität von 65 kWh steigt der Deckungsgrad in S1.3 auf 54 %.

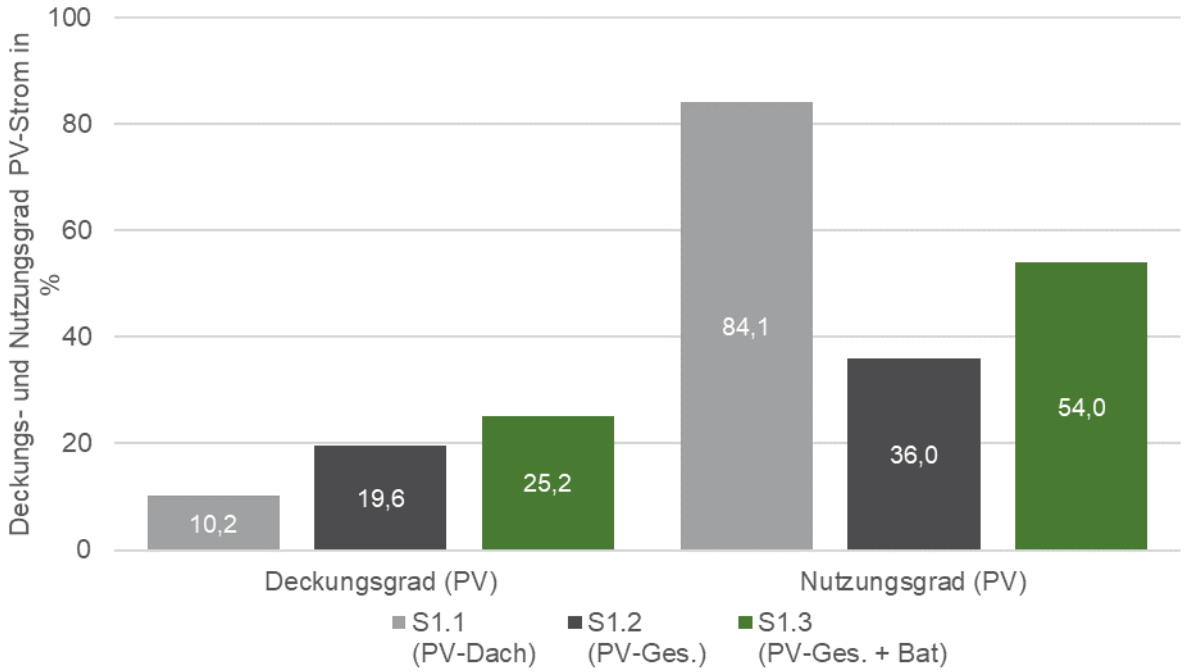


Abb.15 Deckungs- und Nutzungsgrad verschiedener Szenarien der Strombereitstellung über solare Anlagen und Energiespeicher nach Vorstudie

Entlang des Ausbaus der PV-Dach- und PV-Freiflächenanlagen steigen die fördermittelbereinigten Investitionskosten der Energiesystems nach Versorgungsvariante V1 auf bis zu 1,14 Mio. € an. Die Wärmegestehungskosten verringern sich bei der Stromversorgung der zentralen Wärmepumpen über die PV-Dachanlage auf 230 €/MWh in S 1.1. Bei dem zusätzlichen Ausbau der PV-Freiflächenanlage werden mit WGK von 244 €/MWh keine wirtschaftlichen Vorteile erzielt. Auch die Einbindung eines Batteriespeicher in S1.3 zeigt wiederum eine Verbesserung der WGK um rund 3 €/MWh gegenüber S1.2 (PV-Ges.).

Die wirtschaftlich Optimale Auslegung der PV-Anlagen aus dem Variantenvergleich zeigt sich bei ca. 65 kW_p und der Einbindung eines Batteriespeichers.

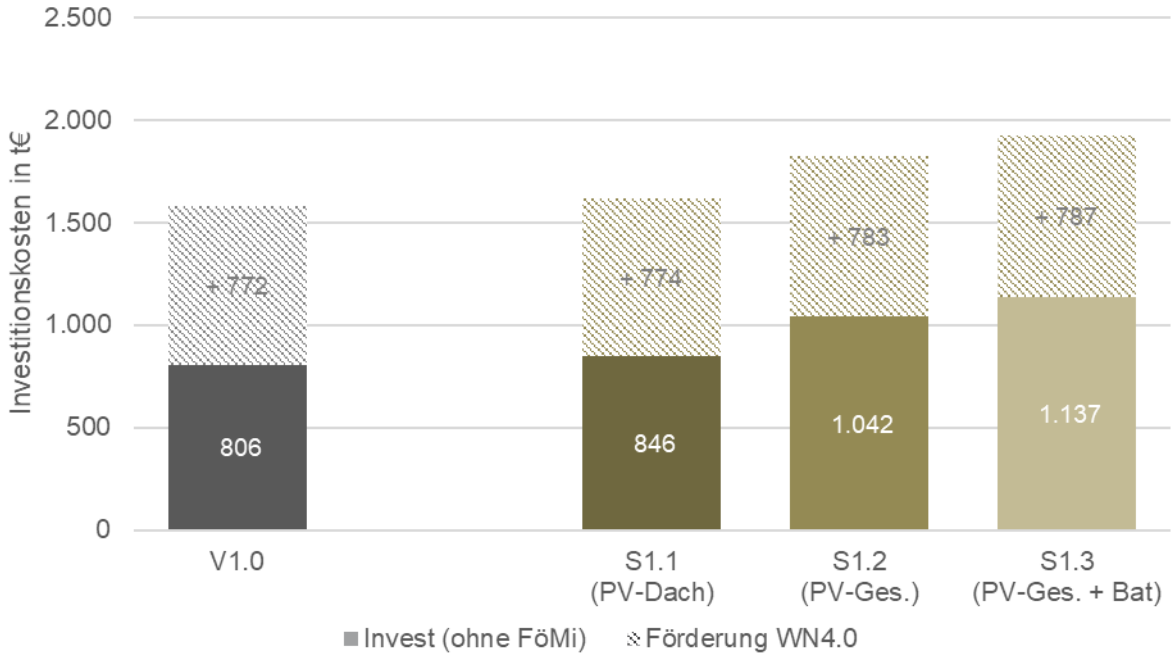


Abb.16 Investitionskosten verschiedener Szenarien der Strombereitstellung über solare Anlagen und Energiespeicher nach Vorstudie

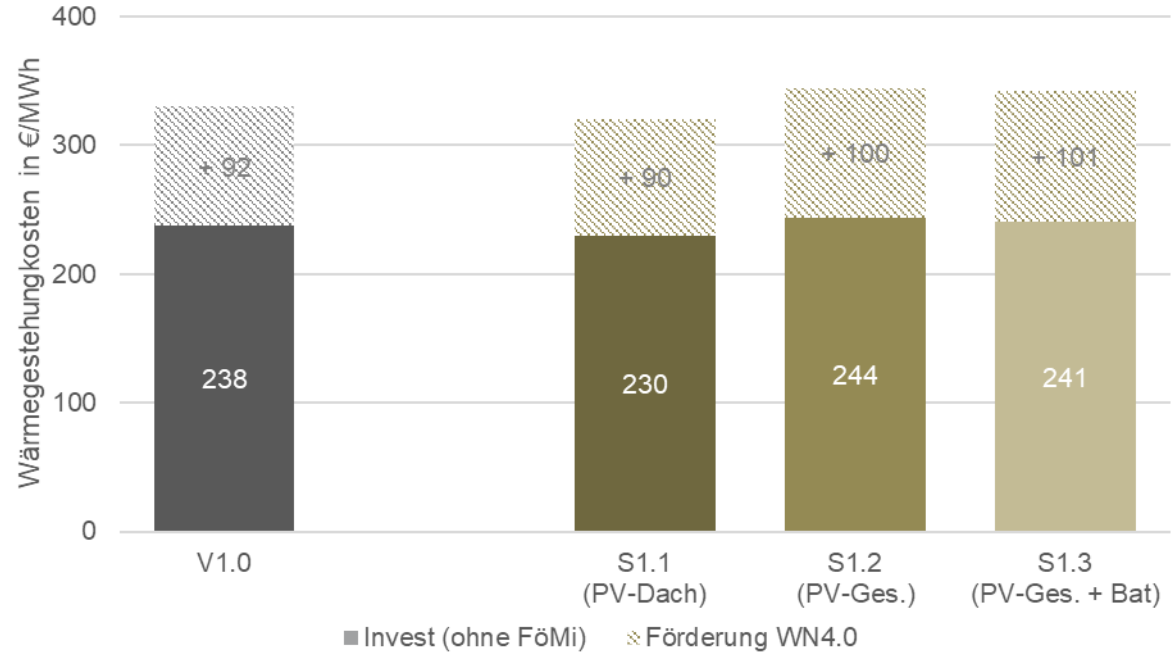


Abb.17 Wärmegestehungskosten verschiedener Szenarien der Strombereitstellung über solare Anlagen und Energiespeicher nach Vorstudie

6.1.3 Exkurs: kalte Nahwärme nach V2

Kalte Netze gelangen zunehmend an Bedeutung. Dabei wird Wärme aus (erneuerbaren) niedertemperierten Quellen mittels „kaltem Netz“ (ca. 10°C im Vorlauf) direkt zum Abnehmer transportiert und dort mittels Wärmepumpe auf das gewünschte Temperaturniveau angehoben. Im Rahmen der Machbarkeitsstudie erfolgte die Auseinandersetzung mit einem „kalten Netz“ basierend auf der Variante V2.

Durch die Versorgung mittels „kaltem Netz“ ergeben sich folgende Veränderungen der Eingangs- bzw. Betriebsparameter:

- Bauwerk & Wärmeerzeugung und -speicherung
    1) geringere Investitionskosten für Heizzentrale
       keine Investitionskosten für zentralen Wärmeerzeuger
       zusätzliche Investitionskosten für dezentrale Wärmeerzeuger
       (Kombigerät: Hausübergabestation mit W/W-WP)
    2) höhere Effizienz dezentraler Wärmeerzeuger
       (Verbrauchsgerechte Erzeugung)
- Wärmeübertragung: Wärme- bzw. Kältenetz
    3) Mehrkosten, aufgrund größerer Durchmesser der Rohrleitung
       Minderkosten, aufgrund fehlender Isolierung der Rohrleitung
    4) geringere Netzverluste

Für das kalte Nahwärmenetz fallen einerseits geringere Investitionskosten für die Heizzentrale und keine Kosten für einen zentralen Wärmeerzeuger an, andererseits werden zusätzliche Kosten für ein Kombigäret mit Übergabestation und integrierter Wärmepumpe (Listenpreis 09/2021: 9.500 – 14.000 €) in den jeweiligen Gebäuden fällig. Dadurch ergeben sich, aufgrund der höheren Anschaffungskosten der dezentralen Wärmeerzeuger gegenüber den Einsparungen auf den Entfall der Investitionsosten für die Heizzentrale und zentralen Wärmeerzeuger, Mehrkosten in den Wärmegestehungskosten von 6,9 €/MWh (+ 2,8 %). Durch die bedarfsgerechte[3] dezentrale Wärmebereitstellung für Warmwasser und Beheizung steigt die Jahresarbeitszahl der betrachteten Wärmepumpen inkl. dezentralem Heizstab von 4,75 (zentrale WP und dezentrale Nacherhitzung) auf 5,11 (dezentrale WP). Dadurch sinken die WGK um 1,5 %. Aufgrund des größeren Durchmessers der Rohrleitung im Szenario der kalten Nahwärme und den damit verbundenen Mehraufwand für den Aushub des Erdreiches sowie dessen Entsorgung steigen, trotz geringerem Materialaufwand (u.a. Kunststoffrohre und fehlende Isolierung), um 4,0 €/MWh. Ein erheblicher Mehrwert ergibt sich durch die Reduzierung der Wärmeverluste von rund 12 % im Warmwassernetz auf 3 % im kalten Wärmenetz, dass neben den

[3] Temperaturhub entsprechend den Vorlauftemperaturen für Warmwasser und Beheizung bei dezentralen Wärmeerzeugern

geringeren Verlusten durch den Transport der erneuerbaren Wärme bei 10 °C auch von der Aufheizung durch die solare Wärme im Netz profitiert. Nicht näher im Rahmen der Machbarkeitsstudie quantifizierbar, aber ein weiterer Aspekt der zu steigenden WGK bei einer Versorgung über ein „kaltes Netz“ führt, ist der Mehrverbrauch an Strom durch die steigende Leistung der Netzpumpen.

Ausgehend von den Wärmegestehungkosten nach V2, ergeben sich die in nachfolgender Abbildung dargestellten Veränderungen der Wärmegestehungskosten, gemäß den zuvor beschriebenen Parametern. Im Ergebnis zeigt sich keine wesentliche Änderung der Wärmegestehungskosten für das untersuchte Szenario mit 247,4 €/MWh bei einer Wärmebereitstellung über ein „kaltes Netz“ gegenüber der Versorgung mit einem „warmen Netz“.

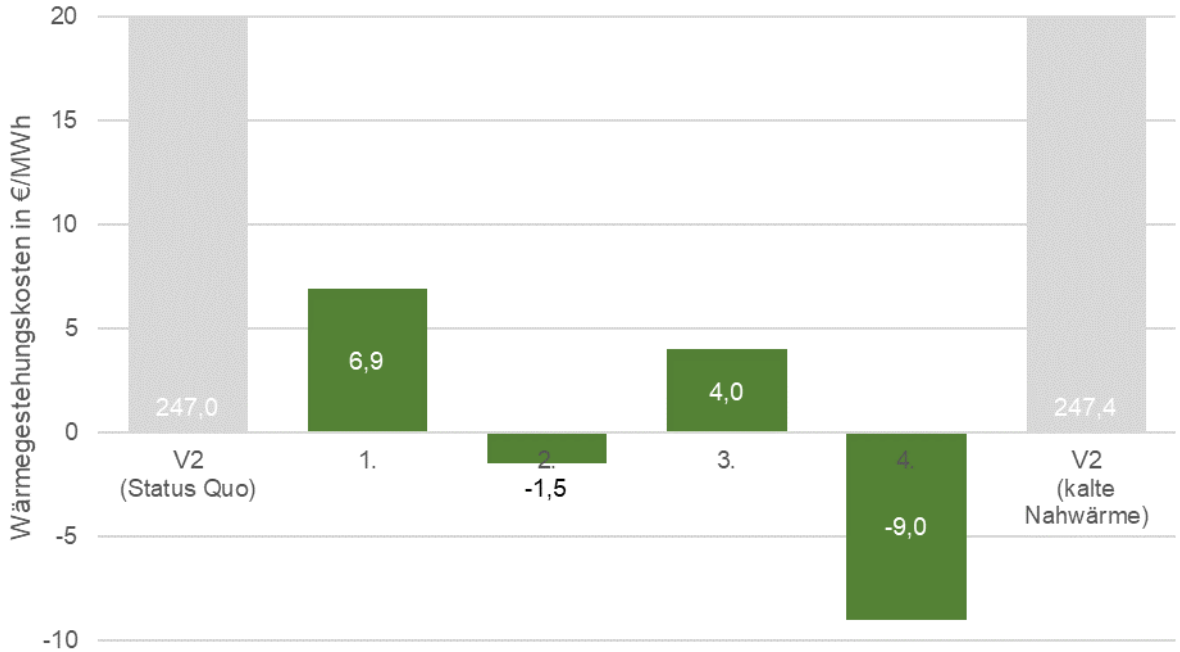


Abb.18 Wärmegestehungskosten verschiedener Szenarien der Strombereitstellung über solare Anlagen und Energiespeicher nach Vorstudie

6.1.4 Zwischenfazit zur Vorstudie

Aus wirtschaftlichen Aspekten lässt sich im Rahmen der Vorstudie keine klare Vorzugsvariante für den Netzbetrieb („warmes Netz“ vs. „kaltes Netz“) ableiten. Im Variantenvergleich der Energiesysteme zeigt Variante V4 (mit PVT-Anlage) das höchste Potenzial für eine kostengünstige Wärmebereitstellung. Als wirtschaftlich attraktivstes und technisch weniger anspruchsvolles System stellt sich die Variante V1 mit dem Biomasse-Kessel und der L/W-Wärmepumpe heraus.

Aufgrund der Umweltverträglichkeit und dem Wunsch nach Autarkie, fiel mit Fertigstellung der Vorstudie die Entscheidung, die vertiefende Analyse auf eine Versorgungssystem bestehend aus Erdwärmesondenfeld und PVT-Anlage zu fokussieren.

6.2 Detailanalyse Zielvariante

Kern der Zielvariante ist das Erdwärmesondenfeld in Kombination mit der PVT-Anlage. Durch Differenzierung in zwei Zielvarianten, soll die Spitzenlastabdeckung entweder über einen Biomasse- (ZV1) oder Erdgas-Kessel (ZV2) erfolgen. Die Simulation des Energieversorgungssystems (vgl. Kapitel 7) berücksichtigt eine Netzvorlauftemperatur (VL) von 45 °C (LowEx-Netz). Die Temperierung erfolgt über die in der Heizzentrale untergebrachten Wärmepumpen. Bei Bedarf kann über einen in den Frischwasserstationen integrierten elektrischen Durchlauferhitzer ein Nachtemperierung erfolgen, bspw. wenn Temperaturen größer 45 °C benötig werden oder das Wärmenetz die Solltemperatur nicht erreicht. Im Folgenden wird diese Art der Nacherhitzung als dezentraler Heizstab konnotiert.

Daraus ergeben sich folgende Versorgungsvarianten:

- ZV1 [max.]: zentrales PVT-System & Erdsonden mit S/W-WP & **Biomasse-Kessel**; dezentraler Heizstab
- ZV1 [min.]: zentrales PVT-System & Erdsonden mit S/W-WP & **Biomasse-Kessel**, dezentraler Heizstab; **zentrale Stromversorgung der S/W-WP mittels PVT-System & dez. PV-Dachanlage**
- ZV2 [max.]: zentrales PVT-System & Erdsonden mit S/W-WP & **Erdgas-Kessel**; dezentraler Heizstab
- ZV2 [min.]: zentrales PVT-System & Erdsonden mit S/W-WP & **Erdgas-Kessel**, dezentraler Heizstab; **zentrale Stromversorgung der S/W-WP mittels PVT-System & dez. PV-Dachanlage**

Die Varianten werden in den nachfolgenden Kapiteln nach deren Energie- und CO_2-Bilanz sowie Wirtschaftlichkeit, darunter den

- Investitionskosten und Fördergrad
- jährlichen Kosten
- Wärmegestehungskosten

näher untersucht.

6.2.1 Energiebilanz

Durch die 18 Erdwärmesonden in Kombination mit der S/W-Wärmepumpe kann ein Deckungsanteil an der Wärmebereitstellung von knapp einem Drittel (31,8 %) erreicht werden. Aus dem zuvor beschriebenen Erzeugermix ergeben sich für die Wärmebereitstellung die in nachfolgender Abbildung dargestellten Deckungsgrade. Der Deckungsanteil des PVT-Systems (PVT-Kollektoren und S/W-Wärmepumpe) beträgt 54,9 %. Über die zentralen Residualerzeuger wird mit einem Deckungsgrad von 8,3 % die Wärmebereitstellung bei einer Warmwassertemperatur von 45 °C sichergestellt. Der restliche Anteil von 5,1 % an der Wärmebereitstellung fällt auf die dezentrale Nacherhitzung für die Trinkwarmwasserbereitung über den Heizstab zurück.

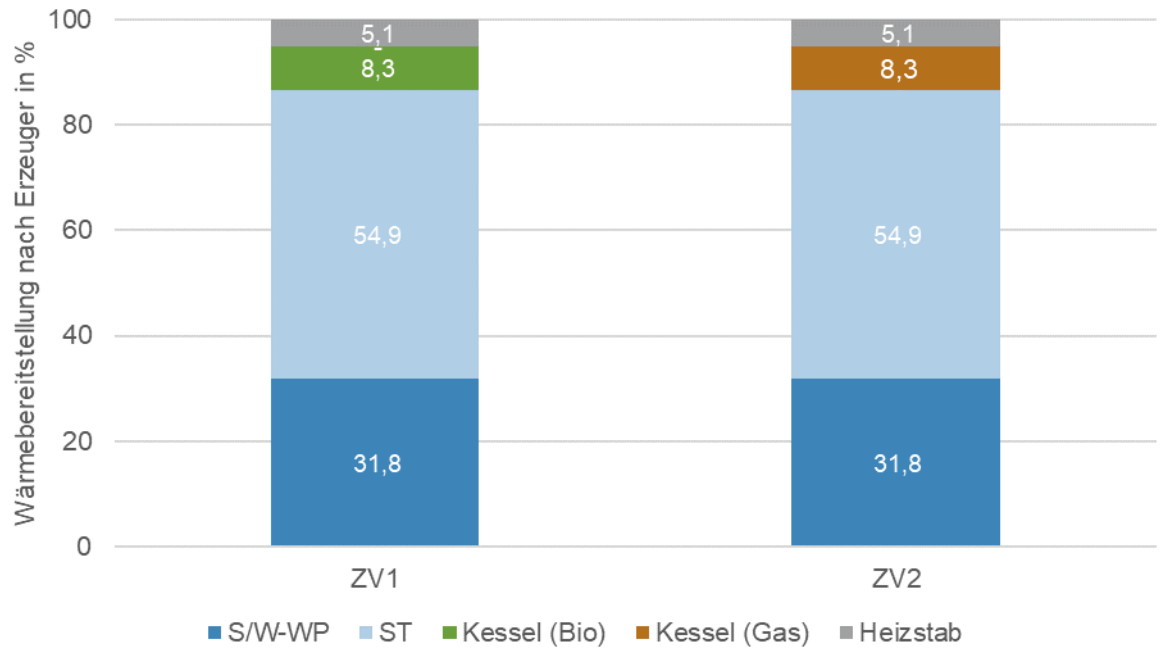


Abb.19 Energiebilanz: Deckungsgrad der Wärmebereitstellung nach Erzeuger verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Zielvariante

6.2.2 CO_2-Bilanz

Der ermittelten CO_2-Emissionen der jeweiligen Zielvariante liegen nachfolgende Emissionsfaktoren zugrunde.

Tab. 4 Übersicht der CO_2-Emissionsfaktoren nach Energieträger

Energieträger	CO_2-Emissionsfaktor[1)] [t/MWh]
Strommix	0,4140910
Erdgas	0,2470000
Biomasse	0,0219998
Solarthermie	0,0249996

1) Quelle: Gemis 4.94

Durch die Wärmebereitstellung über einen Biomasse-Spitzenlastkessel und der zusätzlichen PV-Strombereitstellung nach ZV1 [min] können die CO_2-Emissionen auf rund 105 t/a begrenzt werden. Dies entspricht einer Emissionsreduktion von rund 17 t/a durch die Sektorenkopplung. Durch die Substitution des fossilen Energieträgers werden weitere 10 t/a an Emissionen eingespart.

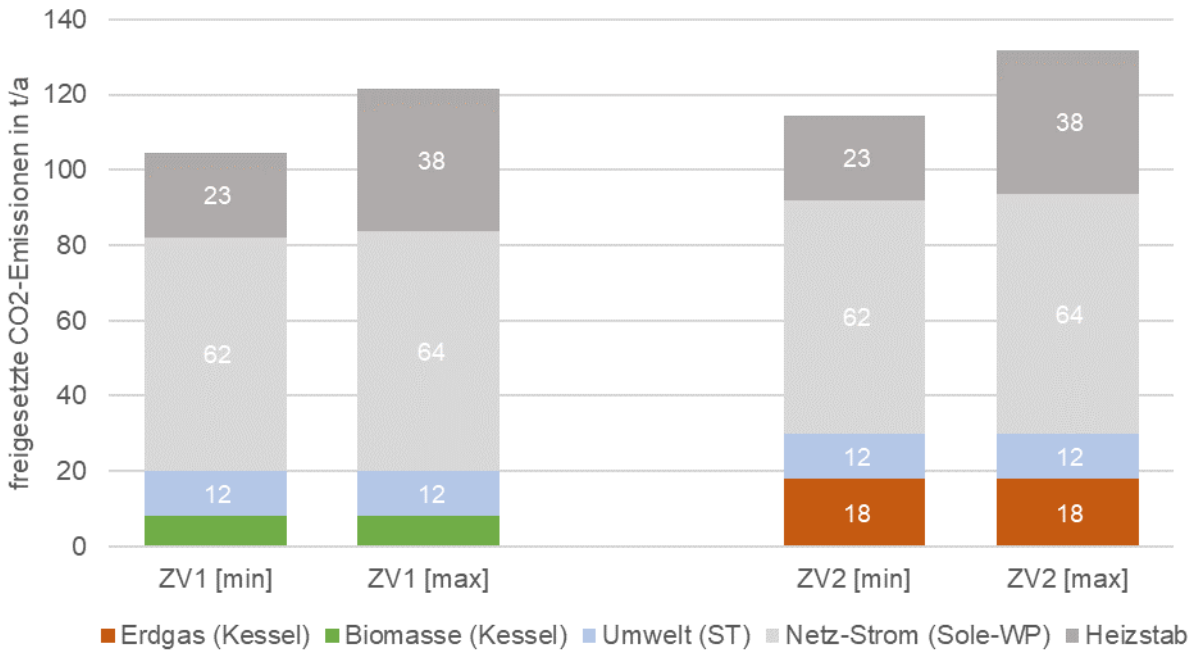


Abb.20 CO_2-Bilanz: freigesetzte Emissionen nach Erzeuger verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Zielvariante

6.2.3 Wirtschaftlichkeit

Die Investitionskosten der untersuchten Zielvarianten ergeben sich aus den Kosten der Systemkomponenten zuzüglich Baunebenkosten. Diese sind in nachfolgender Abbildung aufgeführt.

Tab. 5 Übersicht der Investitionskosten mit Baunebenkosten verschiedener Systemkomponenten

Kostenposition	Systemkosten	Baunebenkosten	Gesamt
Erzeugung			
Heizkessel (Gas) [ZV2]	29.127	5.825	34.953
Heizkessel (Bio) [ZV1]	95.625	19.125	114.750
S/W-Wärmepumpe	89.807	17.961	107.769
Erdsonde (S/W-Wärmepumpe)	185.400	37.080	222.480
PVT-Kollektorsystem	405.481	101.370	506.852
Speicherung			
Wärmespeicher	28.115	5.623	33.738
Frischwasserstation mit Heizstab	77.251	15.450	92.702
Übergabe			
Hausanschlussstation (HAST)	214.400	42.880	257.280
Verteilung			
Nahwärmenetz	447.500	89.500	537.000
Sonstige			
Heizhaus	234.845	46.969	281.814
hydraulischer Einbindung	243.756	-	243.756
EMSR	232.529	46.506	279.035
Grunderwerb		75.000	75.000
SUMME ZV1	2.254.709	497.464	2.752.176
SUMME ZV2	2.188.211	484.164	2.672.379

Abzüglich der investiven Förderung von 49,5 % in ZV1 und 38,7 % in ZV2 (Förderung „Wärmenetze 4.0“), ergeben sich die bereinigten Investitionskosten der Zielvarianten gemäß nachfolgender Abbildung.

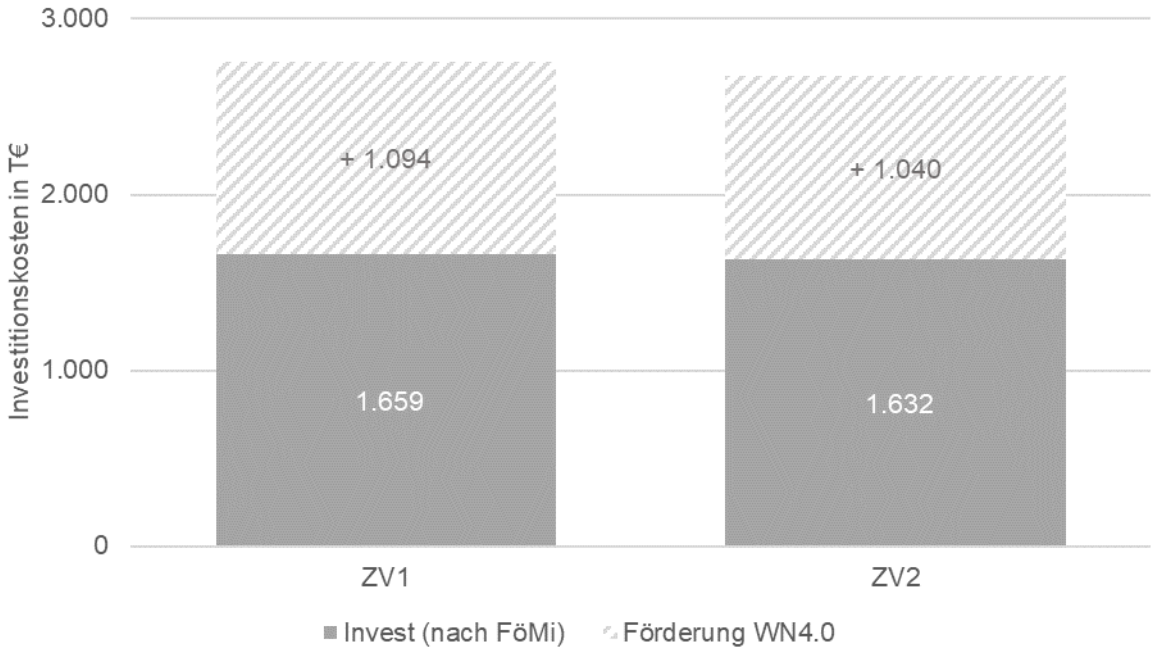


Abb.21 Investitionskosten verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Zielvariante

In Orientierung an das Annuitätenverfahren werden die nachfolgenden Kostarten ermittelt.

Die **kapitelgebundenen Kosten** ergeben sich aus den zuvor beschriebenen bereinigten Investitionskosten, der Nutzungsdauer nach VDI 2067 (siehe Tab. 6) der technischen Systemkomponenten sowie einem kalkulatorischen Zins von 3,0 %.

Tab. 6 Übersicht der Nutzungsdauer verschiedener Systemkomponenten

Heizkessel (Gas)	Heizkessel (Bio)	S/W-Wärmepumpe	Erdsonde	PVT-Kollektoren	Photovoltaik	Wärme-speicher
20	20	18	50	20	20	18

Frischwasser-station	Hausanschluss-station	Nahwärmenetz	Heizhaus	hydraulischer Abgleich	EMSR
18	30	40	50	20	20

Für die Ermittlung der **bedarfsgebundenen Kosten** werden die zugrunde gelegten Bezugskosten sowie Preissteigerungsfaktoren der eingesetzten Energieträger angesetzt (siehe Tab. 7).

Tab. 7 Übersicht der Energiebezugskosten und jährlichen Preissteigerung verschiedener Systemkomponenten[4]

Energieträger	Energiekosten [ct/kWh]	Preissteigerung [%]
Strom (Netz)	24,9	5,0
Strom (PV-Anlage)	10,3	-
Erdgas (Netz)	7,2	18,0
Biomasse (Holz)	13,0	11,0

Die Höhe der **bedarfsgebundenen Kosten** ergibt sich aus den Positionen Instandhaltung, Wartung & Inspektion sowie Bedienung Personal, gemäß VDI 2067. In der Position der **sonstigen Kosten** sind Versicherung mit 1,0 % auf die Erzeuger und 0,5 % auf alle weiteren Systemkomponenten – ausgenommen der hydraulischen Einbindung – einkalkuliert. Da sich das Grundstück zur Installation des Energieversorgungssystems bereits im Eigentum der Stadtwerke Herborn befindet, wurden hierfür keine Kosten angesetzt. Den bedarfsgebundenen und sonstigen Kosten wird eine jährliche Preissteigerung von 3,0 % zugeschrieben.

Die daraus resultierenden jährlichen Kosten (Annuität) kann nachfolgender Abbildung entnommen werden.

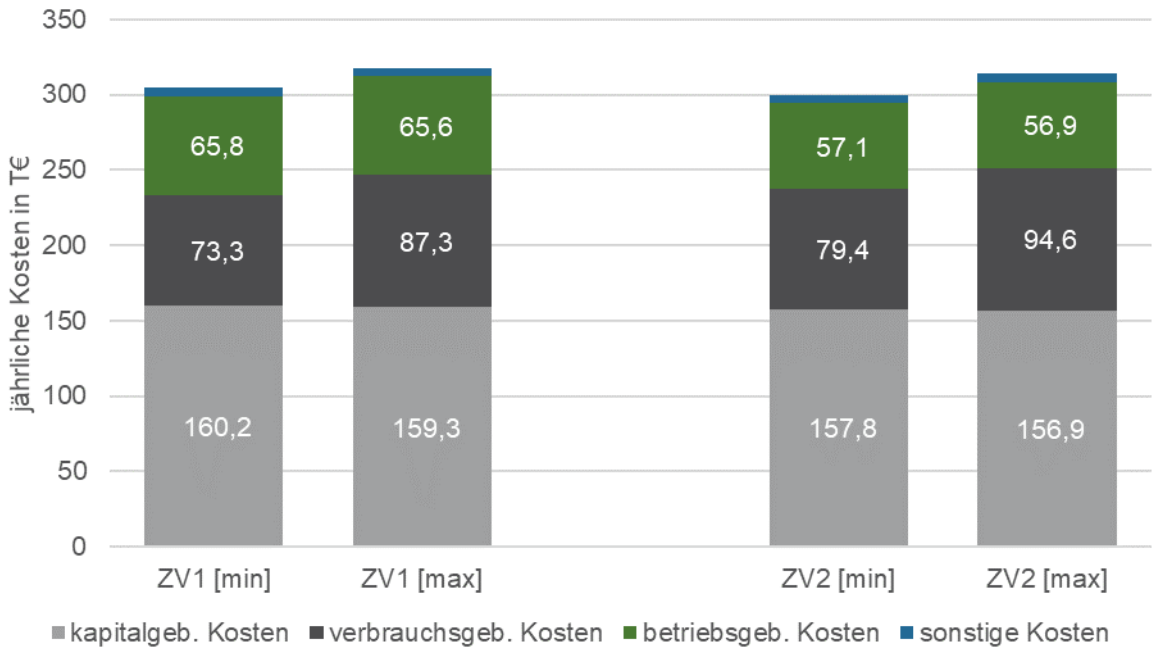


Abb.22 jährliche Kosten (Annuität) verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Zielvariante

[4] Bezugskosten nach Angaben der Stadtwerke Herborn [Stand: Jan. 2022]

Aus den jährlichen Kosten und einer abgesetzten Wärmemenge bei einem Erschließungsfaktor von rund 90 % (vgl. Kapitel 2.2) von 879 MWh/a ergeben sich die fördermittelbereinigten WGK entsprechend nachfolgender Abbildung. Daraus wird ersichtlich, dass der Biomasse-Kessel (ZV1) aufgrund höherer Kapital- und Betriebskosten, die WGK höher ausfallen lässt (359 €/MWh), als das beim Erdgas-Kessel (ZV2) der Fall ist (341 €/MWh). Ohne die Sektorenkopplung fallen in beiden Varianten die Wärmegestehungskosten höher aus (ZV1 – 374 €/MWh, ZV2 – 355 €/MWh).

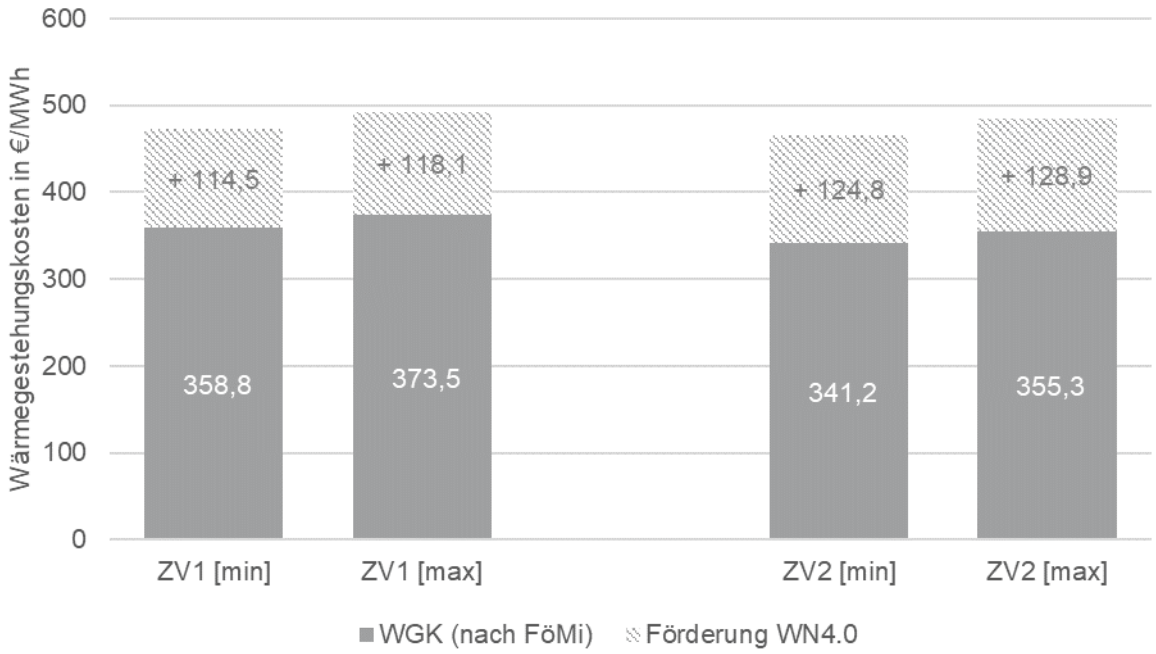


Abb.23 Wärmegestehungskosten verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Zielvariante

6.2.4 Fazit zur Zielvariante

Die derzeitige Dynamik an der Energiebörse erschwert den objektiven Kostenvergleich unterschiedlicher Energieträger. Die Beschaffungskosten für Hackschnitzel und Pellets steigen ebenso wie die für Erdgas. In beiden Fällen, ob Biomasse- oder Erdgaskessel, entsteht die Abhängigkeit von Energiemarktgeschehen. Da eine vollständige Deckung, mit Blick auf den Endausbauzustand des Versorgungsgebietes, aus Geothermie und Solarthermie nicht möglich ist, bedarf es einer Entscheidung über die Residuallastdeckung, bzw. den dafür einzusetzenden Energieträger. Aus den Ausführungen der vorangegangenen Abschnitte geht hervor, den Einsatz eines Erdgas-Kessels aus wirtschaftlichen Gründen zu befürworten. Mit Blick auf den Ausstoß von CO_2 ergibt sich genau das gegenteilige Bild, da der Einsatz von Biomasse weniger CO_2-Ausstoß verursacht als das beim Erdgas der Fall ist. Auch der Anstieg der CO_2-

Bepreisung wird in Zukunft den Einsatz von Erdgas zunehmend unwirtschaftlich machen. Im Zuge der weiteren Planung sollte, insbesondere vor dem Hintergrund eines modularen Ausbaus des Versorgungssystems, da der Ausbau- bzw. Anschlussgrad sich über einen Zeitraum von schätzungsweise fünf Jahren den Endzustand nähern wird, die optionale Nachrüstung eines Biomasse- oder Erdgas-Heizkessels vorgesehen werden. Aufstellfläche und Anschlüsse sollen fester Gegenstand der Planung sein, die Nachrüstung selbst, soll der Nachfrageentwicklung folgen.

Abschließend sei darauf hingewiesen, dass eine Wärmeversorgung eines Einfamilienhauses derzeit WGK von 690 €/MWh (L/W-WP) bis 730 €/MWh (S/W-WP) hervorruft.

7. Netzsimulation und -analyse

Zur Detailanalyse wurden im Rahmen der Machbarkeitsstudie mit der Planungssoftware Poly-Sun verschiedene Systemsimulationen für die Ermittlung der Energieströme, darunter

- Ertragssimulation von PVT-Kollektoren,
- Mehrertrag der Erdsonden durch solare Regeneration über PVT-Kollektoren oder
- verschiedene Auslegungsszenarien der PVT-Kollektoren und Erdsonden

simuliert.

Anhand der Simulationsergebnisse erfolgte eine iterative Optimierung des PVT-Systems. Diese findet sich in der bereits beschriebenen Zielvariante (vgl. Kapitel 6.2) wieder.

Nachfolgend wird beispielhafte ein Anlagenschema für ein PVT-System dargestellt. Weiter können die jeweiligen Zuflüsse, wie der Strom- und Wärmeertrag der PVT-Kollektoren, und die Abflüsse dem Energieflussdiagramm entnommen werden.

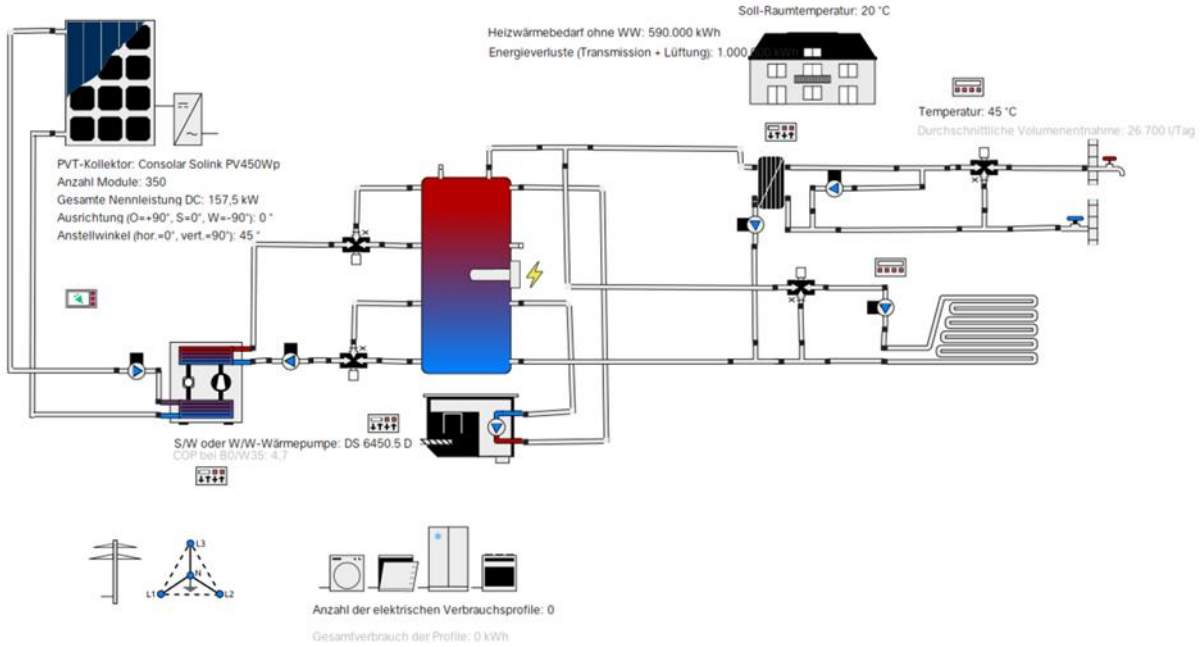


Abb.24 Anlagenschema des simulierten Energiesystems mit PVT-Kollektoren und S/W-Wärmepumpe

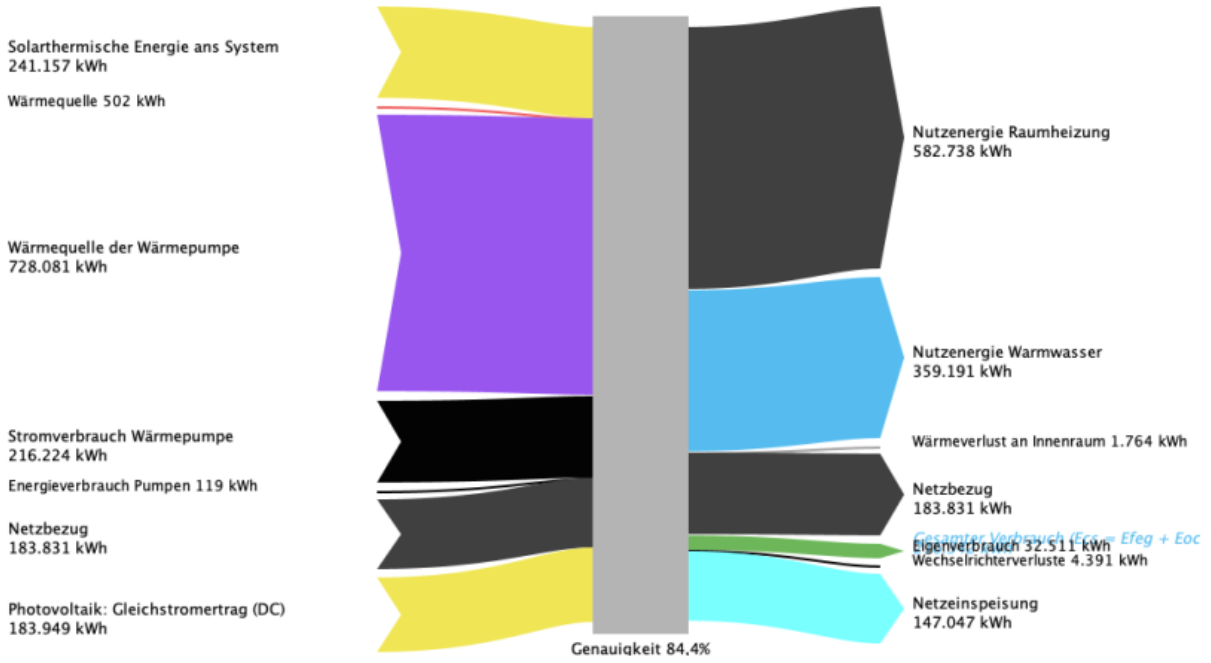


Abb.25 Energieflussdiagramm des simulierten Energiesystems mit PVT-Kollektoren und S/W-Wärmepumpe

8. Gestaltung der weiteren Umsetzung

8.1 Rechtliche Genehmigungsfähigkeit

Auf die genehmigungsrechtlichen Aspekte wurde bereits hinreichend im Kapitel 5 eingegangen.

8.2 Online-Monitoring des Wärmenetzsystems 4.0

Für eine Optimierung der Fahrweise der neuen Anlage und der Beobachtung, Analyse und Bewertung des neuen Wärmenetzes 4.0 ist ein Monitoring der wichtigsten Einflusswerte notwendig und wird auch durch das BAFA gefordert. Im folgenden Abschnitt wird das Monitoringkonzept beschrieben.

8.2.1 Grundlage

Abb. 26 zeigt vereinfacht das Energieflussschema in Gebäuden sowie die Verfügbarkeit von Messdaten. Dabei wird in den verschiedenen Prozessschritten End- und Hilfsenergie unter Einbeziehung anlagenspezifischer Verluste in Nutzenergie umgewandelt.

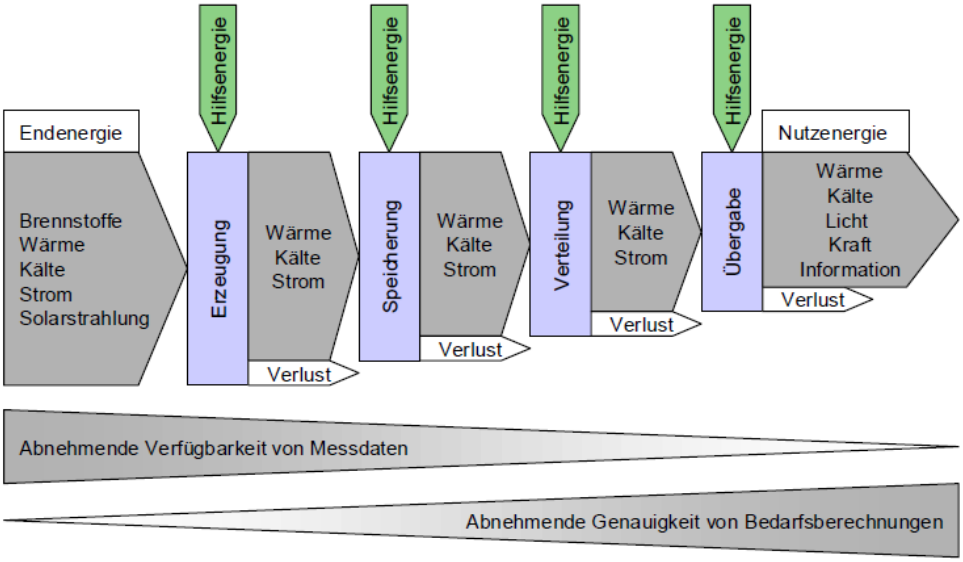


Abb. 26 Vereinfachtes Energieflussschema (Quelle: BMUB-Monitoring-Richtlinie)

Dabei nimmt die Verfügbarkeit von Messdaten mit zunehmender Wandlungstiefe ab, was vor allem an der weitreichenden Verteilung einzelner Energieformen und damit mit dem hohen Maß an notwendigen Datenpunkten zusammenhängt. Andererseits sinkt die Genauigkeit der im Rahmen der Planung durchgeführten Bedarfsberechnungen mit abnehmender Wandlungstiefe. Diese Erkenntnisse lassen sich auch auf ein Monitoring eines Wärmenetzes übertragen.

Anhand dieses Schemas leiten sich folgende Vorgaben für die Positionierung von Zählern ab:

1. Es ist die Gesamtendenergiezufuhr je Energieträger zu erfassen.
2. Für PV-Module ist der erzeugte, der an das Wärmenetz (Wärmepumpe) abgegebene und der in das Stromnetz eingespeiste Strom zu erfassen.
3. Es ist der Gesamtendenergiebezug inkl. möglichst gesonderter Hilfsenergieaufnahme je Erzeuger zu erfassen.
4. Es sind alle Energieströme, die von den jeweiligen Erzeugern geliefert werden, zu erfassen.
5. Zur Erfassung von Speicherverlusten sollen bei Langzeitspeichern die Energieströme vor und nach dem Speicher erfasst werden.

Grundsätzlich müssen mittels des Messsystems folgende Werte zu ermitteln sein:

- Primärenergieverbrauch
- CO_2 Emission
- Anteil Erneuerbare Energien an der Wärmeversorgung
- Wärmeverluste

Dazu sind folgende Messwerte zu erfassen:

- Netto-Erzeugung von Wärme
- Energieüberschuss (Ausspeisung aus Bilanzkreis)
- Daten zur Be- und Entladung der Speicher
- Vor- und Rücklauftemperaturen
- an Kunden gelieferte Wärme
- Witterungsverhältnisse

Aufnahme von Wetterdaten

Am Gebäudestandort ist eine Wetterstation zu betreiben, die folgende Größen an einem nicht verschatteten Standort ohne mikroklimatische Störungen erfasst:

- Globalstrahlung horizontal und senkrecht Süd
- Außenlufttemperatur
- Luftfeuchtigkeit

8.2.2 Messstellenkonzept

Folgende Messstellen (Wärmemengenzähler WMZ, Elektroenergiezähler ELZ) werden für das Monitoring im geplanten Wärmenetzes definiert.

WMZ 1	Wärmemenge aus Solarthermie-Anlage
WMZ 2	Wärmemenge nach Pufferspeicher
WMZ 3	Wärmemenge nach Wärmepumpe
WMZ 4	bereitgestellte Wärmemenge aus Sondenfeld
WMZ 5	Wärmemenge HAST
ELZ 1	PV Strom Netzeinspeisung
ELZ 2	PV Strom Eigennutzung (WP)
ELZ 3	Strombedarf WP (Netz)
ELZ 4	Strombedarf Frischwasserstation, elektr. Durchlauferhitzer

Fünf Messstellen werden mit Wärmemengenzähler ausgestattet, welche die notwendigen Temperaturen und Volumenströmen messen. Vier Stromzähler werden installiert.

Alle Zähler besitzen eine M-Bus-Schnittstelle und können über die zentrale Stelle in einem maximalen Raster von 5-Minuten ausgelesen und auf den Monitoring-Server gespiegelt.

Neben den Vorgaben zur Positionierung geeigneter Wärmemengenzähler und Elektroenergiezähler sollen abschließend noch einmal kurz die Anforderungen an die auszuwählende Messhardware beschrieben werden:

Wärmemengenzähler:

- Wärme-/Kälteleistung (0,1 kW)
- Wärme-/Kälteenergie (0,1 kWh)
- Vorlauf-/Rücklauftemperatur (0,1 K)
- Durchflussmenge (0,1 m^3/h)
- Messintervall: 1 min – 5 min

Die Einhaltung dieser Randbedingungen des Messintervalls erfordert eine separate Energieversorgung der o.g. Zähler mit 230V AC.

Elektroenergiezähler:

- Spannung je Phase (1V)
- Strom je Phase (0,1A)

- Phasenwinkel je Phase (1°)
- Wirkleistung gesamt und je Phase (0,01 kW)
- Blindleistung gesamt und je Phase (0,01 kvar)
- Wirkarbeit gesamt und je Phase (0,1 kWh)
- Blindarbeit gesamt und je Phase (0,1 kvarh)
- Messintervall: 1 min

Um eine genaue Aussage über die Netzverluste ermitteln zu können, sind mindestens stündlich aufgelöste Wärmelastmessungen nötig. Dies ist jedoch nur bedingt logistisch, datenrechtlich und wirtschaftlich umsetzbar. Daher ist ein Kompromiss in Form von hochaufgelösten und anonymisierten Temperaturmessungen an ausgewählten HAST denkbar, welche eine Hochrechnung der Netzverluste erlaubt. Dies ist jedoch zur Ermittlung der Netzverluste nicht zwingend notwendig. Ein Jahresenergienetzverlust mithilfe der Basisvariante der Ermittlung der Jahresenergieabrechnungen der Kunden ist ausreichend, kann jedoch nur bedingt automatisiert analysiert werden.

Wetterdaten

Eine passende Bewertung des energetischen Verhaltens eines Wärmenetzes erfordert passende Wetterdaten. Hierzu bietet sich eine eigenständige Wetterstation an, die Globalstrahlung, Außenlufttemperatur und relative Luftfeuchte erfasst. Diese Werte sind im Rahmen des Monitorings mit den aufgenommenen Messwerten zu korrelieren.

Neben der Voraussetzung, dass diese nicht verschattet und durch den vorhandenen Blitzschutz geschützt in räumlicher Nähe zum zu bewertenden Gebäude aufgestellt wird, ist die Einhaltung passender Vorgaben zur Messgenauigkeit und Messdatenauflösung wichtig.

- Temperatur: 0,1K (+/- 1%)
- Globalstrahlung: 1,0 W/m2 (+/- 5%)
- Relative Luftfeuchte: 0,5% r.F. (+/- 5%)
- Messintervall: 1 min

Die aufgenommen Wetterdaten werden analog zu den Energiedaten auf der Monitoring-Datenbank gespeichert.

Datenaufnahme und Datenhaltung

Nach der Spezifikation geeigneter und notwendiger Komponenten zum Aufbau eines Monitoring-Systems erfolgt im Rahmen dieses Abschnitts eine kurze Beschreibung zum Konzept der Monitoring-Software. Dies beinhaltet die Erörterung von Anforderungen an die Datenaufnahme, -kommunikation und Datenhaltung sowie die Spezifikation der notwendigerweise aufzubauenden Informationsstruktur.

Im Folgenden wird eine Option für ein komplexes, aber vollautomatisiertes Monitoring beschrieben.

Basis einer systematischen Auslegung und Umsetzung eines passenden Monitoring-Servers zur Aufnahme und Verwaltung der auflaufenden Messdaten im geplanten Messstellenkonzept ist die Abschätzung der über den Messzeitraum auflaufenden Datenmengen und der resultierenden Datenkommunikation. Hierzu werden die in Tab. 8 gezeigten Eigenschaften der geplanten Messstellentypen verwendet.

Tab. 8 Abschätzung der Datenpunktzahl und minimalen Ausleseintervalle der geplanten Messstellentypen

Messstellentyp	Typisches Ausleseintervall
Elektrozähler	2s – 1 min
Wärmemengenzähler	1 – 5 min
Energieversorger	15 min
Wetterstation	1 – 15 min
Temperatursensoren	1 – 5 min
Volumenstromsensoren	1 – 5 min

Die geplante Datenbank kann als Flat Table gestaltet werden, in der je Datenpunkt die Momentan- und Verlaufswerte gespeichert werden. In der Datenbank selbst werden nur neue Daten gespeichert, wenn sich der jeweils betrachtete Wert gegenüber dem zuletzt gespeicherten Wert geändert hat (Change-of-Value-Prinzip). Insgesamt entstehen pro Datenpunkteintrag ca. 50 Byte an Daten (ID, Zeitstempel, Wert, Index, etc.). Für eine Messauflösung von 1 min ergibt sich pro Datenpunkt eine Datenmenge von ca. 25 MB pro Jahr.

Zusätzlich werden an die IT-Infrastruktur seitens der zu erstellende Monitoring-Software folgende Anforderungen gestellt:

- Hostsystem:
  - Ideal Xenserver 7 oder höher auf eigenem Server (vgl. HP DL380 G6, mit neuen Platten im Raid6 (min. ca. 1 TB Speicherplatz), 1x Quadcore, 16-32GB RAM ausreichend)
  - Alternativ VMware vSphere 6.0 (Neuerstellung Appliance), ab ESXi 5.1 möglich, aber nicht offiziell unterstützt
- Applikationsserver (Apache, PHP, Symfony, ggf. Tomcat):
  - Debian Linux 9 oder Ubuntu 16
  - Mindestens 4 vCPUs, 16GB RAM (ggf. erweiterbar), 20GB HDD
- Datenbankserver (PostgreSQL 9.5):
  - Debian Linux 9 oder Ubuntu 16 - gleicher Host wie DB-Server
  - mindestens 4 vCPUs, 16GB RAM
  - 2 Disks (15GB System und DB (initial 400GB)

Die einzelnen Systembestandteile können als Virtuelle Maschinen (VMs) auf einem separaten Monitoring-Server aufgesetzt werden. Die Lieferung und Installation sowie Wartung während der Projektlaufzeit erfolgt durch den hierfür verantwortlichen Monitoring-Partner. Wartung und Gewährleistung für den Monitoring-Server entfallen nach Ende des Monitoringzeitraums.

Weiterhin sollte die zu erstellende Monitoring-Software folgende zusätzliche Features enthalten:

- Optimierung auf schnelle Abfragen über große Datenmengen und Zeiträume
- Umfangreiche, erweiterbare Webschnittstellen
- Komplexe Visualisierungsmöglichkeiten (z.B. über GNUPlot-Skripte, komplexe, animierte SVGs / Vektorgrafiken)
- Export in verschiedenen Formaten (z.B. über REST-API)
    - z.B. csv, MS Excel (change of value, Zeitraster, Sample & Hold)
- Automatische Überwachungsfunktionen
    - z.B. Alarmmails bei Zählerausfall, Serverstatus, etc.

8.2.3 Spezifikation der Monitoring-Infrastruktur

Abb. 27 zeigt, dass im Rahmen des Monitorings eine Vielzahl von verschiedenen Messstellentypen vermessen werden sollen. Dies bedeutet nicht nur, dass ein geeigneter Monitoring-Server aufgebaut werden muss, sondern auch, dass die entsprechenden Messstellen in hinreichender Form informationstechnisch vernetzt werden müssen.

Grundsätzlich soll das Monitoring-Netz als Virtual LAN, d.h. logisch vom bestehenden Informationsnetz der Netzstelle getrenntes (per Firewall) bestenfalls als komplett getrenntes Informationsnetz aufgebaut werden. Auf diese Weise kann der Zugriff auf die aufgenommenen Messdaten vermieden werden.

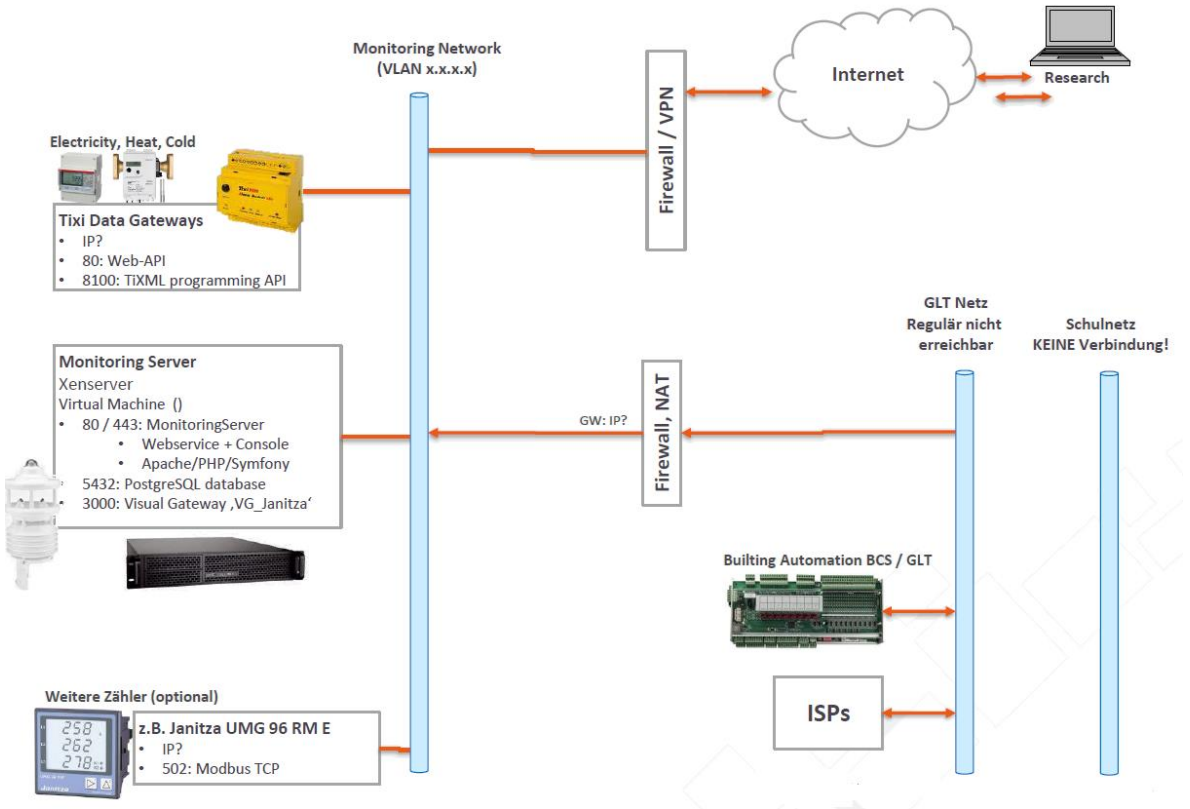


Abb. 27 Monitoring Infrastruktur

Neu zu verbauende Elektro- und Wärmezähler können seriell ausgelesen werden (Modbus, M-BUS). Durch Metering-Gateway werden die seriellen Signale auf TCP/IP-Signale umgesetzt. Dabei können an ein Metering-Gateway mehrere verschiedene Zähler in einem Raum (z.B. ELT-Verteilung UV OG) angeschlossen werden. Die Kommunikation mit den Sensoren der Wetterstation erfolgt auf ähnliche Weise.

Alternativ ist auch eine Spiegelung der Daten der Netzzentrale möglich, wenn alle oder teilweise Daten von Zählern direkt über die Netzzentrale ausgelesen werden. Dabei hat der Monitoring-Server keinen Zugriff auf die Netzzentrale, sondern die Netzzentrale hat einen schreibenden Zugriff (NFS, SMB oder SCP) auf dem Monitoring-Server. Auf diese Weise ist eine Beeinflussung (Gewährleistung) der Regelung durch das Monitoring-System ausgeschlossen.

Der Zugriff auf den Monitoring-Server kann einfach per Webbrowser von einem im Monitoring-Netz befindlichen Rechner inklusive persönlicher Authentifizierung erfolgen. Über eine passende Firewall und SSH oder VPN-Verbindung ist auch ein Zugriff auf die Rohdaten von extern (z.B. Monitoring-Beauftragter) und eine Spiegelung der Daten auf einen externen Monitoring-Server möglich. Auf diese Weise könnten auch Anwohner mit einer angepassten Nutzerrolle (d.h. nur Leserechte) die Möglichkeit bekommen, ausgewählte Netzinformationen einsehen zu können.

8.3 Fortlaufende Veröffentlichung der Ergebnisse des Vorhabens

Die Stadtwerke Herborn sollten aktiv für das Projekt werben. Hierfür bieten sich eine Projekthomepage, Flyer und ggf. Broschüren an, die den Grundstückskäufern direkt übergeben werden können. Hier sollte das Wärmeangebot grundsätzlich vorgestellt und ein weiterführender, persönlicher Kontakt angeboten werden. Gerade die Vorteile für die Abnehmer, durch den Anschluss an das Wärmenetz, sollen adäquat herausgestellt werden. Auch ein Imagefilm wäre denkbar. Hier könnte auf anschauliche Art und Weise das Projektgebiet als solches und die innovative Wärmeversorgung im Besonderen vorgestellt werden. Der Planungs- und Baufortschritt soll online, regelmäßig aktualisiert, vorgestellt werden.

9. Fazit und Zeitplan

Das Neubaugebiet Alsbach 2 stellt grundsätzlich eine gute Ausgangslage für die Realisierung eines Wärmenetzes der 4. Generation dar. Aufgrund der hohen energetischen Anforderungen an Neubauten sowie den verschärften Förderanreizen für KfW-Effizienzhäuser, ist von niedrigen Systemtemperaturen auszugehen, die wiederum ideale Bedingungen für ein LowEx-Wärmenetz darstellen.

Das zukünftige Versorgungsgebiet verfügt weder über Mindestanzahl von 100 Abnehmern noch über einen Mindestwärmeabsatz von 3.000 MWh/a. Um dennoch eine Wärmenetze 4.0 Förderung erhalten zu können, greift der Fördertatbestand „mehr als 20 Abnehmer“, verbunden mit der Einhaltung von „mind. 3 Innovationskriterien“. Im Nachfolgenden wird auf diese noch näher eingegangen.

Im Rahmen der Potenzialanalyse wurden zunächst die am Standort verfügbaren erneuerbaren Wärme- und Stromquellen identifiziert und bewertet. Im Ergebnis dessen steht die nachfolgende Variantenmatrix, die die im Rahmen der Vorstudie zu untersuchenden Versorgungsvarianten definiert.

Tab. 9 Variantenmatrix

Pos.	L/W-WP	S/W-WP	BMK	Erdgas-BHKW	Erdgas-Kessel	PV + Batterie	PVT
V1.1-3	x		x		x	(x)	
V2		x	x		x		
V3	x		x	x	x		
V4		x	x		x		x

1) L/W-WP...Luft/Wasser-Wärmepumpe, W/W-WP...Wasser/Wasser-Wärmepumpe, BMK...Biomassekessel, PV...Photovoltaikanlage, PVT...kombinierte Photovoltaik-/Solarthermieanlage, BHKW...Block-Heiz-Kraftwerk
2) Systeme werden jeweils mit zusätzlichen Pufferspeichern in den Gebäuden (500 – 1.000 l) für die dezentrale Trinkwarmwasserbereitstellung ausgestattet

Abgeleitet aus den Ergebnissen der Vorstudie, erfolgte die Festlegung und tiefergehende Analyse der Zielvariante. Dabei wurde eine Simulationsrechnung mittels der Software Polysun der Firma Vela Solaris AG durchgeführt. Die Zielvariante bündelt geothermische und solare Potenziale zu einem ganzheitlichen Energiesystem. Das durch die Stadtwerke Herborn zu erwerbende Grundstück wird nahezu vollständig mit PVT-Kollektoren belegt. Diese stellen sowohl direkt Wärme für das Wärmenetz als auch Strom für den Betrieb der Wärmepumpen bereit. Letzteres dient dabei direkt der Kopplung des Strom- und Wärmesektors. Solarthermische Überschüsse werden zudem zur Regeneration des Erdreiches genutzt, um einen stabilen Wärmeertrag über die Nutzungszeit des Erdwärme-Sondenfeldes zu gewährleisten. Das Erdwärme-Sondefeld bildet den Saisonalspeicher, vereint insgesamt mindestens 18 Erdwärmesonden, bzw. ein Speichervolumen von 104.000 m³. Damit einher geht eine

Wärmespeichermenge von ca. 1.560 MWh/a[5]. Ergänzt wird das Saisonalspeichersystem durch insgesamt 70 m³ Speichervolumen, welches sich in Summe aus je 1 m³-Speichervolumen (Warmwasserspeicher) pro Abnehmer ergibt. Hinzu kommt noch das Speichervolumen in der Heizzentrale. Das LowEx-Netz wird mit einer Vorlauftemperatur von 45 °C gefahren. Um bei Bedarf dennoch höhere Temperaturen für die Trinkwarmwasserbereitstellung realisieren zu können, verfügen die dem Pufferspeicher nachgeschalteten Frischwasserstationen über einen elektrischen Durchlauferhitzer.

Die Zielvariante deckt den Wärmebedarf des Versorgungsgebietes zu 54,9 % aus Solarthermie, 31,8 % Geothermie sowie 8,3 % aus Biomasse bzw. 5,1 % aus Elektroenergie für den Betrieb der Nacherhitzung. Der Strombedarf der Wärmepumpen wird zu rund 13 % aus PV-Strom gedeckt. Gegenüber einer konventionellen Wärmeversorgung[6] können pro Jahr 113 Tonnen CO_2 eingespart werden. Die bereitgestellte Wärme kann zu einem Wärmepreis von 359 €/MWh zuzüglich Marge und Mehrwertsteuer angeboten werden. Da die PVT-Kollektoren zentral installiert werden, bietet sich für die Hausbesitzer die Möglichkeit, zusätzlich PV-Strom auf dem eigenen Dach zu erzeugen.

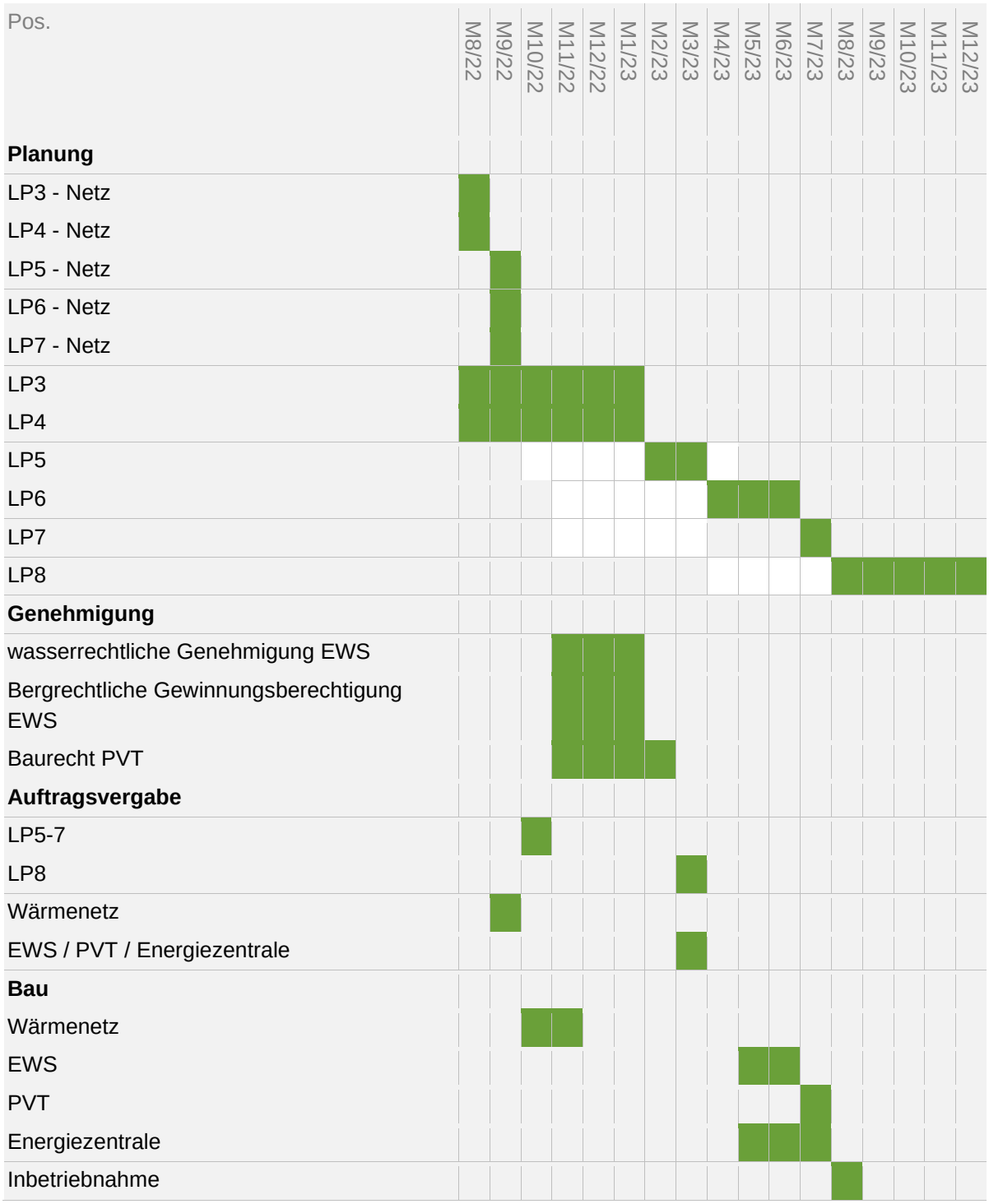
Die Realisierung des Projektes folgt den in Tab. 10 dargestellten Ablaufplan. Eine Besonderheit ist, dass die medientechnische Erschließung des Baugebietes Alsbach 2 bereits im Frühherbst dieses Jahres starten muss. Zu diesem Zeitpunkt muss auch das Wärmenetz eingebracht werden, da ansonsten erhebliche Mehrkosten für den Wiederaushub und Straßenaufbruch entstünden. Die Ausführung des Wärmenetzes erfolgt als Ringnetz mit Singelrohren der Dämmreihe 3. Die Hauptleitungen werden in DN110 ausgeführt.

Das zu realisierende Wärmenetzsystem der 4. Generation zeichnet sich durch eine Reihe von Innovationen aus. So werden weit mehr als 50 % der benötigten Wärme aus Erneuerbaren bereitgestellt. Als LowEx-Wärmenetz ausgelegt, liegen die Netzvorlauftemperaturen deutlich unter 60°C. Das Erdwärme-Sondenfeld bildet einen saisonalen Wärmespeicher aus, der der Flexibilisierung des Wärmenetzes dient. Durch den Einsatz der PVT-Kollektoren erfolgt die Kopplung des Wärme- und Stromsektors. Zum Einsatz kommen mehrere Aspekte der Digitalisierung, wie z. B.: Smart Meter, die regelungstechnische Aufschaltung der HAST auf die Leitzentrale, Demand Side Management durch Nutzung von Überschussstrom im Stromverteilnetz zum Betrieb der Wärmepumpen und Wärmespeicherung im Saisonalspeicher sowie den dezentral verteilten Pufferspeichern.

[5] Unter der Annahme einer Wärmedichte von 15 kWh/m³.
[6] Einzelversorgung aller Objekte mittel EG-Brennwert-Heizung und Solarthermie.

Tab. 10 Ablaufplan Projektrealisierung

Pos.	M8/22	M9/22	M10/22	M11/22	M12/22	M1/23	M2/23	M3/23	M4/23	M5/23	M6/23	M7/23	M8/23	M9/23	M10/23	M11/23	M12/23
Planung																	
LP3 - Netz																	
LP4 - Netz																	
LP5 - Netz																	
LP6 - Netz																	
LP7 - Netz																	
LP3																	
LP4																	
LP5																	
LP6																	
LP7																	
LP8																	
Genehmigung																	
wasserrechtliche Genehmigung EWS																	
Bergrechtliche Gewinnungsberechtigung EWS																	
Baurecht PVT																	
Auftragsvergabe																	
LP5-7																	
LP8																	
Wärmenetz																	
EWS / PVT / Energiezentrale																	
Bau																	
Wärmenetz																	
EWS																	
PVT																	
Energiezentrale																	
Inbetriebnahme																	


Pos.
M8/22
M9/22
M10/22
M11/22
M12/22
M1/23
M2/23
M3/23
M4/23
M5/23
M6/23
M7/23
M8/23
M9/23
M10/23
M11/23
M12/23
Planung
LP3 - Netz
LP4 - Netz
LP5 - Netz
LP6 - Netz
LP7 - Netz
LP3
LP4
LP5
LP6
LP7
LP8
Genehmigung
wasserrechtliche Genehmigung EWS
Bergrechtliche Gewinnungsberechtigung EWS
Baurecht PVT
Auftragsvergabe
LP5-7
LP8
Wärmenetz
EWS / PVT / Energiezentrale
Bau
Wärmenetz
EWS
PVT
Energiezentrale
Inbetriebnahme

Abbildungsverzeichnis

Abb. 1 Untersuchungs-/ Plangebiet Alsbach....7
Abb. 2 Übersicht Versorgungsplanung und Grundstücksaufteilung 8
Abb. 3 Errechneter Wärmebedarf des Plangebiets....9
Abb. 4 Beispielhafte Darstellung einer dezentralen Versorgung (Erdsonden und S/W-WP)....11
Abb. 5 Beispielhafte Darstellung einer zentralen Versorgung (Erdsonden, Wärmenetz und HAST)....11
Abb. 6 Temperaturprofil des GRT im Plangebiet 14
Abb. 7 Verfügbare Freifläche zur Installation von PVT-Modulen....15
Abb. 8 3D-Simulation PVT-Freifläche....16
Abb.9 Energiebilanz: Deckungsgrad der Wärmebereitstellung nach Erzeuger verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Vorstudie....23
Abb.10 CO2-Bilanz: freigesetzte Emissionen nach Erzeuger verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Vorstudie....24
Abb.11 Investitionskosten verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Vorstudie....25
Abb.12 fördermittelbereinigte Annuität verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Vorstudie....25
Abb.13 Wärmegestehungskosten verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Vorstudie....26
Abb.14 Entwicklung der Wärmegestehungskosten durch steigende CO_2-Kosten verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Vorstudie....27
Abb.15 Deckungs- und Nutzungsgrad verschiedener Szenarien der Strombereitstellung über solare Anlagen und Energiespeicher nach Vorstudie....28
Abb.16 Investitionskosten verschiedener Szenarien der Strombereitstellung über solare Anlagen und Energiespeicher nach Vorstudie....29
Abb.17 Wärmegestehungskosten verschiedener Szenarien der Strombereitstellung über solare Anlagen und Energiespeicher nach Vorstudie....29
Abb.18 Wärmegestehungskosten verschiedener Szenarien der Strombereitstellung über solare Anlagen und Energiespeicher nach Vorstudie....31
Abb.19 Energiebilanz: Deckungsgrad der Wärmebereitstellung nach Erzeuger verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Zielvariante....33
Abb.20 CO2-Bilanz: freigesetzte Emissionen nach Erzeuger verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Zielvariante....34
Abb.21 Investitionskosten verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Zielvariante....36
Abb.22 jährliche Kosten (Annuität) verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Zielvariante....37

Abb.23 Wärmegestehungskosten verschiedener Wärmeversorgungsszenarien nach Zielvariante....38
Abb.24 Anlagenschema des simulierten Energiesystems mit PVT-Kollektoren und S/W-Wärmepumpe....40
Abb.25 Energieflussdiagramm des simulierten Energiesystems mit PVT-Kollektoren und S/W-Wärmepumpe....41
Abb. 26 Vereinfachtes Energieflussschema (Quelle: BMUB-Monitoring-Richtlinie).42
Abb. 27 Monitoring Infrastruktur....48

Tabellenverzeichnis

Tab. 1 Berechnungsdaten zum theoretischen oberflächennahen Geothermiepotenzial 13
Tab. 2 Ertragsberechnung PVT-Anlage....17
Tab. 3 Übersicht der untersuchten Versorgungsvarianten nach Vorstudie 22
Tab. 4 Übersicht der CO_2-Emissionsfaktoren nach Energieträger 34
Tab. 5 Übersicht der Investitionskosten mit Baunebenkosten verschiedener Systemkomponenten....35
Tab. 6 Übersicht der Nutzungsdauer verschiedener Systemkomponenten....36
Tab. 7 Übersicht der Energiebezugskosten und jährlichen Preissteigerung verschiedener Systemkomponenten 37
Tab. 8 Abschätzung der Datenpunktzahl und minimalen Ausleseintervalle der geplanten Messstellentypen....46
Tab. 9 Variantenmatrix....50
Tab. 10 Ablaufplan Projektrealisierung....52