

Quartierskonzept Gemeinde Hohenhorn

Abschlussbericht zur Erstellung eines integrierten Quartierskonzeptes

Kerngemeinde Hohenhorn

Im Auftrag von: **Gemeinde Hohenhorn**

Ansprechpartner_in: Hanna Putfarken, Bürgermeisterin der Gemeinde Hohenhorn

Auftragnehmer_in: GP JOULE Consult GmbH & Co.KG
Maierhof 1
86647 Buttenwiesen

Bearbeitung:
M. Eng. Markus Brandt, M. Sc. Andreas Stange

Förderhinweis: Das Projekt "Energetisches Quartierskonzept Gemeinde Hohenhorn" wird gefördert aus Mitteln des Bundes im Rahmen des KfW-Programms 432 „Energetische Stadtsanierung“ sowie ergänzend aus Mitteln des Landes Schleswig- Holstein.

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Verkehr und
digitale Infrastruktur



Schleswig-Holstein
Ministerium für Energiewende,
Landwirtschaft, Umwelt, Natur
und Digitalisierung

Aufgrund eines Beschlusses des
Deutschen Bundestages

Haftungsausschluss Diesem Bericht wurden die aktuellen Informationen und der aktuelle Stand der Technik für die beschriebenen Bereiche zugrunde gelegt. Dennoch kann keine Haftung für unter Umständen enthaltene Fehler oder Abweichungen übernommen werden.

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	2
Abbildungsverzeichnis	5
Tabellenverzeichnis.....	7
Zusammenfassung	8
1. Einleitung.....	9
1.1 Zielsetzung und Aufgabenstellung.....	9
1.2 Das Quartier	10
1.3 Vorhandenes „Integriertes Klimaschutzkonzept des Amtes Hohe Elbgeest“	11
1.4 Methodik	12
1.5 KfW Checkliste Energetische Stadtsanierung	13
1.6 Öffentlichkeitsarbeit	14
2. Energetische Ausgangssituation im Quartier.....	16
2.1 Gebäudebestand und Siedlungsstruktur.....	16
2.2 Datengüte	18
2.3 Energieverbrauch	20
2.3.1 Wärme	20
2.3.2 Strom.....	23
2.4 Mobilität	24
2.5 CO ₂ -Bilanz.....	25
3. Potenzialanalyse	27
3.1 Gebäudesanierung.....	27
3.1.1 Fördermöglichkeiten im BEG und Neuerungen im GEG	27
3.1.2 Mustersanierungen	31
3.1.3 Einsparpotenzial und Sanierungsrate	37
3.2 Stromversorgung	38
3.2.1 Wind.....	38
3.2.2 Photovoltaik	42
3.3 Wärmeversorgung	46
3.3.1 Wärmepumpen	46
3.3.2 Geothermie	48
3.3.3 Biomasse	50
3.3.4 Solarthermie.....	50
3.3.5 Photovoltaisch-thermische Kollektoren (PVT).....	51
3.3.6 Speichertechnologien	52
3.4 Mobilität	55

3.4.1	Individueller Personenkraftverkehr	55
3.4.2	Öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV)	57
3.4.3	Unterstützung des Radverkehrs.....	57
3.4.4	Elektromobilität	58
3.4.5	Carsharing	59
4.	Nachhaltige Wärmeversorgung Hohenhorn.....	61
4.1	Dezentrale Wärmeversorgung	61
4.1.1	Holzpellets + Solarthermie	63
4.1.2	Luft-Wärmepumpe + Photovoltaik.....	63
4.1.3	Erdkollektor-Wärmepumpe + Photovoltaik	64
4.2	Zentrale Wärmeversorgung.....	65
4.2.1	Wärmenetz	66
4.2.2	Versorgungskonzepte.....	69
4.2.3	Fördermöglichkeiten	76
4.2.4	Wirtschaftlichkeitsberechnung	79
4.2.5	Klimaverträglichkeit	84
4.2.6	CO ₂ -Einsparungen	87
4.2.7	Sensitivitätsanalyse.....	87
4.2.8	Zeitplan und Umsetzung	90
4.2.9	Mögliche Betreibermodelle	91
5.	Stromversorgung.....	93
5.1	Individuelle Stromversorgung.....	93
5.2	Zentrale Stromversorgung – Bilanzielle Stromprodukte	94
5.3	Hohenhorn – Szenario 2023.....	95
5.4	Hohenhorn – Szenario 2035.....	96
6.	Maßnahmenkatalog	99
7.	Umsetzungshemmnisse und Lösungsansätze.....	101
7.1	Energetische Sanierung	101
7.2	Zentrale Wärmeversorgung.....	102
7.3	Strom	102
7.4	Mobilität	102
7.5	Allgemeine Hemmnisse	103
8.	Umsetzung.....	104
8.1	Öffentlichkeitsarbeit	104
8.2	Controlling-Konzept	105
8.2.1	Gebäudesanierung	105

8.2.2	Wärmenetz	105
8.2.3	Strom.....	105
8.2.4	Mobilität.....	105
8.3	Sanierungsmanagement.....	106
Literaturverzeichnis		107

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Umsetzung des energetischen Quartierskonzepts.....	9
Abbildung 2: Untersuchungsgebiet	10
Abbildung 3: Prozess der Quartiersanalyse zur nachhaltigen Energieversorgung	12
Abbildung 4: Eindrücke aus der Öffentlichkeitsveranstaltung vom 03.05.2023.....	14
Abbildung 5: Gebäudebestand nach Gebäudealtersklassen	16
Abbildung 6: Übersicht der aktuellen Zentralheizungen zu Wärmebereitstellung in Hohenhorn.....	17
Abbildung 7: Baujahr der vorhandenen Zentralheizungen der Gemeinde Hohenhorn.....	17
Abbildung 8: Leistung der eingesetzten Zentralheizungen	21
Abbildung 9: Wärmeatlas Quartier Kerngemeinde Hohenhorn.....	22
Abbildung 10: Jahresverlauf der Wärmeleistung.....	22
Abbildung 11: Quartierslastprofil Strom.....	23
Abbildung 12: Verteilung der Fahrzeugtypen nach Kraftstoffarten im Kreis Herzogtum Lauenburg.....	24
Abbildung 13: Schematische Darstellung der CO ₂ -Bilanz.....	25
Abbildung 14: Resultierende CO ₂ -Emissionen nach Sektoren	26
Abbildung 15: Systematische Darstellung der Bundesförderung für effiziente Gebäude	28
Abbildung 16: Vergleich BEG EM ab 2024 (GIH, 2023).....	30
Abbildung 17: Referenzgebäude 1 aus dem Jahr 1997	31
Abbildung 18: Referenzgebäude 2 aus dem Jahr 1976	33
Abbildung 19: Referenzgebäude 3 aus dem Jahr 1900	35
Abbildung 20: Windgeschwindigkeit im Jahresverlauf	40
Abbildung 21: Leistung und kumulierter Ertrag einer Kleinwindkraftanlage mit 250 kW Nennleistung im Jahresverlauf.....	40
Abbildung 22: Mögliche Ausschlussgebiete (Wald) für Freiflächen-PV (MELUND, 2023)(..	43
Abbildung 23: PV-Energieertrag von Hohenhorn (Europäische Kommission, 2022)	43
Abbildung 24: Aktuelle Wärmeversorgung in Deutschland.....	46
Abbildung 25: Beispielhafte Darstellung der thermischen Leistung und Leistungszahl einer Großwärmepumpe in Abhängigkeit der Quellentemperatur	47
Abbildung 26: Leistung einer Großwärmepumpe über der Quellentemperatur	48
Abbildung 27: Saisonaler Wärmespeicher Meldorf	53
Abbildung 28: Ergebnisse der Mobilitätsszenarien der Gemeinde Hohenhorn	56
Abbildung 29: Schematische Darstellung Pelletheizung + Solarthermie	63
Abbildung 30: Schematische Darstellung Wärmepumpe + Photovoltaikanlage	64
Abbildung 31: Konzeptdarstellung eines Wärmenetzes	66
Abbildung 32: Dimensionierung eines möglichen Wärmenetzes der Gemeinde Hohenhorn	67
Abbildung 33: Vorlauftemperaturen des Wärmenetzes	68
Abbildung 34: Konzeptskizze der Wärmeversorgung über eine Erdwärme-Wärmepumpe und Solarthermie.....	70
Abbildung 35: Zusammensetzung der monatlichen Wärmebereitstellung der Anlagen in Variante 1	71
Abbildung 36: Heizzentrale eines auf einer Wärmepumpe basierenden Wärmenetzes (Mertingen, 2023).....	72

Abbildung 37: Konzeptskizze der Wärmeversorgung über Solarthermie mit Saisonalspeicher.....	73
Abbildung 38: Monatliche Wärmebereitstellung der Anlagen in Variante 2a	74
Abbildung 39: Konzeptskizze der Wärmeversorgung über Luft-Wärmepumpen	75
Abbildung 40: Monatliche Wärmebereitstellung der Anlagen in Variante 3	76
Abbildung 41: Vollkostenvergleich der Wärmeversorgungsszenarien	84
Abbildung 42: Anteil erneuerbarer Energien der unterschiedlichen Varianten zur zentralen Wärmeversorgung	86
Abbildung 43: Sensitivitätsanalyse für unterschiedliche Anschlussquoten	88
Abbildung 44: Sensitivität der Investitions-, Strom- und Biomethankosten bei einer Anschlussquote von 80 %	88
Abbildung 45: Trassenverlauf eines gekürzten Wärmenetzes	89
Abbildung 46: Zeitplan Wärmenetz.....	90
Abbildung 47: Stündliche Werte einer beispielhaften Stromproduktion einer 10 kWp PV- Dachanlage im Jahr 2019	93
Abbildung 48: Beispielhafte Gegenüberstellung der Strombereitstellung einer 10 kWp PV- Dachanlage und des Strombedarfs eines Einfamilienhauses im Sommer.....	94
Abbildung 49: Monatliche Energiemengen des Szenarios Hohenhorn 2023 mit zusätzlichen 1 MWp PV-Anlagen.....	96
Abbildung 50: Monatliche Energiemengen des Szenarios Hohenhorn 2035 mit zusätzlichen 1 MWp PV-Anlagen und zwei 250kW-Kleinwindkraftanlagen bei gestiegenem Strombedarf durch E-Mobilität und Wärmepumpen.....	98
Abbildung 51: Sensitivität des Autarkiegrads in Abhängigkeit von der zusätzlichen PV- Leistung und der Anzahl von Kleinwindkraftanlagen im Szenario Hohenhorn 2035	98

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Termine der Öffentlichkeitsveranstaltungen und Lenkungsgruppentreffen.....	14
Tabelle 2: Kategorien und Wertungsfaktoren zur Bewertung der Datengüte	18
Tabelle 3: Datengüte der Energie- und CO ₂ -Bilanz Hohenhorn	19
Tabelle 4: Gaslieferung Hohenhorn.....	20
Tabelle 5: Stromverbrauchsdaten Hohenhorn	23
Tabelle 6: Hochrechnung der Personenkraftwagen in Hohenhorn nach Kraftstofftyp.....	24
Tabelle 7: CO ₂ -Bilanz für den Wärme- und Stromsektor.....	25
Tabelle 8: CO ₂ -Bilanz für den Verkehr.....	26
Tabelle 9: Förderübersicht der Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2023).....	28
Tabelle 10: Kennzahlen der aggregierten Maßnahmen für das Referenzgebäude 1	32
Tabelle 11: Kennzahlen der aggregierten Maßnahmen für das Referenzgebäude 2	34
Tabelle 12: Kennzahlen der aggregierten Maßnahmen für das Referenzgebäude 3	36
Tabelle 13: Entwicklung des Wärmebedarfs und der entsprechenden CO ₂ -Emissionen Hohenhorns bei Sanierungsraten von 1,5 % und 2,5 % pro Jahr.....	37
Tabelle 14: Stromgestehungskosten einer Kleinwindkraft	41
Tabelle 15: Stromgestehungskosten einer Photovoltaik Dachanlage.....	44
Tabelle 16: Ertragspotenzial von PV-Dachanlagen in Hohenhorn.....	45
Tabelle 17: Vergütungssätze von Dach-PV-Anlagen bei Inbetriebnahme ab 01.01.2023 (Bundesministerium der Justiz, 2023).....	45
Tabelle 18: CO ₂ -Emissionsfaktoren unterschiedlicher Energieträger (Umweltbundesamt, 2023a; BMWi, 2021; Projektionsbericht 2023 für Deutschland, 2023b).....	56
Tabelle 19: Vergleich der CO ₂ -Emissionen verschiedener Verkehrsmittel (Umweltbundesamt, 2021b)	57
Tabelle 20: Vor- und Nachteile unterschiedlicher Heizsysteme im Eigenheim.....	62
Tabelle 21: Ergebnisse des Vollkostenvergleichs für Lösungen zur dezentralen Wärmeversorgung	65
Tabelle 22: Nennweitenabhängiger U-Wert und maximale thermische Leistung der KMR Duo-Rohre	67
Tabelle 23: Netzlänge je Rohrdimensionierung der vorgeschlagenen Trasse in Hohenhorn	68
Tabelle 24: Netzlänge je Rohrdimensionierung der vorgeschlagenen Trasse in Hohenhorn	74
Tabelle 25: Übersicht über zentrale Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung	79
Tabelle 26: Anlagendimensionierung und Energiebilanz der Wärmeversorgung	81
Tabelle 27: Investitionskosten der Versorgungskonzepte	81
Tabelle 28: Übersicht über den Energieeinkauf sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten	82
Tabelle 29: CO ₂ -Emissionen der Fernwärme Varianten	85
Tabelle 30: Primärenergiefaktoren der Wärmeversorgungsszenarien	86
Tabelle 31: Wärmebedarfe der Haushalte mit Gas- oder Ölheizung	87
Tabelle 32: Kennzahlen des Szenarios Hohenhorn 2023.....	96
Tabelle 33: Kennzahlen des Szenarios Hohenhorn 2023.....	97

Zusammenfassung

Die Ist-Analyse hat gezeigt, dass 90% der Heizungsanlage in Hohenhorn fossil über Gas und Heizöl betrieben werden. Gleichzeitig hat die Auswertung der installierten Heizungsanlagen ergeben, dass insgesamt 129 Heizungen noch vor 2004 eingebaut wurden und somit in den nächsten Jahren ausgetauscht werden sollten und ein hohes Potenzial für den Einbau erneuerbarer Anlagen vorliegt. Gleichzeitig kann sich bei einer Sanierungsrate von 2,5% der Wärmebedarf insgesamt um etwa 621 MWh reduzieren.

Die erstellte CO₂-Bilanz zeigt, dass im Sektor Wärme jährlich 1.164 Tonnen CO₂ ausgestoßen werden. Der Stromsektor verursacht insgesamt 631 Tonnen pro Jahr, wohingegen auf den Mobilitätssektor etwa 981 Tonnen CO₂ zurückzuführen sind. Der Wärmesektor verursacht folglich mit einem 42 % Anteil den größten Anteil der Gesamtemissionen.

Ein Hauptziel dieses energetischen Quartierskonzepts ist die Bewertung der Machbarkeit eines möglichst ökologischen Wärmenetzes innerhalb des Quartiers. Insgesamt sind 4 unterschiedliche Konzepte miteinander verglichen worden. Das erste Konzept stellt den Großteil der Wärme über eine Wärmepumpe mit Erdwärme als Quelle bereit, das zweite Konzept nutzt Solarthermie in Kombination mit einem Saisonspeicher, wohingegen das zentrale Element des dritten Konzepts eine Luftwärmepumpe darstellt. Der Vergleich der Konzepte hat gezeigt, dass sich die Umsetzung eines Wärmenetzes in Hohenhorn unter den aktuellen Randbedingungen als schwierig erweist. Um mit dezentralen Lösungen konkurrieren zu können, sollte für eine mögliche Umsetzung mittelfristig eine Anschlussquote von über 80 % erreicht werden.

Insgesamt liegt in Hohenhorn ein großes Potenzial zur Reduzierung der Emissionen vor. Im Bereich der Wärme sind derzeit 90 % der Heizungen fossil und können in den nächsten Jahren ausgetauscht werden. Darüber hinaus besteht ein hohes Potenzial zur energetischen Sanierung. Im Bereich der Stromversorgung können die Hohenhorner Photovoltaikanlagen nutzen, um den Stromverbrauch weiter zu reduzieren. Insgesamt sind (Stand: Juni 2023) bereits 28 Dachanlagen installiert. Bei mehr als 180 Gebäuden können hier dementsprechend noch einige Anlagen geplant werden. Die Energieberatungen haben gezeigt, dass PV-Anlagen auch mit gestiegenen Investitionskosten auch heute noch wirtschaftlich darstellbar sind. Gleichzeitig gibt es um Hohenhorn herum viele Flächen, auf denen kleine Freiflächenanlagen gebaut werden können. In Kombination mit Kleinwindkraftanlagen könnte auch die Gemeinde langfristig erneuerbaren Strom bereitstellen und über eine Energiegenossenschaft an die Anwohnerschaft vermarkten.

Die Studie zeigt: Hohenhorn hat das Potenzial, seine Emissionen innerhalb der nächsten Jahre stark zu reduzieren. Eine nachhaltige Wärmeversorgung oder die Nutzung erneuerbaren Stroms sind hierbei zentrale Aspekte. Die Umsetzung eines Wärmenetzes ist bei den richtigen Randbedingungen, wie beispielsweise einer ausreichend hohen Anschlussquote, möglich. Die Gemeinde sollte jetzt anfangen, über das Thema aufzuklären und das Interesse innerhalb der Anwohnerschaft ausloten.

1. Einleitung

1.1 Zielsetzung und Aufgabenstellung

Im Jahr 2017 ist das Amt Hohe Elbgeest zusammen mit seinen zehn Gemeinden dem Klimabündnis beigetreten. Durch die Teilnahme am Klima-Bündnis bekennt sich die Region Hohe Elbgeest im Bereich des Klimaschutzes zu den ehrgeizigen Zielen, die CO₂-Emissionen alle fünf Jahre um zehn Prozent zu verringern und die pro-Kopf-Emissionen bis zum Jahr 2030 um die Hälfte im Vergleich zum Stand von 1990 zu reduzieren.

Die Gemeinde selbst hat sich das Ziel gesetzt, bis zum Jahr 2035 klimaneutral und möglichst energieautark zu werden. Zu diesem Zweck hat die Gemeinde ein energetisches Quartierskonzept im Rahmen des KfW-Programms 432 beauftragt. Neben der Untersuchung des energetischen Ist-Zustands des Quartiers ist die Untersuchung von individuellen und gemeinsamen Konzepten zur Wärmeversorgung ein zentraler Teil der Studie.

Es ist üblich, dass im Zuge der Quartierskonzepte Lenkungsgruppen aus Vertreter:innen der Gemeinde sowie dem Planungsteam gebildet werden und im Austausch zu den Fortschritten der Machbarkeitsstudie stehen. Abbildung 1 soll die grundsätzliche Erarbeitung des Quartierskonzepts veranschaulichen. Über allen Arbeitspaketen, wie der Analyse des Ist-Zustands, der Potenzialanalyse oder der Ergebnispräsentation steht die Arbeit mit der Lenkungsgruppe. In regelmäßigen Lenkungsgruppentreffen wird über Arbeitspakete diskutiert und die Gemeinde hat die Möglichkeit, aktiv die Inhalte der Studie mitzugestalten. Eine genauere Beschreibung zur Erarbeitung des Quartierskonzept wird in Abschnitt 1.4 aufgeführt.



Öffentlichkeitsarbeit / Arbeit mit dem Arbeitskreis



Ist-Zustand



Energie-
und CO₂-Bilanz



Potenzialanalyse



Maßnahmenkatalog



Endbericht /
Ergebnispräsentation

Abbildung 1: Schematische Darstellung der Umsetzung des energetischen Quartierskonzepts

1.2 Das Quartier

Die Gemeinde Hohenhorn liegt im Kreis Herzogtum Lauenburg in Schleswig-Holstein und hat 547 Einwohner. Das Untersuchungsgebiet umfasst insgesamt 0,596 km² und weist damit eine Bevölkerungsdichte von ca. 940 Einwohnern je Quadratkilometer auf. Das untersuchte Quartier umfasst ein geplantes Neubaugebiet im Norden der Gemeinde sowie das gesamte Bestandsgebiet und wird in Abbildung 2 dargestellt.

Bei den Gebäuden innerhalb der Gemeinde handelt es sich überwiegend um Einfamilienhäuser, welche größtenteils in den 60er und 70er Jahren errichtet worden sind. Die ältesten Gebäude in Hohenhorn sind zum Teil über 250 Jahre alt. Das örtliche Gewerbe besteht hauptsächlich aus handwerklichen Betrieben wie einer Klempnerei sowie einer Tischlerei. An der Dorfstraße, welche sich von Norden nach Süden durch das Kerngebiet zieht, befindet sich darüber hinaus ein Gastronomiebetrieb. Öffentliche Gebäude sind das 2009 errichtete Gemeindehaus im Norden der Gemeinde, sowie das Schützenhaus und die denkmalgeschützte Kirche aus dem Jahr 1827.



Abbildung 2: Untersuchungsgebiet

1.3 Vorhandenes „Integriertes Klimaschutzkonzept des Amtes Hohe Elbgeest“

Im Jahr 2013 ist für das Amt Hohe Elbgeest bereits ein integriertes Klimaschutzkonzept erstellt worden. Das Klimaschutzkonzept sollte eine gemeindeübergreifende Strategie für den Klimaschutz formulieren, die folgende Ziele verfolgt:

- Den Energiebedarf und -verbrauch senken
- Energieeffizienz steigern
- Fossile durch erneuerbare Energien ersetzen
- CO₂-Emission reduzieren

Im Zuge dieses Klimaschutzkonzepts sind bereits einige Maßnahmen für die Gemeinden vorgeschlagen worden, welche die energetische Situation verbessern. Ein in Hohenhorn umgesetzter Punkt ist die Straßenbeleuchtung über LEDs zu betreiben. Diese weisen neben einer hohen Effizienz eine sehr gute Lichtqualität auf und können flexibel gesteuert und gedimmt werden.

Bei einer Abschätzung möglicher CO₂-Minderungspotenziale wurden im Zuge des Konzept 1.286 m² an Dachflächen identifiziert, die potenziell für eine Stromerzeugung durch Photovoltaik genutzt werden können. Es ist darauf hingewiesen worden, dass eventuell größere Dachflächenpotenziale vorhanden sein können und genauere Zahlen über eine gesonderte Untersuchung ermittelt werden können. (Integriertes Klimaschutzkonzept, 2013)

Eine Abschätzung des möglichen PV-Ertrags hat in Kapitel 3.2.2 stattgefunden.

1.4 Methodik

Das energetische Quartierskonzept für die Gemeinde Hohenhorn ist in enger Abstimmung mit der Lenkungsgruppe erstellt worden. Da die Erstellung des energetischen Quartierskonzeptes viele Interessen unterschiedlicher Einzelakteure vor Ort betrifft, ist die Einbindung der Öffentlichkeit sowie eine transparente Projektbearbeitung äußerst wichtig. Aus diesem Grund wird stets bei einer Öffentlichkeitsveranstaltung über das Quartierskonzept und seine Inhalte informiert. Dadurch soll die Akzeptanz vor Ort erhöht werden.

Prinzipiell erfolgt die Erstellung des Quartierskonzepts anschließend anhand folgender Schritte, die in Abbildung 3 grafisch verdeutlicht werden:

1. Aufnahme von Daten zur Beschreibung des Ist-Zustands des Quartiers (Netzbetreiber, Schornsteinfeger, Umfragen in der Bevölkerung, etc.)
2. Validierung der Daten
3. Erstellen einer Energie- und CO₂-Bilanz für den Ist-Zustand der Gemeinde
4. Erarbeitung von Maßnahmen zur Steigerung der Energieeffizienz und Einbindung erneuerbarer Energien in die Energieversorgung
5. Formulierung konkreter Maßnahmen
6. Aufarbeitung der Ergebnisse in Form eines Endberichts und Präsentation in der Gemeinde

Neben technischen Faktoren fließen auch Faktoren wie der regulatorische Rahmen, die Bevölkerungsentwicklung sowie Prognosen für die zukünftige Entwicklung des Energiemarkts in die Bewertung der Maßnahmen mit ein.

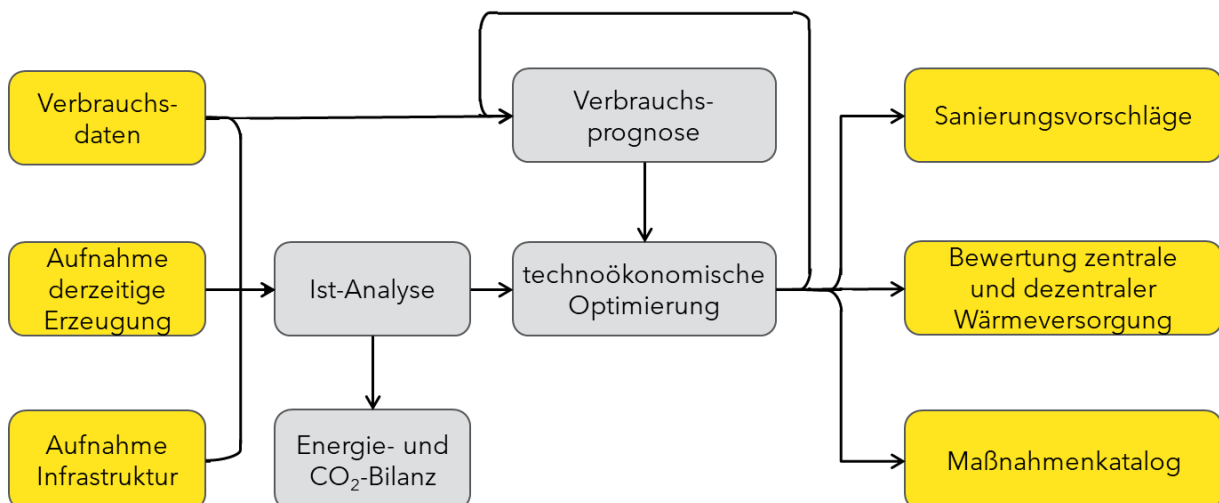


Abbildung 3: Prozess der Quartiersanalyse zur nachhaltigen Energieversorgung

Das Ergebnis dieses Prozesses sind Investitionsempfehlungen zur Energiebereitstellung, -speicherung und Verteilung in Form eines Maßnahmenkatalogs speziell für das untersuchte Quartier.

1.5 KfW Checkliste Energetische Stadtsanierung

Inhaltliche Mindestanforderungen an das integrierte Quartierskonzept laut Merkblatt	Kapitel/Seite
Betrachtung der für das Quartier maßgeblichen Energieverbrauchssektoren (insbes. komm. Einrichtungen, Gewerbe, Handel, Dienstleistungen, Industrie, private Haushalte) (Ausgangsanalyse)	2
Beachtung der baukulturellen Zielstellungen unter besonderer Berücksichtigung von Denkmälern, erhaltenswerter Bausubstanz und Stadtbildqualität	1.2, 1.3, 3.1.2
Aussagen zu Energieeffizienzpotenzialen und deren Realisierung im Bereich der quartiersbezogenen Mobilität	2.4, 3.4
Identifikation von alternativen, effizienten und gegebenenfalls erneuerbaren lokalen oder regionalen Energieversorgungsoptionen und deren Energieeinspar- und Klimaschutzpotenziale für das Quartier	3.2, 3.3
Gesamtenergiebilanz des Quartiers (Vergleich Ausgangspunkt und Zielaussage)	2, 2.6
Bezugnahme auf Klimaschutzziele der Bundesregierung und energetische Zielsetzungen auf kommunaler Ebene	3.1.3, 3.4
konkreter Maßnahmenkatalog unter Berücksichtigung quartiersbezogener Wechselwirkungen	6
Analyse möglicher Umsetzungshemmnisse und deren Überwindungsmöglichkeiten	7
Aussagen zu Kosten, Machbarkeit und Wirtschaftlichkeit der Investitionsmaßnahmen	3.2.1, 3.2.2, 4.1, 4.2.4
Einbeziehung betroffener Akteure bzw. Öffentlichkeit in die Aktionspläne/Handlungskonzepte	1.6
Maßnahmen zur organisatorischen Umsetzung des Sanierungskonzepts (Zeitplan, Prioritätensetzung, Mobilisierung der Akteure und Verantwortlichkeiten)	6, 8
Maßnahmen der Erfolgskontrolle und zum Monitoring	8.2

1.6 Öffentlichkeitsarbeit

Die Öffentlichkeitsarbeit stellt einen wesentlichen Teil der Arbeit in Quartierskonzepten dar, um kontinuierlich und transparent über den Status des Projekts zu informieren.

Einen Überblick über die durchgeführten, öffentlichen Termine zeigt Tabelle 1.

Tabelle 1: Termine der Öffentlichkeitsveranstaltungen und Lenkungsgruppentreffen

Termin	Titel	Datum
1	Kick-Off Veranstaltung mit Lenkungsgruppe	20.03.2023
2	Öffentlichkeitsveranstaltung	03.05.2023
3	Ergebnispräsentation	13.12.2023

Zum Auftakt des Quartierskonzepts hat am 20.03.2023 ein Kick-Off Termin mit Vertretern der Gemeinde und Amtsverwaltung stattgefunden. Eine erste Öffentlichkeitsveranstaltung wurde am 03.05.2023 im Gemeindehaus abgehalten. Im Rahmen dieser Veranstaltung ist über die Ziele und anstehenden Arbeitspakete aufgeklärt worden. Es haben über 70 Anwohner:innen an dieser Veranstaltung teilgenommen und zu einer spannenden Diskussion im Anschluss an die Präsentation beigetragen. Einige Eindrücke aus der Veranstaltung sind in Abbildung 4 dargestellt.

Insgesamt haben im Nachgang zur Öffentlichkeitsveranstaltung 36 Haushalte die Möglichkeit genutzt. Über einen Fragebogen Informationen zu dem energetischen Zustand ihres Gebäudes und dem jährlichen Energieverbrauch zur Analyse des Ist-Zustands im Quartier beizusteuern und so die Genauigkeit sowie Belastbarkeit der Ergebnisse des Quartierskonzepts zu erhöhen. Dies entspricht einer Beteiligung von ca. 16 %. Über die Teilnahme an der Umfrage wurde der Anwohnerschaft darüber hinaus die Möglichkeit gegeben, an einer Auslosung für kostenfreie Energieberatungen teilzunehmen.



Abbildung 4: Eindrücke aus der Öffentlichkeitsveranstaltung vom 03.05.2023

Am 13.12.2023 hat im Gemeindehaus die Abschlussveranstaltung stattgefunden. Im Anschluss an eine Präsentation des Projektteams zu den Ergebnissen des Quartierskonzepts konnten Anwohner:innen Fragen, Anregungen und Bedenken zu den gezeigten Inhalten mit dem Planungsteam sowie der Lenkungsgruppe diskutieren.

Im Nachgang an die Präsentation gab es die Möglichkeit, an 4 Stationen zu ausgewählten Themen der Studie in kleinen Gruppen zu diskutieren und individuelle Fragen zu klären. Jede Station war mit Mitgliedern des Projektteams besetzt, sodass Ansprechpersonen zu allen Themen verfügbar waren. Die Plakate bzw. Stationen hatten folgende Themenschwerpunkte:

- **Energetische Sanierung:**
Welche Möglichkeiten gibt es im eigenen Haus, um Energie einzusparen?
- **Fördermöglichkeiten für private Haushalte:**
Wenn ich mein Gebäude sanieren möchte, welche Fördermöglichkeiten gibt es?
- **Rund um die Fernwärme:**
Ist eine Fernwärmeversorgung in Hohenhorn möglich und wie könnte sie aussehen?
- **Rund um die Studie:**
Was ist ein KfW 432 Quartierskonzept, welche Inhalte enthält die Studie und was sind mögliche nächste Schritte für die Gemeinde?

Die Plakate werden für alle Anwohner:innen zugänglich gemacht.

2. Energetische Ausgangssituation im Quartier

Ausgehend von dem in Abbildung 2 eingezeichneten Gebietsumgriff wird die energetische Ausgangssituation der Gemeinde bewertet. Der so definierte Ist-Zustand dient als Referenz für die Bewertung aller Maßnahmen hinsichtlich der Energie- und CO₂-Einsparpotenziale. Hierfür wurden verschiedene Parameter, wie der Gebäudebestand, Heizungstechnik und Energieverbrauch/-erzeugung herangezogen und eine Energie- und CO₂-Bilanz ermittelt.

2.1 Gebäudebestand und Siedlungsstruktur

In dem Untersuchungsgebiet befinden sich derzeit 241 Wohneinheiten in 181 Wohngebäuden. Darüber hinaus gibt es 16 Baulücken und bis 2030 sind weitere 20 Wohneinheiten geplant. Der Gebäudebestand ist geprägt von einem hohen Anteil an Wohngebäuden, welche bezogen auf die Brutto-Grundfläche einen Anteil von ca. 91 % ausmachen. Als wesentliche Nichtwohngebäude sind die „Kleine Pause Hohenhorn“, das Gemeindehaus, die Kirche sowie die Reithalle identifiziert worden. Darüber hinaus besteht das ansässige Gewerbe überwiegend aus handwerklichen Betrieben.

Die Betrachtung nach Gebäudealtersklassen in Abbildung 5 zeigt, dass es sich um ein eher altes Quartier handelt. Laut der Zensusdaten aus dem Jahr 2011 sind ca. 22 % der Wohngebäude vor 1948 und 56 % vor 1979 errichtet worden (Statistisches Bundesamt, 2011). Eine durchgeführte Ortsbegehung mit der Lenkungsgruppe hat diesen Eindruck bestätigt.

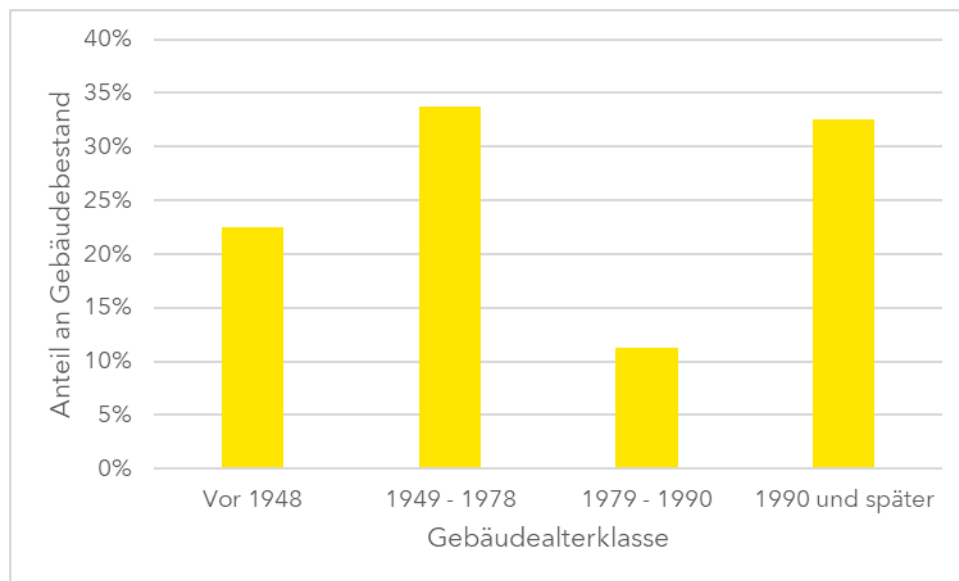


Abbildung 5: Gebäudebestand nach Gebäudealtersklassen

Über eine Auskunft des lokalen Schornsteinfegers ist die Anzahl der Gas-, Öl- und Feststoffheizungen innerhalb des Quartiers erfasst worden. Die Anzahl der Wärmepumpen wurde über eine Hochrechnung der durchgeführten Anwohnerbefragungen ermittelt.

Aufgrund des überwiegend hohen Baualters der Liegenschaften werden aktuell primär Gasheizungen zur Wärmeversorgung eingesetzt. Dies spiegelt sich in Abbildung 6 wider. Dargestellt ist die derzeitige Verteilung der installierten Zentralheizungen zur Wärmeversorgung innerhalb des Quartiers. Erkennbar ist, dass fossil befeuerte Heizungsanlagen den größten Anteil an der derzeitigen Wärmeversorgung haben. Darüber hinaus gibt es innerhalb des Quartiers 135 Holz-, eine gas- sowie zwei ölbefeuerte Einzelraumheizungen.

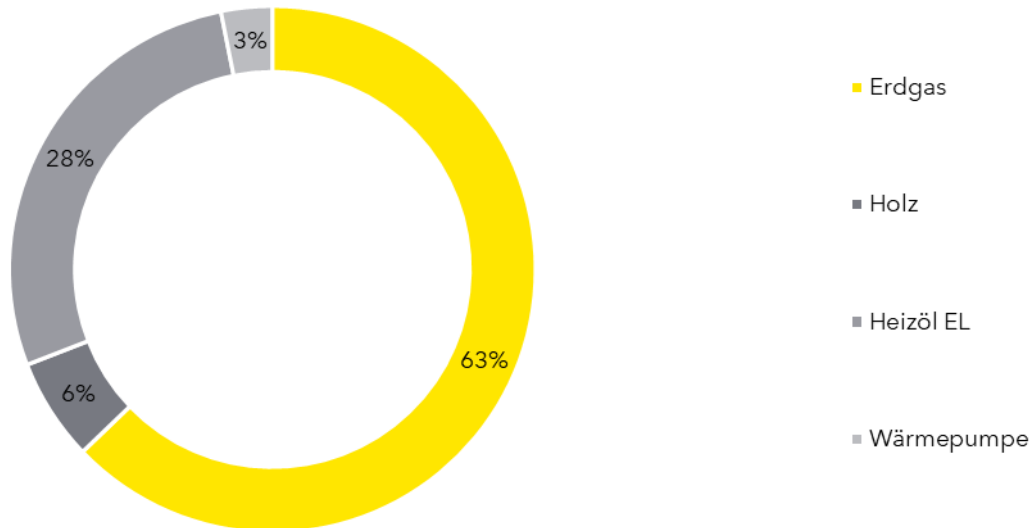


Abbildung 6: Übersicht der aktuellen Zentralheizungen zu Wärmebereitstellung in Hohenhorn

Insgesamt ergibt sich so eine emissionsintensive Wärmeversorgung der Gebäude im Untersuchungsgebiet.

Eine Auswertung der vorhandenen Erzeugungsanlagen hat ergeben, dass viele Anwohner:innen bereits angefangen haben, ihre Anlagen zu erneuern und bei einem Großteil ein Heizungsaustausch vermutlich innerhalb der nächsten Jahre anstehen wird. In Abbildung 7 sind die Baujahre der vorhandenen Zentralheizungen in unterschiedlichen Altersklassen zusammengefasst und dargestellt. Es ist zu erkennen, dass ein Großteil zwischen 1995 und 2009 installiert wurde und somit demnächst mit einer hohen Wahrscheinlichkeit ausgetauscht werden muss.

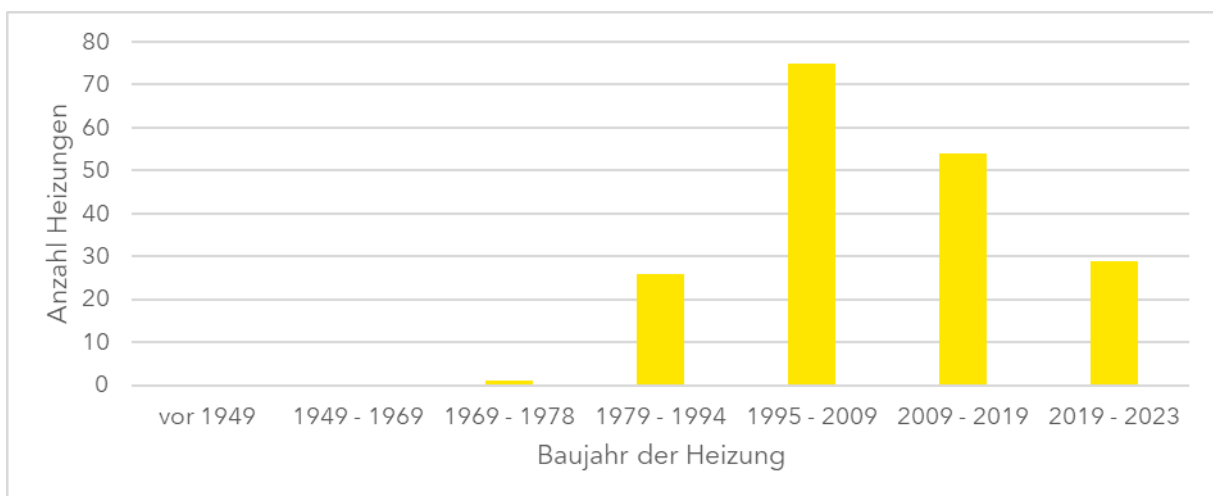


Abbildung 7: Baujahr der vorhandenen Zentralheizungen der Gemeinde Hohenhorn

2.2 Datengüte

Um die eigenen Bilanzen für spätere Bearbeiter*innen transparent zu gestalten, sollte für die Datenquellen mit dazugehörigen Energieverbräuchen die jeweilige Datengüte des Gesamtverbrauchs ermittelt werden. Der Praxisleitfaden Kommunaler Klimaschutz (Deutsches Institut für Urbanistik, 2023) gibt hierzu eine methodische Empfehlung, welche für das vorliegende Quartierskonzept angewendet wird.

Die Bewertung der Datengüte erfolgt in vier unterschiedlichen Kategorien, die unterschiedlich bewertet werden. Tabelle 2 stellt die Datengüte unterschiedlicher Datenquellen gegenüber.

Tabelle 2: Kategorien und Wertungsfaktoren zur Bewertung der Datengüte

Datenquelle	Datengüte	Gewichtungsfaktor
regionale Primärdaten	A	1,00
Primärdaten und Hochrechnung	B	0,50
regionale Kennwerte und Statistiken	C	0,25
bundesweite Kennzahlen	D	0,00

Zur Ermittlung der Datengüte der Gesamtbilanz werden die ermittelten Endenergieverbrauchsdaten den genannten Kategorien zugeordnet und mit den entsprechenden Gewichtungsfaktoren multipliziert. Die resultierende Datengüte wird folgendermaßen bewertet (Deutsches Institut für Urbanistik, 2023):

- >80%: A - gut belastbar
- >65 - 80% B - belastbar
- >50 - 65% C - relativ belastbar
- bis 50% D - bedingt belastbar

Die Verbräuche leitungsgebundener Energieträger wie elektrischer Strom oder Gas werden von örtlichen Netzbetreibern erfasst und liefern exakte Verbrauchswerte. Die Erfassung von Heizöl, Kohle, Biomasse, Solarthermie oder Wärmepumpen ist hingegen mit Ungenauigkeiten verbunden. Die Verbräuche dieser nicht leitungsgebundenen Energieträger werden von keiner zentralen Stelle erfasst und müssen über Hochrechnungen abgeschätzt werden.

In Tabelle 3 ist die Datengüte der Energie- und CO₂-Bilanz der Kerngemeinde Hohenhorn für den Wärme- und Stromsektor dargestellt, welche in den folgenden Kapiteln erläutert wird. Mit einer Datengüte von 81% liegt insgesamt eine gut belastbare Datengrundlage vor.

Tabelle 3: Datengüte der Energie- und CO₂-Bilanz Hohenhorn

Daten	Quelle	Datengüte	Wertung	Anteil Endenergieverbrauch	anteilige Datengüte
Stromverbrauch	SH Netz AG	A	1	17%	17%
Erdgasverbrauch	SH Netz AG	A	1	46%	46%
Heizölverbrauch	Schornsteinfegerdaten/ Hochrechnung	B	0,5	19%	9%
Biomasse	Schornsteinfegerdaten/ Hochrechnung	B	0,5	19%	9%
Gesamt				100%	81%

Für die Bewertung des Verkehrs können keine Primärdaten verwendet werden und es muss auf regionale Kennwerte und Statistiken der Datengüte C zurückgegriffen werden. Dementsprechend sind die Ergebnisse im Verkehrssektor nur relativ belastbar.

2.3 Energieverbrauch

Grundlage für die Simulation und Optimierung des Quartiers als einheitliches Energiekonzept bildet die Ausgangssituation des Wärme- und Strombedarfs im Quartier. Dieser Abschnitt geht darauf ein, wie die entsprechenden Daten erhoben worden sind und wie daraus die Quartierslastprofile erstellt wurden.

2.3.1 Wärme

Die Wärmeversorgung der Gebäude erfolgt, wie bereits in Kapitel 2.1 dargestellt, hauptsächlich über fossile Gas- und Ölkessel. Zur Ermittlung des Wärmebedarfs kann auf unterschiedliche Quellen zurückgegriffen werden, welche jeweils unterschiedliche Datenqualitäten aufweisen. Mögliche Quellen sind:

- Verbrauchsdaten des Gasnetzbetreibers (regionale Primärdaten)

Schornsteinfegerdaten zu Größe, Alter sowie Leistung der Kesselanlagen (Primärdaten und Hochrechnung)

- Kennzahlen zum Wärmebedarf pro Quadratmeter in Abhängigkeit von der Baualtersklasse (regionale und bundesweite Kennzahlen)

Besonders Kennzahlen, wie beispielsweise die Zensusdaten, geben zwar eine Auskunft über die vorliegenden Baualtersklassen, beinhalten jedoch keine Informationen zu durchgeführten Sanierungen und lassen daher nur bedingt Rückschlüsse auf den tatsächlichen Wärmebedarf zu. Aus diesem Grund werden diese Werte mit einer niedrigen Datengüte bewertet und werden ausschließlich dann verwendet, wenn keine anderen Datenquellen zur Verfügung stehen.

Zur Ermittlung des Gasbedarfs sind von der Schleswig-Holstein Netz AG Verbrauchsdaten der letzten Jahre zur Verfügung gestellt worden. Da das Gas vor allem zum Heizen und eingesetzt wird und der Verbrauch somit temperaturabhängig ist, werden die Werte zur Gaslieferung mit den entsprechenden Klimakorrekturen verrechnet. Dies ist Tabelle 4 zu entnehmen. Es zeigt sich, dass die Gaslieferung seit 2019 jährlich gestiegen ist. Ausnahme bildet das Jahr 2018 in dem der Gasverbrauch bereits auf dem Niveau von 2021 gelegen hat. Mit dem Wirkungsgrad eines Gaskessels von durchschnittlich 90 % beträgt die Wärmebereitstellung der Gaskessel in Hohenhorn im Jahr 2021 somit ca. 2.784.300 kWh.

Tabelle 4: Gaslieferung Hohenhorn

Jahr	Gaslieferung	Klimafaktor	Gaslieferung korrigiert
2021	3.063.050 kWh	1,01	3.093.681 kWh
2020	2.579.349 kWh	1,13	2.914.664 kWh
2019	2.540.583 kWh	1,13	2.858.156 kWh
2018	2.669.971 kWh	1,13	3.003.717 kWh

Zur Bestimmung der Wärmebereitstellung aus Öl und Holzkesseln liegen neben einigen Angaben innerhalb der Umfrage keine Messungen vor. Für diese Energieträger werden aus diesem Grund die Daten des Schornsteinfegers verwendet. Angelehnt an den Praxisleitfaden für Klimaschutz in Kommunen können die Brennstoffmengen über die installierte Leistung sowie die angenommene Vollbenutzungsstundenzahl berechnet werden (Deutsches Institut für Urbanistik, 2023). Für Ölkessel unterhalb von 100 kW Leistung werden 900 h/a angesetzt, oberhalb 1.300 h/a. Zentrale Biomasseanlagen werden mit 1.800 h/a berechnet. Abbildung 8 gibt eine Übersicht über die Leistungen der im Quartier vorhandenen Zentralheizungen. Der größte Anteil liegt in einem für Einfamilienhäuser typischen Leistungsbereich unter 30 kW.

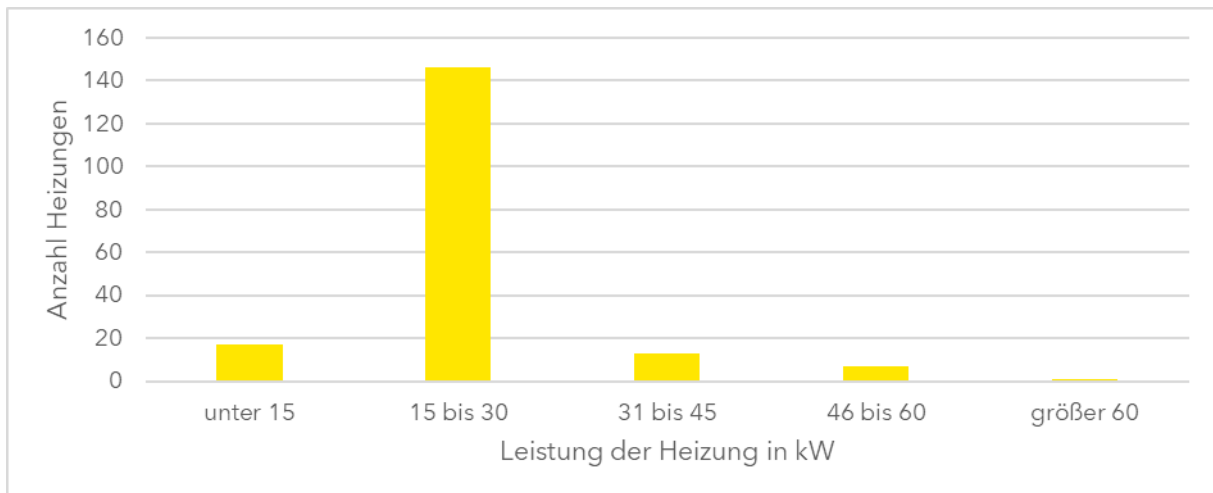


Abbildung 8: Leistung der eingesetzten Zentralheizungen

Für die Anlagen werden zur Berechnung der Wärmebereitstellung folgende Wirkungsgrade angenommen:

- Ölkessel: 80 %
- Biomassekessel: 85 %

Wärmepumpen werden vom Schornsteinfeger nicht erfasst. Der Energieverbrauch von Wärmepumpen ist jedoch in den Stromverbrauchsdaten enthalten. Die abgegebene Wärme der Wärmepumpen in Hohenhorn ist über die durchgeführte Bürgerumfrage hochgerechnet worden.

Insgesamt ergibt sich ein Wärmebedarf im Quartier von 4.890.000 kWh. Einzelraumheizungen haben hierbei einen Anteil von 465.000 kWh. In der Regel kann dieser Anteil durch einen Heizungs austausch nicht substituiert werden, weil Kamine und Öfen neben der Wärmebereitstellung auch zur Behaglichkeit beitragen und meist weiter betrieben werden.

Über den ermittelten Wärmebedarf, die Gebäudealtersklassen aus den Zensusdaten 2011, die durchgeführte Ortsbegehung sowie die Rückmeldungen aus der Bürgerbefragung konnte der in Abbildung 9 dargestellte Wärmeatlas für Hohenhorn erstellt werden. Enthalten sind neben den Bestandsgebäuden auch geplante Bauplätze.



Abbildung 9: Wärmeatlas Quartier Kerngemeinde Hohenhorn

Zusammen mit dem Jahresverlauf der Außentemperatur von Hohenhorn, entnommen aus einem Testreferenzjahr des Deutschen Wetterdiensts (Deutscher Wetterdienst, 2017), kann der in Abbildung 10 dargestellte Lastgang synthetisiert werden. Hierfür werden Standardlastprofile des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW) verwendet (BDEW, 2016). Bei diesem Verfahren wird jeder Liegenschaft im Untersuchungsgebiet ein charakteristisches, temperaturabhängiges Bedarfsprofil zugeordnet, welches das typische Nutzerverhalten abbildet.

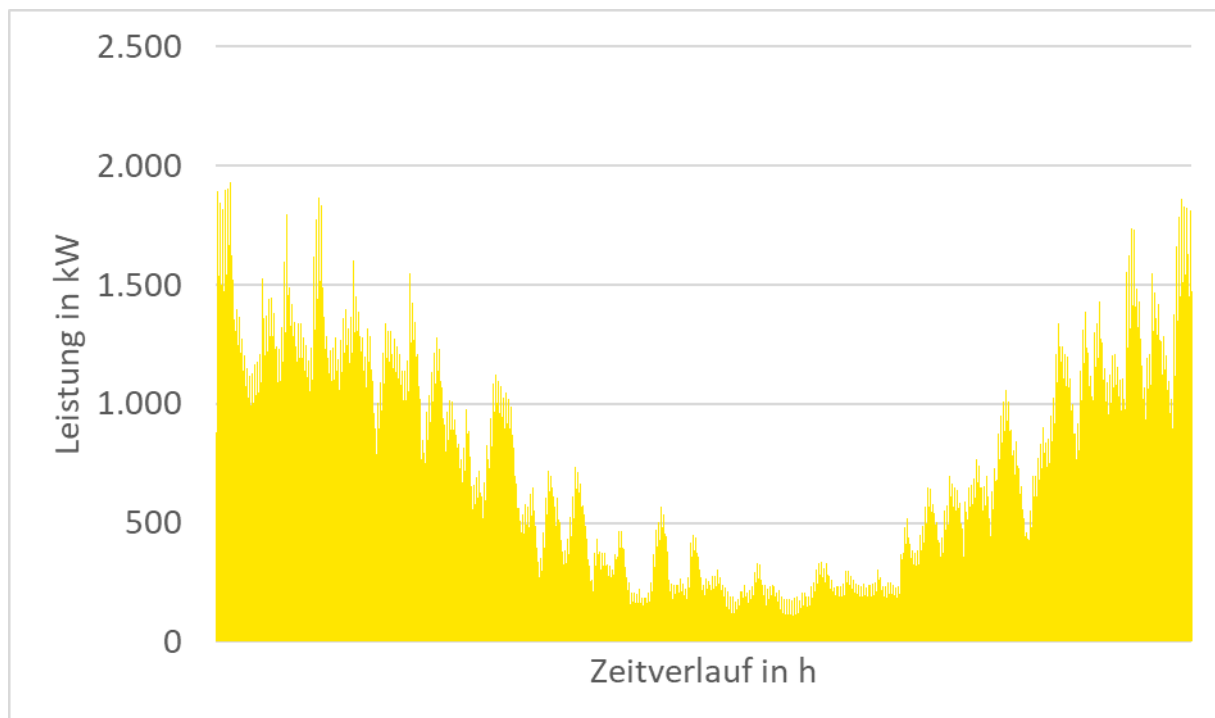


Abbildung 10: Jahresverlauf der Wärmeleistung

2.3.2 Strom

Zur Bestimmung des Strombedarfs stehen, wie bereits für den Gasverbrauch, Messungen der Schleswig-Holstein Netz AG zur Verfügung. Diese werden in Tabelle 5 zusammengefasst. Im Schnitt ergibt sich hieraus ein Strombedarf der Gemeinde in Höhe von 1.126.245 kWh/a.

Tabelle 5: Stromverbrauchsdaten Hohenhorn

Jahr	Stromlieferung
2022	1.096.255 kWh
2021	1.150.028 kWh
2020	1.135.353 kWh
20219	1.106.361 kWh
2018	1.143.228 kWh

Analog zum Quartierslastprofil Wärme wird das Stromprofil über die ermittelte Strommenge sowie Standardlastprofile Strom des Verbands der Elektrizitätswirtschaft e. V. (VDEW, 1999) berechnet. Abbildung 11 zeigt das resultierende Lastprofil für ein Jahr. Im Vergleich zu dem Lastprofil für den Wärmebedarf des Quartiers, ist hier eine wesentlich geringere Saisonalität zu erkennen.

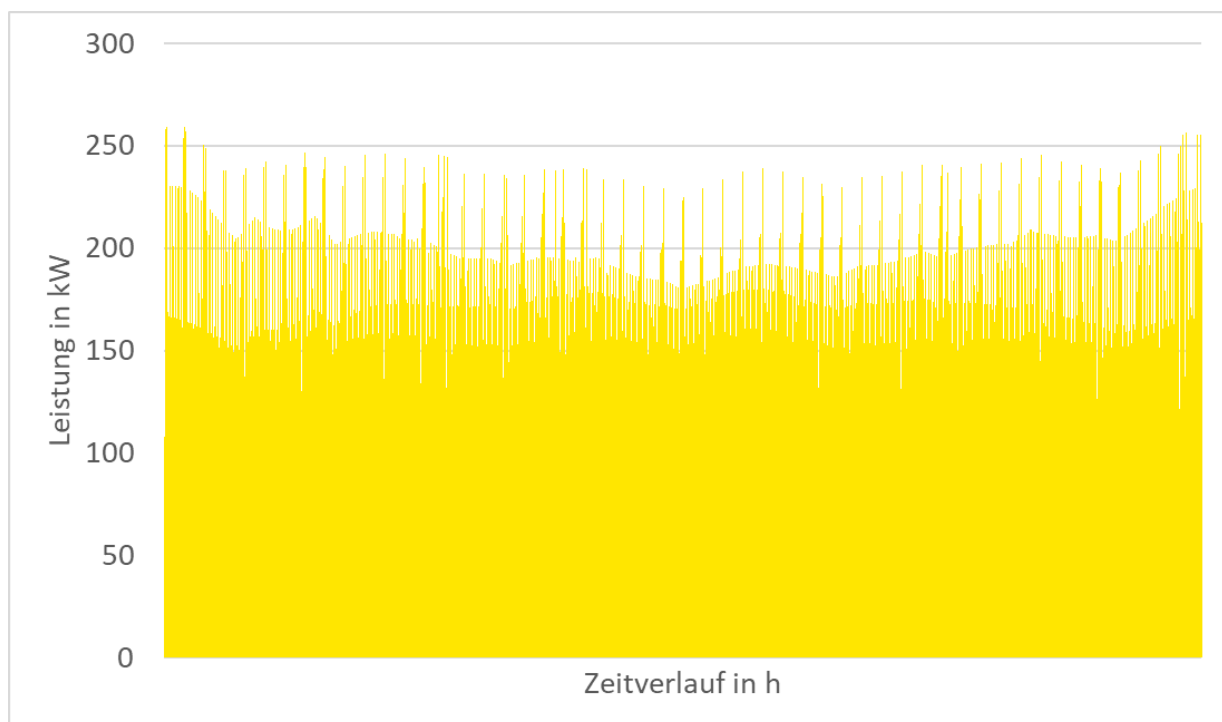


Abbildung 11: Quartierslastprofil Strom

Durch die Verwendung tatsächlich abgerechneter Strombezugsmengen berücksichtigt der gezeigte Lastgang, dass im Quartier Hohenhorn bereits Dach-PV-Anlagen installiert sind. Im Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur sind am 17.07.2023 insgesamt 28 betriebene und eine in Planung befindliche PV-Anlage mit einer Nettonennleistung von insgesamt ca. 418 kW gelistet. (Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2023)

Bei einem mittleren Ertrag von ca. 989 kWh/kW_p (PV GIS, 2023) ergibt sich für das Quartier derzeit eine jährliche Strombereitstellung über PV-Anlagen von etwa 414 MWh. Von dieser

Produktion werden in der Regel zwischen 30% und 40% für die Eigenstromversorgung genutzt.

In den Stromverbrauchsdaten der SH Netz wird ausschließlich der bezogene Netzstrom dargestellt. Es ist nicht eindeutig festzustellen, wie hoch der Anteil an PV-Strom tatsächlich ist.

2.4 Mobilität

Nach Angaben des Kraftfahrt-Bundesamtes (KBA) gab es am 01. Januar 2023 363 zugelassene Personenkraftwagen in der Gemeinde Hohenhorn, wovon sich 16 PKW im Besitz gewerblicher Halter befinden. Darüber hinaus werden 33 Lastkraftwagen und 46 Krafträder gelistet. Aus dem Bereich der Land- und Forstwirtschaft werden zusätzlich 44 Zugmaschinen aufgeführt. (Kraftfahrt-Bundesamt, 2023)

Bei den PKW handelt es sich fast ausschließlich um Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor. Für den Landkreis Herzogtum-Lauenburg wird vom KBA angegeben, dass der Anteil der batterieelektrischen Fahrzeuge bei 2 % liegt – bei Hybridfahrzeugen sind es 4 % (Kraftfahrt-Bundesamt, 2023). In Abbildung 12 wird die Verteilung der Brennstoffarten im Landkreis veranschaulicht. Es wird angenommen, dass die Verteilung auch in Hohenhorn gilt.

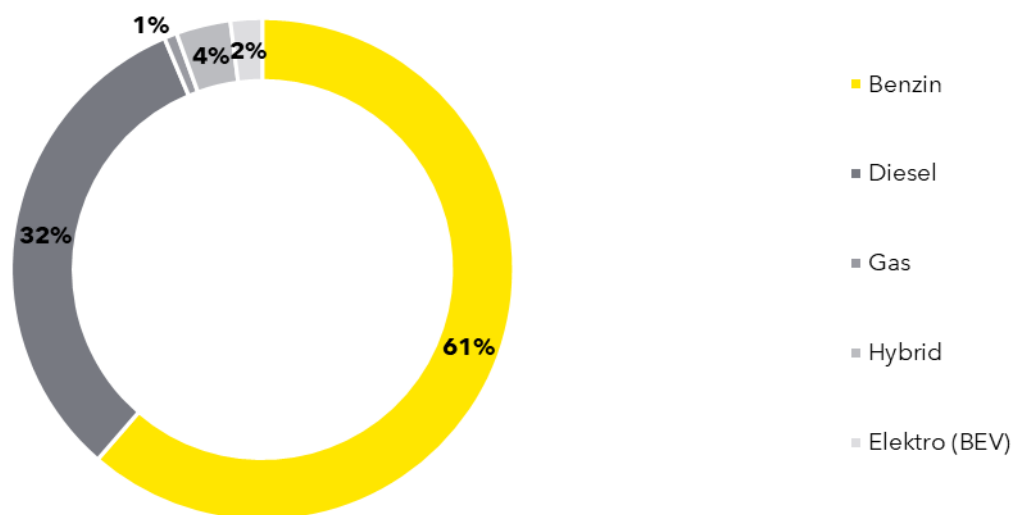


Abbildung 12: Verteilung der Fahrzeugtypen nach Kraftstoffarten im Kreis Herzogtum Lauenburg

Werden die Daten der Zulassungszahlen des Landkreises auf die Zulassungszahlen der Gemeinde runtergerechnet, ergibt sich die in Tabelle 6 dargestellte Fahrzeugverteilung.

Tabelle 6: Hochrechnung der Personenkraftwagen in Hohenhorn nach Kraftstofftyp

Kraftstofftyp	Anzahl	Prozentualer Anteil
Benzin	223	61 %
Diesel	117	32 %
Gas	3	1 %
Hybrid	13	4 %
Elektro (BEV)	7	2 %

Zur Bewertung von möglichen, zukünftigen Entwicklungen der Mobilität sowie den dadurch entstehenden CO₂-Emissionen, werden in Abschnitt 3.4 unterschiedliche Mobilitätsszenarien betrachtet.

2.5 CO₂-Bilanz

Die Erstellung einer umfassenden Energie- und CO₂-Bilanz dient dazu, die aktuelle energetische Lage im Quartier zu bewerten und gezielte Maßnahmen zur langfristigen Verringerung der CO₂-Emissionen entwickeln und bewerten zu können. Der Energieverbrauch im Quartier setzt sich aus verschiedenen Verbrauchsarten in den Bereichen Wärme, Strom und Verkehr zusammen. Das Ziel dieser Bilanzierung besteht darin, den Energieverbrauch und die damit verbundenen CO₂-Emissionen zu erfassen, die durch entsprechende Maßnahmen innerhalb des Quartiers reduziert werden können.

Berücksichtigt werden die Wärme- und Stromverbräuche innerhalb des Quartiers, wofür genaue Messungen der SH Netz AG sowie Daten vom lokalen Schornsteinfeger vorliegen. Beim Verkehr werden alle Fahrten der Quartiersbewohner summiert, auch solche außerhalb des Quartiers. Die Fahrleistungen und resultierenden Emissionen werden über die Abschätzungen des Kraftfahrt Bundesamts zur Mobilität in der Region bestimmt.

Eine schematische Darstellung der erstellten CO₂-Bilanz kann Abbildung 13 entnommen werden.



Abbildung 13: Schematische Darstellung der CO₂-Bilanz

Die CO₂-Emissionen für den Wärme- und Stromsektor werden mit den von der KfW vorgegebenen Emissionsfaktoren aus dem Gebäudeenergiegesetz (GEG, 2020) berechnet. Die Ergebnisse werden in Tabelle 7 aufgeführt. Es zeigt sich, dass erwartungsgemäß der größte Anteil des Endenergieverbrauchs dem Sektor Wärme zuzuordnen ist.

Tabelle 7: CO₂-Bilanz für den Wärme- und Stromsektor

Jahr	Emissionsfaktor [g/kWh]	Endenergieverbrauch [kWh]	Emissionen [t/a]
Heizöl	310	1.227.190	396
Erdgas	240	3.093.681	742
Holz	20	1.275.198	26
Netzstrom	560	1.126.245	631
Summe		6.772.314	1.795

Die Berechnung der CO₂-Bilanz im Verkehr erfolgt auf Basis der statistischen Werte des Kraftfahrt-Bundesamts für die nach Brennstofftypen im Schnitt zurückgelegten Kilometer und deren Verteilung in Hohenhorn. Diese werden anschließend mit spezifischen CO₂-Emissionen der einzelnen Verkehrsmittel der Umweltbundesamts verrechnet (Umweltbundesamt, 2023). Die resultierenden Emissionen für den Verkehr, inkl. der verwendeten Faktoren, können Tabelle 8 entnommen werden.

Tabelle 8: CO₂-Bilanz für den Verkehr

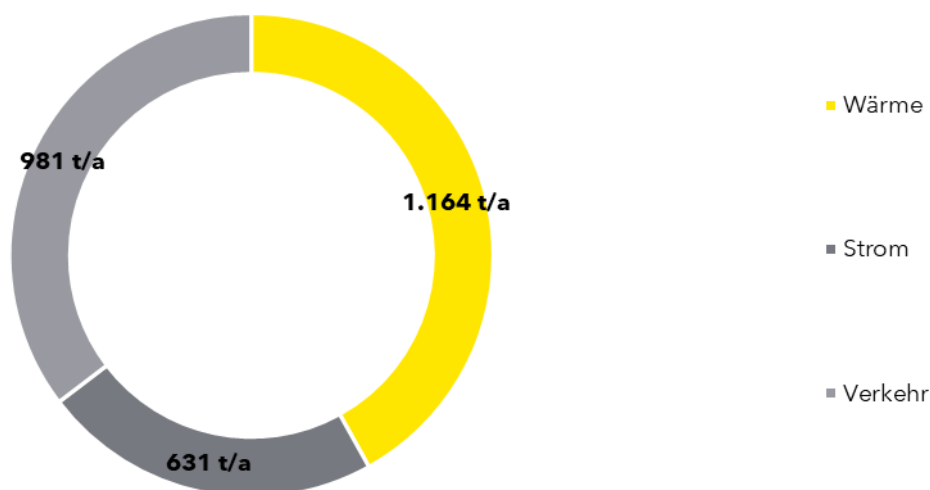
Kraftstofftyp	Fahrzeuge	Fahrzeugkilometer [km/a]	CO ₂ -Emissionen [g/km]	Emissionen [t/a]
Benzin	223	9.200	259,5	532
Diesel	117	14.300	248,6	416
Gas	3	13.100	174,1	7
Hybrid	13	13.100	160,0	27
Elektro (BEV)	7	13.100	107,8	10
Summe				992

Vorhandene Elektrofahrzeuge werden im ländlichen Raum primär zu Hause geladen und somit im Netzstrombezug bereits bilanziert. Daher muss der ermittelte Anteil im Verkehr bei der Gesamtbilanzierung rausgenommen werden, um eine doppelte Bilanzierung zu vermeiden.

Da für die Berechnung der Verkehrsemissionen auf keine Primärdaten zurückgegriffen werden kann, können die Ergebnisse in diesem Sektor von den realen Emissionen abweichen.

Erwartungsgemäß hat der Erdgasverbrauch in Hohenhorn mit 742 t/a den größten Anteil an den verursachten Emissionen. Zusammen mit dem Anteil Heizöl und Erdgas entfallen somit 1.164 t/a im Wesentlichen auf die Bereitstellung von Wärme. Die mit 982 t/a ermittelten Emissionen für den individuellen Verkehr haben einen ebenso hohen Anteil an den Emissionen. Abschließend verursacht die Netzstrombezug in Hohenhorn eine Emission 631 t/a.

Die absoluten CO₂-Emissionen des Quartiers, aufgeteilt in die unterschiedlichen Sektoren, werden in Abbildung 14 abgebildet.

Abbildung 14: Resultierende CO₂-Emissionen nach Sektoren

3. Potenzialanalyse

Grundsätzlich gibt es viele Möglichkeiten den Energieverbrauch zu senken oder die Versorgung einer Gemeinde über erneuerbare Energien nachhaltig zu gestalten. Die Nutzbarkeit vorhandener Potenziale ist von der Lage des Quartiers und lokalen Gegebenheiten abhängig. In dem folgenden Kapitel werden vorhandene Potenziale beschrieben und bewertet. Insbesondere für die Wärmeversorgung können auf Grundlage der durchgeführten Potenzialanalyse Konzepte und Maßnahmen für eine nachhaltigere Wärmeversorgung erarbeitet werden.

3.1 Gebäudesanierung

3.1.1 Fördermöglichkeiten im BEG und Neuerungen im GEG

Die Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG) ist am 01. Januar 2021 in Kraft getreten und löste unter anderem die Förderprogramme „Energieeffizient Bauen und Sanieren“ der KfW sowie „Heizen mit Erneuerbaren“ des BAFA ab und soll die Bürger bei der Sanierung, dem Einsatz einer neuen Heizungsanlage oder der Optimierung von Anlagentechnik unterstützen.

Die BEG-Förderung wird in vier Programme unterteilt:

- Bundesförderung für effiziente Gebäude – Wohngebäude (BEG WG)
- Bundesförderung für effiziente Gebäude – Nichtwohngebäude (BEG NWG)
- Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (BEG EM)
- Bundesförderung für effiziente Gebäude – Klimafreundlicher Neubau (BEG KfN)

In den Teilen BEG WG sowie BEG NWG werden Maßnahmen gefördert, mit denen bei Wohn- oder Nichtwohngebäude ein Effizienzhaus-Standard erreicht werden soll. Mit Erreichen eines Effizienzhaus 40 (EH 40), der derzeit besten Effizienzhaus-Klasse, können Fördersätze von bis zu 20% erreicht werden. Weniger ambitionierte Ziele und dem Erreichen eines EH 85 oder EH 70 Gebäudes werden mit 5% bzw. 10% gefördert. Vorteil dieser Teile ist, dass sie derzeit von der KfW durchgeführt werden und somit mit zinsverbilligter Förderkredit mit Tilgungszuschuss verbunden sind.

Bei den Einzelmaßnahmen handelt es sich um Förderungen für Bestandsgebäude, die unabhängig von Gebäudestandards über die BAFA bezuschusst werden. Anders als bei der KfW werden Einzelmaßnahmen mit einem einmaligen Zuschuss gefördert. Die derzeit gültigen Fördersätze (Stand: 01.09.2023) werden in Tabelle 9 dargestellt.

Weitere Informationen zur BEG Förderung können auf der Internetseite des Bundesamts für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (www.bafa.de) eingesehen werden.

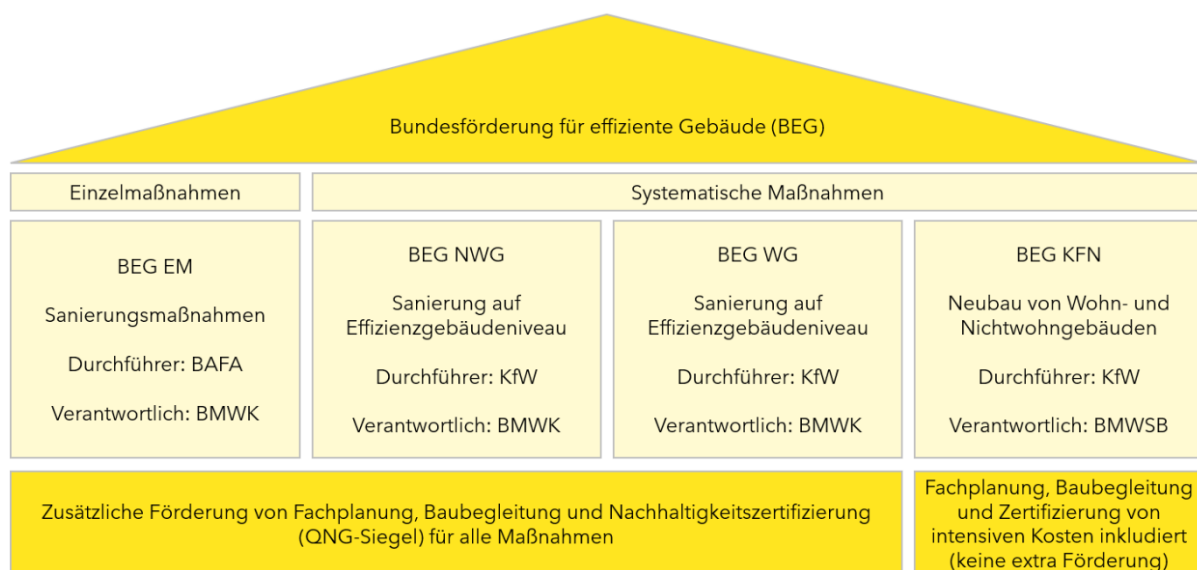
Tabelle 9: Förderübersicht der Bundesförderung für effiziente Gebäude – Einzelmaßnahmen (Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle, 2023)

	Maßnahmen	Fördersatz	iSFP-Bonus	Heizungs-Tausch-Bonus
Gebäudehülle	Dämmung von Außenwänden, Dach, Geschossdecken und Bodenflächen, Austausch von Fenstern und Außentüren	15 %	5 %	
Anlagentechnik	Einbau/Austausch/Optimierung von Lüftungsanlagen; Einbau: „Efficiency Smart Home“	15 %	5 %	
Anlagen zur Wärme-erzeugung	Solkollektoranlagen	25 %		10 %
	Biomasseheizung	10 %		10 %
	Wärmepumpen	25 %		10 %
	Brennstoffzellenheizung	25 %		10 %
	Anschluss an ein Wärmenetz	30 %		10 %
Heizungsoptimierung	Maßnahmen zur Optimierung bestehender Heizungsanlagen in Bestandsgebäuden	15 %	5 %	

Es ist darauf zu achten, dass Wärmepumpen mindestens eine Jahresarbeitszahl von 2,7 aufweisen müssen, um förderfähig zu sein. Biomasseheizungen allein sind ausschließlich in Kombination mit einer Solarthermieanlage oder Wärmepumpe zur Warmwasserbereitung und/oder Raumheizungsunterstützung förderfähig.

Abhängig von der eingesetzten Wärmequelle sowie dem verwendeten Kältemittel kann für Wärmepumpen zusätzlich ein Bonus von 5 % genutzt werden. Somit können der Anschluss an ein Wärmenetz sowie der Einbau einer Wärmepumpe mit 40 % gefördert werden, sofern es sich um einen Austausch der fossilen Heizungsanlage handelt.

Unabhängig von der Maßnahme können alle Fachplanungen und die Baubegleitung mit 50 % gefördert werden. Der prinzipielle Aufbau der BEG-Förderung wird in Abbildung 15 veranschaulicht.



Alle Angaben ohne Gewähr, Darstellung nach GIH

Abbildung 15: Systematische Darstellung der Bundesförderung für effiziente Gebäude

Gebäudeenergiegesetz ab 2024

Im Zuge der Novellierung des Gebäudeenergiegesetzes ab 2024 wird sich auch die beschriebene Förderlandschaft ändern. Eine neue BEG-Richtlinie befindet sich gerade in der Bearbeitung und soll Ende November im Bundesanzeiger veröffentlicht werden. Zum Zeitpunkt der Berichterstellung ist dies noch nicht erfolgt.

Obwohl Änderungen erst mit der Veröffentlichung als Gesetz gelten können, wird im Folgenden der aktuelle Stand der wesentlichen Änderungen vorgestellt (GIH, 2023):

Zuständigkeiten:

- Die Förderung von Einzelmaßnahmen bei Heizungsanlagen (BEG EM) wechselt wieder von der BAFA zur KfW, was bedeutet, dass für den Heizungsaustausch künftig wieder zinsbegünstigte Kredite bei der KfW in Anspruch genommen werden können
- Die Förderung aller weiteren Effizienzmaßnahmen liegt weiterhin bei der BAFA

Fördersätze Heizung:

- Es wird eine **Grundförderung** für den Heizungsaustausch von 30 % geben
- Bei einem zu versteuernden Haushaltseinkommen von bis zu 40.000 € pro Jahr wird es einen Einkommensbonus von 30 % geben
- Es wird weiterhin einen Effizienzbonus für Wärmepumpen in Höhe von 5 % geben
- Für den schnellen Wechsel der Heizung wird es einen Klima-Geschwindigkeitsbonus von 25 % bis 2025 geben. Bis 2027 sinkt dieser Bonus um jährlich 5 Prozentpunkte, danach um jährlich weitere 3 Prozentpunkte bis 2036

Alle einzelnen Boni sind untereinander kumulierbar, jedoch bei 70 % gedeckelt. Die maximal förderfähigen Investitionskosten für den Heizungsaustausch werden für Einfamilienhäuser bei 30.000 € liegen. Somit ergäbe sich ein maximaler Förderbetrag von 22.500 €. Der Gebäudeenergieberater Ingenieure Handwerker Bundesverband e. V. (GIH) hat eine übersichtliche Darstellung zu den Fördersätzen der Einzelmaßnahmen ab 2024 veröffentlicht. Diese wird in Abbildung 16 dargestellt.

Vergleich BEG EM Zuschussförderung momentan und 2024 (Stand: 27.11.2023)			
	momentan	Heizungstauschbonus	2024
Effizienzmaßnahme			
Gebäudehülle 5.1	15% +5% iSFP-Bonus 5.4 nur bis 5 WE (WG) oder 1000m² (NWG)		25% +5% iSFP für 2024 und 2025, Ab 2026: 15% + 5% iSFP-Bonus 5.4 nur bis 5 WE (WG) oder 1000m² (NWG) 5.4b Emissionsminderung 50%
Anlagentechnik 5.2			
Heizungsoptimierung 5.4			
Heizung 5.3			
Wärmepumpe	25% +5% ⁴	10%	30% Grundförderung +30% Einkommensbonus ¹ + Klimageschwindigkeitsbonus ² 2024: 25% 2025/26: 20% 2027/28: 15% Ab 2029: - 3% alle 2 Jahre + 5% Effizienzbonus ⁴ max. 55% max. 70% < 90.000 zu versteuernden Jahreshaushaltseinkommen
Solarthermie / PVT ³	25%	10%	
Biomasse ³	10%	10%	
Wärmenetzanschluss	30%	10%	
Hybrid-Anlagen	Ern. Anteil förderbar		
Brennstoffzellenheizung	25%	10%	
Innovative Heiztechnik	25%	10%	
Gebäudenetzanschluss	25%	10%	
Gebäudenetz	20-30%		
Gas-H2 Ready Mehrkosten			

¹Einkommensbonus: Für alle selbstnutzenden Wohneigentümer mit einem zu versteuernden Haushaltseinkommen bis max. 40.000€ pro Jahr

²Klimageschwindigkeitsbonus: Für alle Wohneigentümer, deren Gasheizung zum Zeitpunkt der Antragstellung mindestens 20 Jahre alt ist, oder die eine Öl-, Kohle- Gasetagen- oder Nachtspeicherheizung besitzen (Voraussetzung analog zum jetzigen Heizungs-Tausch-Bonus)

³Biomasse Geschwindigkeitsbonus nur in Kombination mit Solarthermie, PV, Wärmepumpe, die mind. Die Erwärmung des Trinkwasseranteils decken. Grundförderung immer, +2.00€ für Feinstaub <2,5mg/m³
⁴Effizienzbonus für Wärmegewinnung aus Erdreich, Grundwasser oder Abwasser, natürliches Kältemittel
Alle Angaben ohne Gewähr, Darstellung nach GIH

Abbildung 16: Vergleich BEG EM ab 2024 (GIH, 2023)

3.1.2 Mustersanierungen

Gebäude 1



Abbildung 17: Referenzgebäude 1 aus dem Jahr 1997

Bei diesem Gebäude 1 handelt es sich um ein Wohngebäude aus dem Jahr 1997. Es hat eine Wohnfläche von 348 m² und wird von drei Parteien bewohnt. Der letztjährige Wärmeverbrauch betrug circa 33.000 kWh. Das Haus wird mit einem Brennwert-Gaskessel beheizt. Der Stromverbrauch beträgt jährlich rund 8.000 kWh.

Maßnahme 1 – Hydraulischer Abgleich

Um das Heizsystem zu optimieren, kann ein hydraulischer Abgleich durchgeführt werden. Hierbei wird angestrebt, dass jeder Heizkörper oder Heizkreis einer Flächenheizung genau mit der Vorlauftemperatur und der Wärmemenge betrieben wird, welche für die gewünschte Raumtemperatur erforderlich ist. Folglich wird die gleichmäßige Beheizung der Räume im Gebäude durch die individuelle Anpassung des Wasserdurchflusses gewährleistet. Der hydraulische Abgleich kann von einer Heizungsfachkraft durchgeführt werden. Der hydraulische Abgleich im Gebäude 1 kann den Wärmeverbrauch um circa 5 % reduzieren. Diese Maßnahme würde daher zu einer jährlichen Einsparung von rund 1.700 kWh Gas-Wärme, 170 € und 408 kg CO₂ führen.

Maßnahme 2 – Installation PV-Anlage + Speicher

Neben der Wärmebereitstellung stellt die Stromerzeugung einen großen Hebel dar, um ein Gebäude energetisch zu optimieren. Im Referenzgebäude wäre beispielweise eine PV-Anlage mit Ost-West-Ausrichtung denkbar. Trotz erwartungsgemäß niedrigerer

Energieerträge als eine Anlage mit Südausrichtung, kann eine Ost-West-Anlage ähnliche Autarkiegrade erzielen, da der Strombedarf in Haushalten in der Regel morgens und abends am höchsten ist. Das Dach dieses Gebäudes könnte mit circa 9 kWp belegt werden. Der Investitionsbetrag für die entsprechende PV-Anlage beläuft sich auf rund 16.200 €. Mit Einsatz eines Stromspeichers kann der Netzstrombezug um 66 % reduziert werden. Dieser Stromspeicher würde bei einer Kapazitätsauslegung von 10 kWh ca. 10.000 € kosten. Wird die Maßnahme 2 mit der Maßnahme 1 kombiniert, lassen sich jährlich 2.315 € einsparen, sodass sich die Investitionskosten von den beiden Maßnahmen nach 11,6 Jahren statisch amortisieren und zu einer jährlichen Einsparung von 3.400 kg CO₂ führen.

Maßnahme 3 – Einbau einer Luft-Wärmepumpe

Eine Luft-Wärmepumpe entzieht der Umgebungsluft Wärme und bringt diese mit Hilfe elektrischer Energie auf ein höheres Temperaturniveau, sodass die Energie zum Heizen genutzt werden kann. Generell gilt, dass eine niedrigere Temperatur der Umgebungsluft bzw. Außentemperatur und eine höhere Vorlauftemperatur die Effizienz bzw. die Leistungszahl reduzieren. Der bereits installierte Gaskessel wird in dieser Maßnahme weiter betrieben und kann die Wärmepumpe somit in kalten Wintermonaten unterstützen. Die Kosten für den Kauf und die Installation würden sich auf schätzungsweise 34.800 € belaufen. Allerdings können Luft-Wärmepumpen mit 35 % (Stand 2023) der Investitionskosten gefördert werden, was einer Fördersumme von 12.180 € entspricht.

Die Wärmepumpe würde den Gasverbrauch erheblich reduzieren, sodass 77 % der Gas-Wärme in Kombination mit den Maßnahmen 1 und 2 eingespart werden kann. Folglich können rund 4.900 kg CO₂ pro Jahr vermieden werden, allerdings führen die hohen Investitionskosten der drei Maßnahmen trotz Förderungen zu einer statischen Amortisationszeit von 18,4 Jahren. Durch zusätzlichen Strombedarf für die Wärmepumpe steigt der Netzstrombezug von 8 MWh/a auf 10,1 MWh/a im Vergleich zum Ist-Zustand, was einer Erhöhung von ca. 26,5 % entspricht.

Tabelle 10: Kennzahlen der aggregierten Maßnahmen für das Referenzgebäude 1

	Investition	Förderung GEG	Investition abzgl. Förderung	Netto einsparung	Statische Amortisation [a]	Jährliche Einsparung [kg CO ₂ /a]
M1	900 €	135 €	765 €	170 €/a	4,5	408
M1+M2	27.100 €	135 €	26.965 €	2.315 €/a	11,6	3.354
M1+M2+M3	61.900 €	12.315 €	49.585 €	2.701 €/a	18,4	4.929

Gebäude 2

Abbildung 18: Referenzgebäude 2 aus dem Jahr 1976

Das Gebäude 2 wurde im Jahr 1976 erbaut. Es wird von einer Partei bewohnt und die Wohnfläche beträgt 120 m². Ein Wintergarten wurde im Jahr 1994 angebaut. Der Anbau sowie das Bad, Küche und Hausflur verfügen über eine Fußbodenheizung. Die restlichen Zimmer sind mit Rippen-Heizkörpern ausgestattet. 2008 wurde das Haus mit zwei Solarthermie-Kollektoren und einem entsprechenden Warmwasserspeicher ausgestattet. Der Gasverbrauch liegt durchschnittlich bei rund 22.200 kWh. Der Stromverbrauch beträgt 3.000 kWh im Jahr.

Maßnahme 1 - Hydraulischer Abgleich, Dämmung Rohrleitungen und elektronisch geregelte Umwälzpumpe

Als Maßnahme 1 können mehrere geringinvestive Maßnahmen zusammengefasst werden. Erstens kann ein hydraulischer Abgleich durchgeführt werden. Wie bereits bei der Maßnahme des Gebäude 1 beschrieben, handelt es sich bei einem hydraulischen Abgleich um die individuelle Anpassung des Wasserdurchflusses, um die Gebäude mit optimaler Wärmemenge und gleichmäßiger Temperatur zu beheizen. Dies führt sowohl zu einem verbesserten Komfort als auch Energieeinsparungen. Des Weiteren hat die Vor-Ort-Begehung des Gebäudes ergeben, dass die Rohrleitungen nicht mit dem heutigen Standard gedämmt sind. Daher ergeben sich durch neue Dämmmaßnahmen weitere Energieeinsparpotenziale. Letzteres kann der Ersatz der aktuellen Umwälzpumpe mit einer effizienteren, elektrisch geregelten, Umwälzpumpe den Stromverbrauch senken. Die Investitionskosten nach Förderzuschuss betragen für die genannten Punkte circa 1.870 €

und führen zu circa 10 % Gas- sowie 4 % Netzstromreduzierung. Damit können jährlich etwa 275 € mit einer verhältnismäßigen geringen Investitionssumme eingespart werden.

Maßnahme 2 – Installation einer PV-Anlage

Die Erzeugung von Strom mittels einer PV-Anlage senkt den Netzstrombezug und die entsprechenden Kosten. Wenn die Stromerzeugung der PV-Anlage den Eigenbedarf übersteigt, kann überschüssiger Strom ins Netz eingespeist werden und wird vergütet. Exemplarisch kann auf dem Carport des Referenzgebäudes eine PV-Anlage mit einer Leistung von 4,86 kWp in Südrichtung installiert werden. Ein passender Stromspeicher wurde in dieser Maßnahme nicht berücksichtigt, sodass sich die Investitionskosten der PV-Anlage auf 8.748 € belaufen würden. Die genaue individuelle Planung sollte jedoch durch ein Fachbüro durchgeführt werden.

Unter den getroffenen Annahmen spart Maßnahme 2 in Kombination mit Maßnahme 1 jährlich 1.370 kg CO₂ ein. Die PV-Anlage senkt den Netzstrombezug um ca. 45 %. Dies führt zusammen mit dem geringeren Gasverbrauch, Stromverbrauch sowie den Einspeisevergütungen zu jährlichen Nettoeinsparungen, welche die Investitionssumme der Maßnahmen nach rund 10 Jahren statisch amortisieren.

Maßnahme 3 – Erdwärmepumpe

Aufgrund des hohen Gebäudeanteils, der mit einer Fußbodenheizung beheizt wird, eignet sich das Haus gut für die Installation einer Wärmepumpe. Da bereits eine Solarthermie-Anlage installiert ist, bietet es sich an, eine Erdwärme-Wärmepumpe zu verwenden. Diese entzieht dem Erdboden über verlegte Rohrleitungen Wärme und erhöht das Temperaturniveau über den Einsatz elektrischer Energie. Wie auch bei einer Luft-Wärmepumpe, erhöht sich die Effizienz, je geringer die Differenz zwischen Quelltemperatur und Vorlauftemperatur ist. Die Installation und der Kauf der Wärmepumpe wurden mit 40.000 € angenommen. Bei einer Förderung von 40 % der Investitionskosten ergibt sich die Fördersumme von 24.000 €.

Die Maßnahme 3, ergänzt um die Maßnahme 1 und 2, vermeidet jährlich rund 4.100 kg CO₂. Trotz hoher Förderung der Wärmepumpe sowie der vollständigen Reduzierung des Gasverbrauchs, beträgt die statische Amortisationszeit rund 16 Jahre.

Tabelle 11: Kennzahlen der aggregierten Maßnahmen für das Referenzgebäude 2

	Investition	Förderung GEG	Investition abzgl. Förderung	Netto einsparung	Statische Amortisation [a]	Jährliche Einsparung [kg CO ₂ /a]
M1	2.200 €	330 €	1.870 €	275 €/a	6,8	619
M1+M2	10.948 €	330 €	10.618 €	1.036 €/a	10,2	1.370
M1+M2+M3	50.948 €	16.330 €	34.618 €	2.134 €/a	16,2	4.109

Gebäude 3

Abbildung 19: Referenzgebäude 3 aus dem Jahr 1900

Das Gebäude 3 wurde im Jahr 1900 erbaut und hat eine Wohnfläche von 200 m². 1998 wurde der Dachstuhl erneuert. In den 90er Jahren sind die Fenster durch ISO-2fach-verglaste Fenster ausgetauscht worden. Die Fenster im oberen Wohnbereich wurden wiederum 2008 durch 3-fach-verglaste Fenster ersetzt. Eine energetische Schwachstelle des Gebäudes ist die Diele, die früher für Nutztiere verwendet wurde. Der Bereich ist recht offen zur Umgebung und stellt daher eine Wärmesenke für das gesamte Gebäude dar. Das Gebäude wird mit Heizöl beheizt, dessen Verbrauch 32.634 kWh in einem durchschnittlichen Jahr beträgt. Der Stromverbrauch liegt bei ca. 5.600 kWh.

Maßnahme 1 – Hydraulischer Abgleich

Als erste Maßnahme ist wie auch bei den vorherigen Referenzgebäuden der hydraulische Abgleich anzuführen. Mit Hilfe dieser Optimierungsmaßnahme, die zur gleichmäßigen Verteilung des Heizungswasser im Heizsystem führt, kann sichergestellt werden, dass die Heizkörper effizient arbeiten und damit Energie eingespart wird. Konkret können gemäß der Beispielrechnung jährlich rund 1.200 kg CO₂ im Vergleich zum IST-Zustand ohne hohes Investment vermieden werden.

Maßnahme 2 – Dämmung Diele und Kellerdecke

Bei der Diele handelt es sich um einen unbeheizten Raum mit starkem Austausch zur Umgebungsluft. Die Dämmung der Dielendecke wies in der IST-Analyse Beschädigungen auf. Daher wird davon ausgegangen, dass die Dämmung erneuert werden muss. Zusätzlich

wird unter Maßnahme 2 empfohlen, dass die Wände der Diele gedämmt werden. Hierfür werden Verbundplatten vorgesehen. Zudem ist die Dämmung der Unterseite des Kellers in der Maßnahme 2 enthalten. In Kombination mit dem hydraulischen Abgleich (Maßnahme 1) lassen sich jährlich um die 2.700 kg CO₂ einsparen. Im Vergleich zur Maßnahme 1 kann hier jedoch nicht mehr von geringinvestiven Kosten gesprochen werden, da sich die Investitionskosten für die Dämmmaßnahmen auf rund 10.500 € abschätzen lassen.

Maßnahme 3 – Installation PV-Anlage

Der Strombedarf des Gebäude 3 ist mit 5.600 kWh hoch und bietet daher hohes Potenzial, eine PV-Anlage einzubinden. Bei einer beispielhaften Belegung der Süddachfläche der angrenzenden Scheune mit 10 kWp PV-Leistung, kann rund die Hälfte des Netzstroms mit der eigenen Stromerzeugung substituiert werden. In der Folge spart Maßnahme 3 zusammen mit den Maßnahmen 1 und 2 jährlich etwa 4.200 kg CO₂ ein. Die Investitionskosten der PV-Anlage ohne Berücksichtigung eines Stromspeichers wurden mit 18.000 € angesetzt, sodass die Investitionskosten der Maßnahmen 1 bis 3 zusammen 29.400 € betragen.

Maßnahme 4 – Pelletkessel mit Solarthermieranlage

Wegen des hohen Gebäudealters wird angenommen, dass das Gebäude nicht oder nur schlecht für eine Wärmepumpe geeignet ist. Eine mögliche Alternative stellt der Pelletkessel dar, welcher bei der Nutzung einer zusätzlichen Solarthermieranlage förderfähig ist. Die Solarthermieranlagen kann den Warmwasserbedarf im Sommer eigenständig decken.

Für den Kauf und die Installation der entsprechenden Heiztechnik wurden 37.000 € angenommen, sodass sich eine aggregierte Investitionssumme von 66.400 € für Maßnahmen 1 bis 4 ergibt, die sich unter Einbezug der Förderungen auf 55.820 € reduziert. Die Wärmeeinspeisung der Ölheizung wird vollständig substituiert und CO₂-Emissionen verringern sich um ca. 11.200 kg pro Jahr. Allerdings ist zu erwähnen, dass die Nachhaltigkeit von Holzpellets als Brennstoff von vielen Faktoren, wie z.B. Herkunft des Holzes und Transportwege, abhängt.

Tabelle 12: Kennzahlen der aggregierten Maßnahmen für das Referenzgebäude 3

	Investition	Förderung GEG	Investition abzgl. Förderung	Netto einsparung	Statische Amortisation [a]	Jährliche Einsparung [kg CO ₂ /a]
M1	900 €	135 €	765 €	415 €	2,2	1.199
M1+M2	11.400 €	1.710 €	9.690 €	943 €	12,1	2.703
M1+M2+M3	29.400 €	1.710 €	27.690 €	2.585 €	11,4	4.211
M1+M2+M3+M4	66.400 €	10.580 €	55.820 €	3.496 €	19,0	11.206

3.1.3 Einsparpotenzial und Sanierungsrate

In diesem Abschnitt soll die Entwicklung des Wärmebedarfs der Gemeinde Hohenhorn bis zum Jahr 2035, welches sich die Gemeinde selbst als Ziel zur Klimaneutralität gesetzt hat, abgeschätzt werden. Bei einer jährlichen Sanierungsrate von 1,5 % oder 2,5 %, welche im Bereich der Annahme des Ariadne-Reports (Kopernikus-Projekt Ariadne, 2021) liegen, wird angenommen, dass mit jeder vollständigen Sanierung eines Bestandsgebäudes der Wärmebedarf dieses Gebäudes um 45 % reduziert wird.

Veranschaulicht ausgedrückt bedeutet dies, dass im Schnitt in Hohenhorn Sanierungsmaßnahmen durchgeführt werden, die einer vollständigen Sanierung von 3 bis 5 Bestandsgebäuden pro Jahr entsprechen. Ausgehend von dem Gesamtwärmebedarf Hohenhorns von 4.890.000 kWh (Abschnitt 2.3.1) ergeben sich die in Tabelle 13 dargestellten Werte. Es ist zu erkennen, dass sich der Wärmebedarf bis zum Jahr 2035 bei einer Sanierungsrate von 1,5 %/a um etwa 8 % verringert. Eine Sanierungsrate von 2,5 % entspricht einer prozentualen Einsparung von rund 13 % bis zum Jahr 2035 verglichen zum Jahr 2023.

Es ist zu beachten, dass sich die CO₂-Emissionen des Wärmesektors auf den Energiemix des Ist-Zustandes beziehen und sich daher die prozentuale Einsparung ausschließlich auf die Einsparpotenziale durch Sanierung bezieht. Die Transformation des Wärmesektors hin zu erneuerbaren Energiequellen ist ein Schlüsselfaktor, um signifikant Emissionen zu vermeiden (Abschnitt 3.3). Des Weiteren wird sich voraussichtlich die Anzahl der Heizgradtage aufgrund des Klimawandels verringern, welches den Wärmebedarf zusätzlich zu Sanierungen senken wird (Umweltbundesamt, 2023).

Tabelle 13: Entwicklung des Wärmebedarfs und der entsprechenden CO₂-Emissionen Hohenhorns bei Sanierungsrate von 1,5 % und 2,5 % pro Jahr

	2023	2035
	Sanierungsrate 1,5%/a	
Wärmebedarf Hohenhorn	4.890 MWh	4.508 MWh
Prozentuale Einsparung	0 %	8 %
CO ₂ -Emissionen Wärme	1.795 t CO ₂ /a	1.655 t CO ₂ /a
	Sanierungsrate 2,5 %/a	
Wärmebedarf Hohenhorn	4.890 MWh	4.269 MWh
Prozentuale Einsparung	0 %	13 %
CO ₂ -Emissionen Wärme	1.795 t CO ₂ /a	1.567 t CO ₂ /a

3.2 Stromversorgung

Bei der Bereitstellung von Elektrizität kommen bei der regenerativen Erzeugung vor allem die Nutzung des Windes in Form von Windenergieanlagen und die Nutzung der solaren Strahlung durch PV-Anlagen zum Einsatz.

3.2.1 Wind

Wind ist eine regenerative Ressource, die in den meisten Teilen Deutschlands zur Verfügung steht. Besonders hohe Potenziale können Standorte in Küsten- oder Höhenregionen vorweisen, jedoch ist Windenergie auch in weniger windreichen Regionen wirtschaftlich darstellbar. Die kinetische Energie des Windes kann durch eine Windenergieanlage nutzbar gemacht und in elektrische Energie umgewandelt werden. Sie speist den erzeugten Strom beispielsweise in das Stromnetz ein. Windenergieanlagen verfügen über eine automatische Windnachführung, sie richten sich also gegen den Wind aus. Das Erzeugungsprofil von Windenergieanlagen ist täglich und saisonal schwankend sowie witterungsabhängig. Im Winter, Herbst und Frühjahr sind höhere Erträge als im Sommer zu erwarten. Windenergieanlagen werden häufig als Verbund in Windparks errichtet und dienen meist zur Stromversorgung des öffentlichen Netzes. Aber auch die Lieferung von Strom per Direktleitungen an industrielle oder andere Großverbraucher sind mögliche Anwendungsbereiche.

Voraussetzung für die Errichtung einer Windenergieanlage sind vom jeweiligen Bundesland ausgewiesene Windvorranggebiete, welche alle nötigen Mindestabstände einhalten, sowie eine von der örtlichen Genehmigungsbehörde erteilte Genehmigung nach §4 BImSchG. Auch sollte turbulenzbedingt genügend Abstand zu anderen Windenergieanlagen und ausreichend Kapazität an einem Netzanschlusspunkt, z.B. an einem Umspannwerk, vorhanden sein.

Windvorranggebiete und Windpotenzialflächen werden im Rahmen des Regionalplans festgelegt. Sogenannte *raumbedeutsame Windkraftanlagen* dürfen nur in Vorranggebieten für Windenergie errichtet und erneuert werden (Der Ministerpräsident des Landes Schleswig-Holstein - Staatskanzlei, 2020). Auf Windpotenzialflächen hingegen ist eine Errichtung bzw. Erneuerung in Zukunft denkbar, jedoch zum jetzigen Zeitpunkt nicht zugelassen. Leider liegen nach aktuellem Stand keine Potenzialflächen in unmittelbarer Nähe zu Hohenhorn vor. Aus diesem Grund können derzeit keine herkömmlichen Windkraftanlagen für das Quartierskonzept in Hohenhorn berücksichtigt werden.

Nachtrag:

Mit dem 19.12.2023 hat die Landesregierung Schleswig-Holstein die Eckpunkte der zukünftigen Windenergieplanung beschlossen, anhand derer der Landesentwicklungsplan und die Teilregionalpläne Windenergie fortgeschrieben werden sollen. Um die Einhaltung des Bundesrechts zu gewährleisten, werden künftig Vorranggebiete in einer Positivplanung ohne Ausschlusswirkung geplant. Hierdurch soll deutlich mehr Landesfläche für die Nutzung von Windenergie gewonnen werden. Allen voran halten die Eckpunkte dabei veränderte Kriterien für die Bewertung der Vorranggebiete fest. Wenngleich Abstände zu Siedlungen und Wohngebäuden im Außenbereich unverändert bleiben, wird die Berücksichtigung linienhafter Strukturen (Straßen, Gewässer, etc.) in die Genehmigungsebene verlagert. Landschaftsschutzgebiete werden vom weichen Tabu-Kriterium in die Abwägung verlagert und Abwägungskriterien im gleichen Zug zugunsten der Windenergienutzung geringer gewichtet. Grundsätzlich bleiben die bestehenden

Vorranggebiete, insofern rechtlich möglich, genauso bestehen, wie die Rotor-In-Planung. Der Abstand zu Wäldern, Natur- und Vogelschutzgebieten wird flächenscharf der ökologischen Wertigkeit angepasst (zumeist verringert), und die Abwägungskriterien „Vorbelastete Räume“ und Charakteristische Landschaftsräume“ werden gestrichen. Darüber hinaus wird die Referenzanlage, die zur Herleitung von Abstandskriterien dient, der Geometrie der Vorranggebiete und Prognose über die installierbare Gesamtleistung dient, auf eine Gesamthöhe von 200 m und einen Rotordurchmesser von 150 m vergrößert. Darüber hinaus können in Zukunft auch WEA außerhalb von Vorranggebieten genehmigt werden, solange sie öffentliche Belange nicht beeinträchtigen. Darüber hinaus wird in Zukunft auf die 3H-/5H-Regulung verzichtet, da sie nach Rechtsprüfung der Landesplanung als indirekte Höhenbeschränkung verstanden wurde, die dazu geführt hätte, dass die ausgewiesene Fläche nicht anerkannt worden wäre. Ob mit der Umsetzung der neuen Eckpunkte möglicherweise neue Flächen in der Umgebung von Hohenhorn als Vorranggebiete ausgewiesen werden, kann unter der aktuellen Planungsunsicherheit der Gesetzeslage nicht in das aktuelle Konzept einbezogen werden, ist grundsätzlich nicht auszuschließen. (Schleswig-Holstein, Ministerium für Inneres, Kommunales, Wohnen und Sport, 2023)

Nach dem §1 Satz 1 der 4. BImSchV sind die Errichtung und der Betrieb von Anlagen genehmigungsbedürftig, die im Anhang 1 der 4. BImSchV genannt sind, sofern zu erwarten ist, dass sie länger als 12 Monate betrieben werden. Gemäß des Anhang 1 der 4. BImSchV ergibt sich, dass Windenergieanlagen mit einer Gesamthöhe von mehr als 50 m nach dem BImSchG genehmigungsbedürftig sind. Für niedrigere Anlagen ist eine Baugenehmigung zu prüfen, die grundsätzlich für alle Baumaßnahmen gilt (§59 I SH-LBO). Die Landesbauverordnung für das Land Schleswig-Holstein (SH-LBO) führt beispielsweise unter verfahrensfreien Bauvorhaben Windenergieanlagen bis zu einer Höhe von 10 m auf (§61 I Nr. 3 SH-LBO). Weitere Ausnahmen in Bezug auf Baugenehmigungen ergeben sich aus dem §62 SH-LBO (Genehmigungsfreistellung). Des Weiteren können Kleinwindenergieanlagen oftmals als Nebenanlagen eine Baugenehmigung im vereinfachten Verfahren bekommen oder auch ganz vom Genehmigungsfall befreit werden (Bundesverband Kleinwindanlagen, 2022). Einzelfälle müssen aber im Detail betrachtet und geprüft werden, eine rechtliche Beratung ist einzuholen und dieser Abschnitt dient lediglich dem genehmigungsrechtlichen Überblick.

Die niedrigere Narbenhöhe von Kleinwindenergieanlagen führt zwingend zu einer Reduzierung des spezifischen Ertrags der Anlage und folglich zu höheren Stromgestehungskosten als bei größeren Anlagen. Trotzdem lassen sich Kleinwindkraftanlagen wirtschaftlich darstellen, wenn zur Eigenstromversorgung genutzt werden.

Der Wind weht in Hohenhorn vorwiegend aus westlicher bis südwestlicher Richtung und weist eine durchschnittliche Windgeschwindigkeit von ca. 4 m/s auf (Daten des Deutschen Wetterdienstes). In Bezug auf die Windrichtung ist die Lage der Potenzialfläche von Bedeutung. Abbildung 20 kann die Windgeschwindigkeit des Standorts Hohenhorn in stündlicher Auflösung entnommen werden.

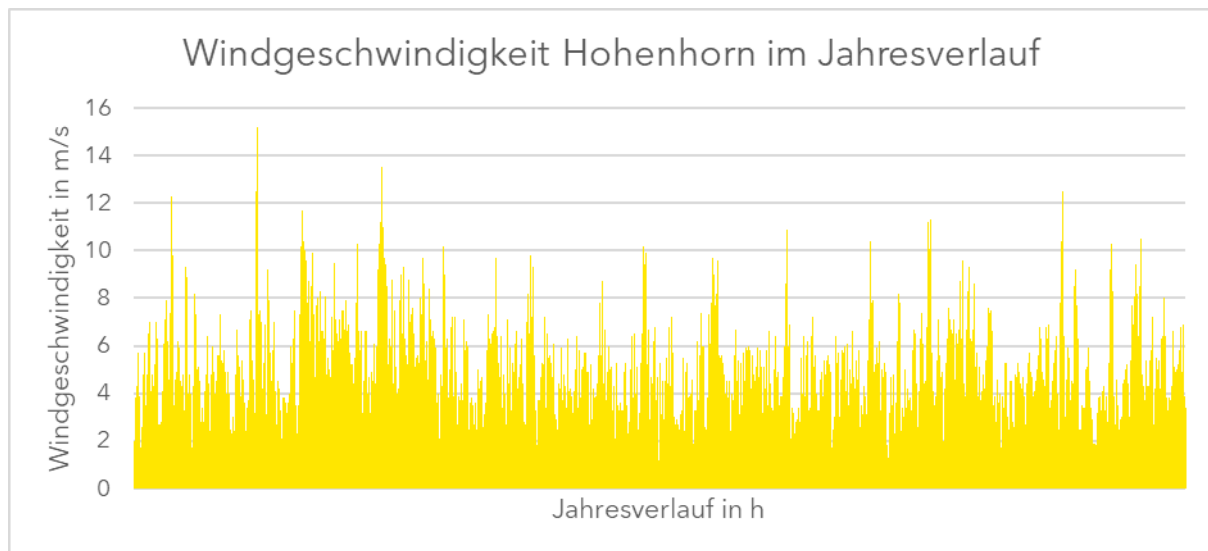


Abbildung 20: Windgeschwindigkeit im Jahresverlauf

Anhand einer Kleinwindkraftanlage mit einer elektrischen Nennleistung von 250 kW ist der jährliche Ertrag für den Standort Hohenhorn abgeschätzt worden. Die Anlage produziert pro Jahr etwa 535 MWh. Die elektrische Leistung sowie der kumulierte Ertrag der Anlage können Abbildung 21 entnommen werden.

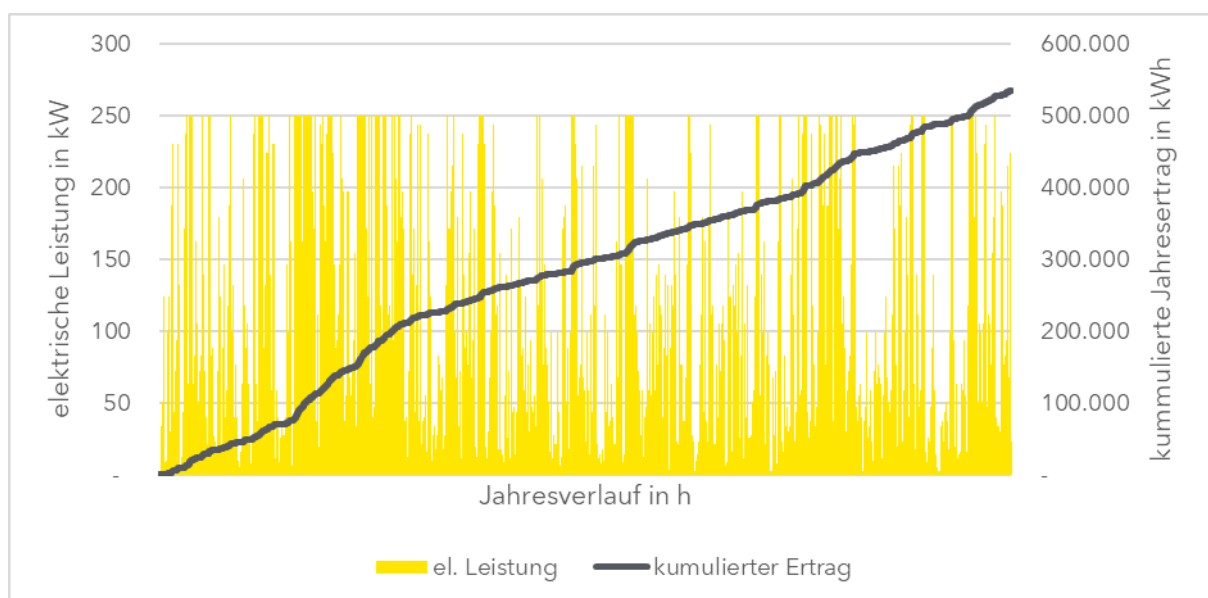


Abbildung 21: Leistung und kumulierter Ertrag einer Kleinwindkraftanlage mit 250 kW Nennleistung im Jahresverlauf

Die Investitionskosten einer solchen Anlage können nach derzeitigem Stand mit 750.000 € abgeschätzt werden. Bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren und einem Zinssatz von 4,5 % ergeben sich annualisierte Investitionskosten von 57.657 €/a. Die Betriebskosten können mit jährlich 22.500 € für Wartung und Instandhaltung abgeschätzt werden. Bei einem Ertrag von 535 MWh/a ergeben sich daraus Stromgestehungskosten von ca. 15 ct/kWh. Tabelle 14 fasst diese Ergebnisse zusammen.

Tabelle 14: Stromgestehungskosten einer Kleinwindkraft

	Kosten
Investitionskosten	750.000,00 €
jährliche Kapitalkosten (20 Jahre, 4,5 %)	57.657 €/a
Betriebskosten	22.500 €/a
Stromgestehungskosten	80.157 €/a
	14,98 ct/kWh

Grundsätzlich lassen sich mit einer Windgeschwindigkeit von 4 m/s Windkraftanlagen in der Region um Hohenhorn wirtschaftlich betreiben. Das Beispiel der Kleinwindkraftanlage zeigt, dass die Stromgestehungskosten von 15 ct/kWh im Vergleich zu größeren Anlagen mit Gestehungskosten von 5 bis 7 ct/kWh hoch ausfallen und die Anlagen primär zur Eigenstromversorgung genutzt werden kann. Eine Vermarktung über die Strombörse ist mit diesen Gestehungskosten nicht möglich.

3.2.2 Photovoltaik

Der Begriff Photovoltaik (PV) beschreibt die direkte Umwandlung von Sonnenlicht in elektrische Energie. Dabei wird durch die Wechselwirkung von Licht und den Halbleitermaterialien der Solarzelle ein Gleichstrom erzeugt. Durch einen Wechselrichter wird der erzeugte Gleichstrom anschließend in Wechselstrom umgewandelt. Eine PV-Anlage besteht aus mehreren, in Reihe geschalteten Solarzellen und kann daher modular aufgebaut in der Leistung beliebig skaliert werden. Das Erzeugungsprofil ist sowohl täglich als auch saisonal schwankend, da zur Mittagszeit sowie in den Sommermonaten in der Regel mehr Strom erzeugt wird als in der Nacht bzw. in den Wintermonaten. Es gibt zwei große Anwendungsbereiche von PV, zum einen die Freiflächen-Photovoltaik, zum anderen die Dach-Photovoltaik.

Photovoltaik auf Freiflächen

Grundsätzlich kann auf einer Freifläche Photovoltaik installiert werden, solange keine geschützten Räume betroffen sind. Freiflächen-PV wird meist auf landwirtschaftlich nicht nutzbaren Flächen, Wiesen oder Ackerland errichtet. Jedoch werden mittlerweile auch häufiger landwirtschaftliche Flächen genutzt. Diese Doppelnutzung geschieht in der Regel in Verbindung mit Tierhaltung oder mit Flächen, die von Verschattung profitieren. Üblicherweise verfügen große Freiflächen-PV-Anlagen über einen eigenen Netzverknüpfungspunkt.

Die Landesregierung gibt mit dem Landesentwicklungsplan (LEP) einen Rahmen für die Entwicklung bestehender und neuer Standorte für solare Freiflächen vor. Dabei dient der LEP lediglich als Hilfestellung für Gemeinden, Kreise, Investoren und Projektentwickler. Eine Vorgabe von Eignungs- oder Vorrangflächen ist im LEP nicht vorgesehen, sondern kann über die Gemeinde geregelt werden. Dafür ist die Ausweisung von Flächen im Flächennutzungsplan sowie die Aufstellung eines Bebauungsplans erforderlich. Die Flächen werden dabei als *Sondergebiet Photovoltaik* bzw. *Sondergebiet Solarthermie* festgesetzt (Innenministerium und MELUND, 2021). Zurzeit sind keine Flächen für solare Energie im Flächennutzungsplan oder im Bebauungsplan von Hohenhorn vorgesehen (Stand Juni 2023). Trotzdem existieren potenzielle Flächen für die Installation von Freiflächen-Photovoltaik. Die Abbildung 22 zeigt, dass in der Umgebung von Hohenhorn keine Naturschutzgebiete ausgewiesen sind. Weiter sind die grün gekennzeichneten Flächen Wälder, weshalb diese für eine Photovoltaikinstallation nicht zur Verfügung stehen (MELUND, 2023). Somit können grundsätzlich Photovoltaikanlagen auf Freiflächen in der direkten Umgebung der Gemeinde Hohenhorn installiert werden.

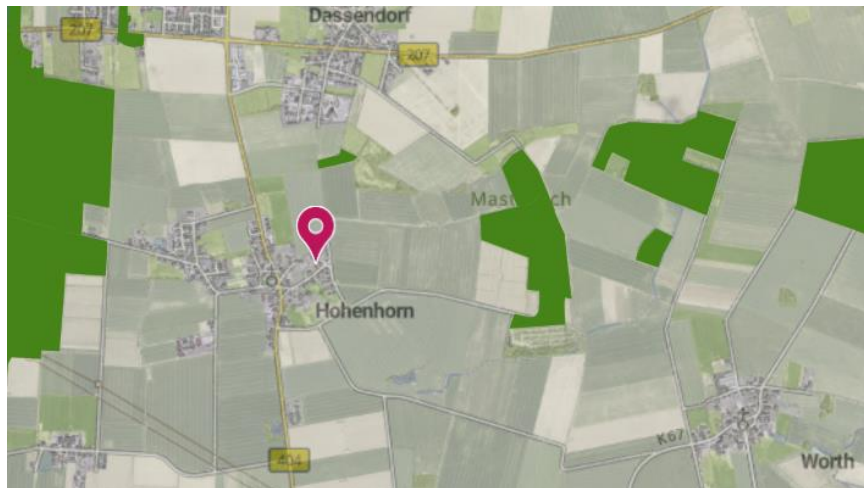


Abbildung 22: Mögliche Ausschlussgebiete (Wald) für Freiflächen-PV (MELUND, 2023)

Zur Abschätzung des Energieertrages in Hohenhorn wurde das Photovoltaic Geographical Information System genutzt. Bei einer installierten Leistung von 1 kW_p in Südausrichtung ergeben sich im Jahr ca. 989,06 kWh Ertrag (Europäische Kommission, 2022). Der monatliche Energieertrag im Jahresverlauf für 1 kW_p installierter Leistung ist in der folgenden Abbildung 23 dargestellt

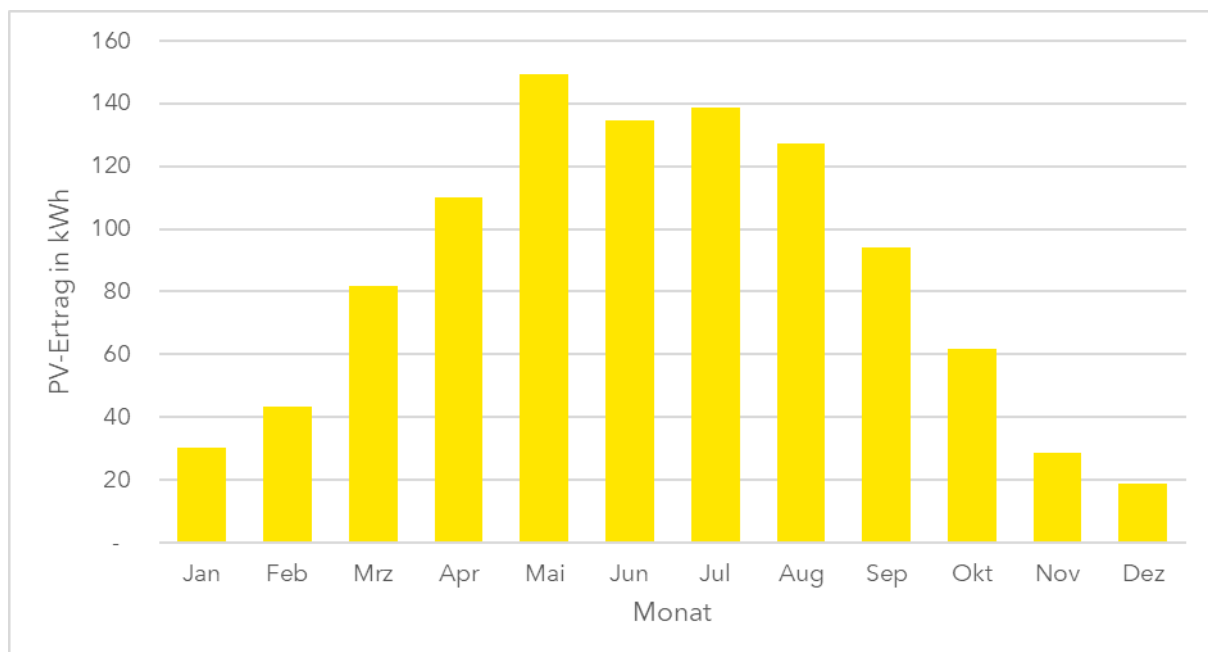


Abbildung 23: PV-Energieertrag von Hohenhorn (Europäische Kommission, 2022)

Freiflächen PV-Anlagen lassen sich in der Regel ab einer Größe von 5 ha bzw. 5 MW_p wirtschaftlich darstellen – sofern die Anlage über das EEG vergütet wird. Kleinere Anlagen lassen sich wirtschaftlich darstellen, wenn die Anlage hauptsächlich zur Eigenstromversorgung eingesetzt wird und somit den Bezug von Strom aus dem öffentlichen Stromnetz verringert.

Förderung Freiflächen-PV

Eine Förderung der Freiflächen-PV ist grundsätzlich möglich, die Höhe und Art der Förderung ist abhängig von der Größe der Anlagen. Außerdem ändert sich die Förderung

meist mit jeder neuen EEG-Novelle. Für Anlagen mit einer installierten Leistung bis 100 kW kann eine Einspeisevergütung gemäß dem EEG beansprucht werden, welche für 20 Jahre ab Inbetriebnahme festgelegt ist. Anlagen mit einer höheren installierten Leistung nehmen an der Direktvermarktung teil und werden über eine Marktprämie gefördert. Diese kann mit Anlagen bis 750 kW in Anspruch genommen werden. Es handelt sich hierbei um eine gesetzlich festgelegte Marktprämie. Für größere Anlagen kann eine Marktprämie im Rahmen eines Ausschreibungsverfahrens erlangt werden. Hierbei erhalten die günstigsten Gebote einen Zuschlag. Eine grobe Orientierung zu diesen Zuschlägen geben die letzten Ausschreibungsrunden. Hier bewegten sich die Zuschläge um die 6 ct/kWh. (Greenhouse Media GmbH, 2023)

Photovoltaik auf Dachflächen

Bei der Dach-PV-Anlage werden die einzelnen Module auf einem Dach montiert, um zeitweise den Strombedarf des jeweiligen Gebäudes decken zu können. Reicht die Sonnenenergie nicht aus, kann der Strombedarf durch zusätzlichen Netzbezug gedeckt werden. Wird überschüssige Energie erzeugt, kann diese in einem Speicher zwischengespeichert oder ins Stromnetz eingespeist werden. Für die Installation ist der jeweilige Eigentümer bzw. die Eigentümerin verantwortlich.

Die wichtigsten Voraussetzungen sind Ausrichtung des Daches sowie die Dachneigung. Optimal sind eine Süd- bzw. Ost- und Westausrichtung sowie eine Neigung von 20 bis 35 Grad. Außerdem sollte das Dach eine geeignete Statik aufweisen und möglichst frei von Verschattung sein. Auch eine ausreichende Netzanschlussleistung für die Netzeinspeisung muss vorhanden sein.

Aktuell können die Investitionskosten einer Photovoltaik Dachanlage bis zu 1.800 €/kW_p betragen. Der Ertrag einer Dachanlage mit einer Leistung von 10 kW_p beträgt bei einem Ertrag von 989 kWh/kW_p etwa 9.890 kWh. Bei einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren und einem Zinssatz von 4,5 % betragen die Stromgestehungskosten einer solchen Anlage, wie in Tabelle 15 dargestellt, 15,81 ct/kWh. Trotz der gestiegenen Kosten lassen sich PV-Dachanlagen noch immer bei den meisten Haushalten wirtschaftlich darstellen.

Tabelle 15: Stromgestehungskosten einer Photovoltaik Dachanlage

	Kosten
Investitionskosten	18.000,00 €
jährliche Kapitalkosten (20 Jahre, 4,5 %)	1.384 €/a
Betriebskosten	180 €/a
Stromgestehungskosten	1.564 €/a
	15,81 ct/kWh

Für Hohenhorn wurden die vorhandenen Dachflächen analysiert. Hierbei wurden nicht nur die Wohngebäude berücksichtigt, sondern auch Garagen- und Gewerbedächer. Es wird davon ausgegangen, dass im Schnitt auf den Dächern der Wohngebäude 10 kW_p, auf Garagen 3 kW_p und auf Nichtwohngebäuden 50 kW_p installiert werden können. Insgesamt können über die potenziellen Dachflächen in Hohenhorn somit 2.625 MWh Strom bereitgestellt werden. Detaillierte Ergebnisse können Tabelle 16 entnommen werden.

Tabelle 16: Ertragspotenzial von PV-Dachanlagen in Hohenhorn

	Dächer Wohn- gebäude	Dächer Garage	Dächer Nichtwohn- gebäude	max. Leistung	Strom- ertrag
Süden 989 kWh/kW _p	78	12	2	916 kW	905.924 kWh
Westen 778 kWh/kW _p	52	20	9	1.030 kW	800.918 kWh
Südost 897 kWh/kW _p	5	-	-	50 kW	44.833 kWh
Osten 785 kWh/kW _p	58	28	9	1.114 kW	874.134 kWh
Summe	193	60	20	3.110 kW	2.625.808 kWh

Förderung Dach-PV

Eine Förderung der Dach-PV-Anlagen ist über das EEG möglich. Auch hier variiert der Fördersatz mit der Anlagengröße und der Art des Anschlusses. Dies ist in Tabelle 17 einsehbar.

Tabelle 17: Vergütungssätze von Dach-PV-Anlagen bei Inbetriebnahme ab 01.01.2023 (Bundesministerium der Justiz, 2023)

Anlagengröße	Eigenverbrauch [ct/kWh]	Volleinspeisung [ct/kWh]
Bis 10 kW	8,6	13,4
Bis 40 kW	7,5	11,3
Bis 100 kW	6,2	11,3
Bis 300 kW	6,2	9,4

Eigenverbrauch-Anlagen sind dabei Anlagen, welche zunächst den Eigenstrombedarf des Gebäudes decken und ausschließlich überschüssigen Strom ins Stromnetz einspeisen. Volleinspeisungsanlagen hingegen decken keinen Eigenverbrauch des Gebäudes, sondern speisen direkt ins Stromnetz ein. Weiter ist es möglich, eine Kombination der beiden Anlagentypen auf einem Dach zu betreiben.

3.3 Wärmeversorgung

Aktuell werden 74 % der für die Wärmeversorgung bereitgestellten Wärme in Deutschland aus fossilen Brennstoffen gewonnen, vor allem durch dezentrale Öl- oder Gasheizungen. Dies ist in Abbildung 24 dargestellt. Zu beachten ist hier, dass Fernwärmenetze oft auch von Kraftwerken gespeist werden, die fossile Brennstoffe wie Kohle oder Gas nutzen. Dem entsprechend ist der tatsächliche Anteil an fossilen Energieträgern in der Wärmeversorgung sogar noch höher. Daher weist der Wärmesektor ein hohes Potenzial zur Dekarbonisierung auf. Im folgenden Kapitel werden regenerative Alternativen zur klassischen Wärmeerzeugung vorgestellt und deren Potenziale für Hohenhorn eingeordnet.

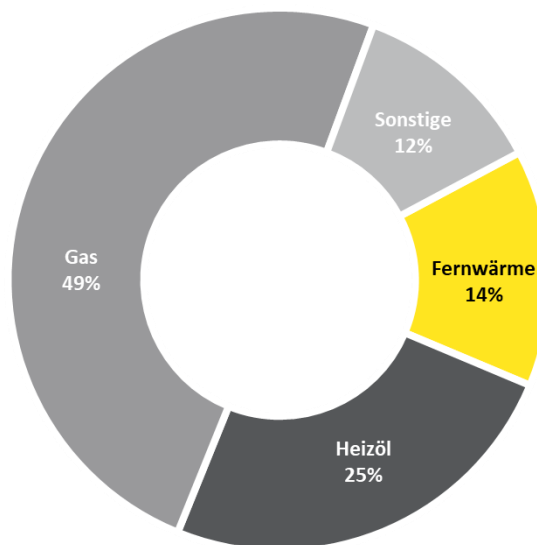


Abbildung 24: Aktuelle Wärmeversorgung in Deutschland

3.3.1 Wärmepumpen

Wärmepumpen nutzen die Luft, Erde oder das Grundwasser als Wärmequelle, was zunächst kostenlos und regenerativ zur Verfügung steht. Um diese Energie nutzbar zu machen, werden drei Komponenten benötigt: eine Wärmequellenanlage, die eigentliche Wärmepumpe sowie ein Wärmeverteil- und Speichersystem. Die Wärmequellenanlage entzieht der Umgebung die benötigte Energie. Diese wird in der eigentlichen Wärmepumpe durch einen Verdichtungsprozess und einem Wärmeübertrager nutzbar gemacht und durch das Wärmeverteil- und Speichersystem im Gebäude verteilt oder zwischengespeichert. Für Hohenhorn werden nun die Luft- und Erd-Wärmepumpe untersucht.

Grundsätzlich wird die Effizienz einer Wärmepumpe über die Leistungszahl (auch Coefficient of Performance (COP)) bewertet, welche das Verhältnis der abgegebenen thermischen sowie der zugeführten elektrischen Leistung darstellt. Werte für den COP und die maximale thermische Leistung einer Wärmepumpe sind abhängig von dem Temperaturniveau der Wärmequelle: Ist das Temperaturniveau der bereitgestellten thermischen Leistung konstant, steigen beide Werte mit steigender Quelltemperatur (Quaschnig V., 2013). In Abbildung 25 wird exemplarisch für eine Großwärmepumpe mit einer maximalen thermischen Leistung von 488 kW die temperaturabhängige Leistung

sowie der resultierende COP dargestellt. Die dargestellte Wärmepumpe kann Vorlauftemperaturen von 80°C erreichen.

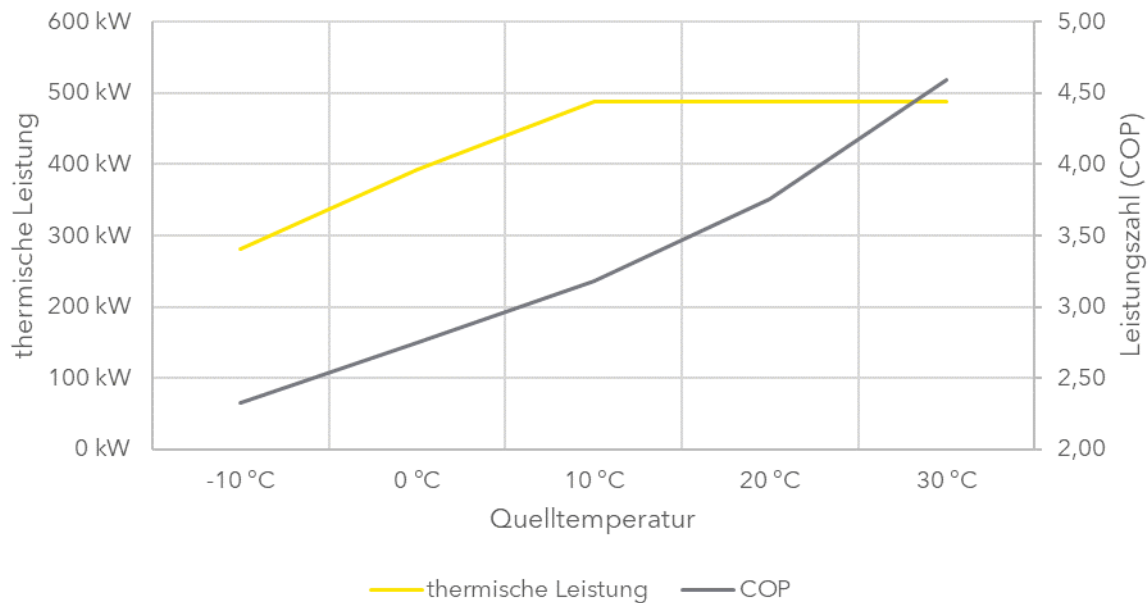


Abbildung 25: Beispielhafte Darstellung der thermischen Leistung und Leistungszahl einer Großwärmepumpe in Abhängigkeit der Quelltemperatur

Luft-Wärmepumpe

Besonders im Vergleich zu anderen Wärmepumpen ist, dass bei der Luft-Wärmepumpe die Umgebungswärme nicht über eine Flüssigkeit zu der Anlage transportiert wird, sondern durch die Luft selbst, welche über Rückkühler von außen ansaugt wird. Dies ist eine Kosteneinsparung im Vergleich zu anderen Wärmepumpensystemen, da keine großen durchflossenen Kollektoren installiert werden müssen. Daher ist Luft auch die meistgenutzte Wärmequelle für Wärmepumpen.

Es handelt sich bei der Luft-Wärmepumpe um eine platzsparende Variante, die es ermöglicht, große Menge erneuerbarer Energie zu nutzen. Die Effizienz der Wärmepumpe, die sogenannte Leistungszahl, ist neben der Vorlauftemperatur von der Quelltemperatur abhängig. Somit erfolgt die Wärmebereitstellung der Luft-Wärmepumpe im Sommer am effizientesten. Im Winter, bei geringeren Temperaturen, sinkt entsprechend die Leistungszahl der Luft-Wärmepumpe. Dem gegenüber stehen die geringen Investitionskosten, eine uneingeschränkte Verfügbarkeit der Wärmequelle und die im Vergleich einfache Umsetzung der Luft-Wärmepumpe.

Abbildung 26 zeigt den Temperaturverlauf der Umgebungsluft für ein typisches Jahr in Hohenhorn sowie die daraus resultierende, maximal mögliche thermische Leistung einer Wärmepumpe mit 488 kW thermischer Nennleistung.

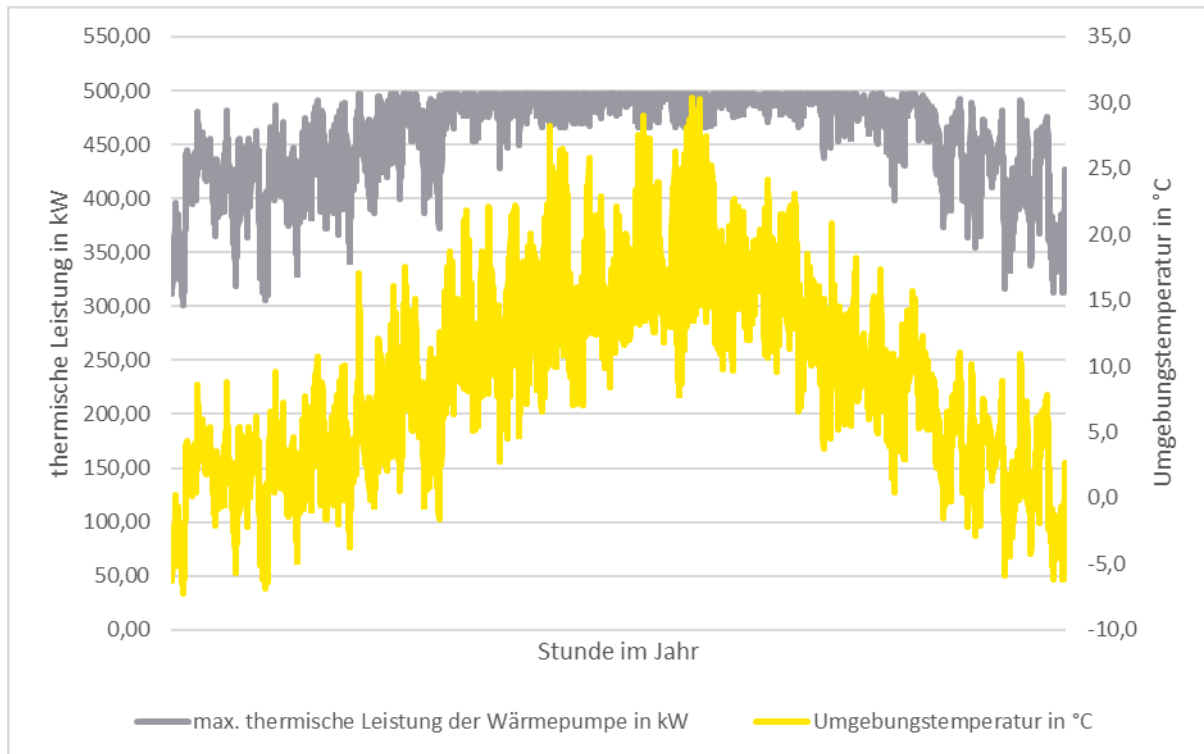


Abbildung 26: Leistung einer Großwärmepumpe über der Quelltemperatur

Gerade in Dänemark ist die Luft-Wärmepumpe eine zentrale und etablierte Technologie in kommunalen Wärmenetzen. Während Wärmepumpen in Haushalten 40 % der theoretisch maximal möglichen Leistungszahl erreichen, also einen Gütegrad von 40 %, erreichen moderne Großwärmepumpen Gütegrade zwischen 65 % und 70 %. Bei einer Vorlauftemperatur von ca. 70°C, wie sie bei Wärmenetzen der 4. Generation üblich ist, werden auch bei geringen Temperaturen Leistungszahl von ca. 3 erreicht. Die benötigten Rückkühler zur Wärmeentnahme aus der Umgebungsluft können als Tischkühler oder V-Kühler ausgeführt werden. Um ein Vereisen dieser Rückkühlwerke zu verhindern, kann die Wärmepumpe gelegentlich in einen Abtaumodus wechseln. Abhängig vom Standort der Heizzentrale kann es erforderlich sein, einen Schallschutz zur Einhaltung der maximal zulässigen Schallemission vorzusehen.

3.3.2 Geothermie

Die Nutzung von Geothermie wird in zwei verschiedene Arten eingeteilt: Der oberflächennahen Geothermie und der tiefen Geothermie. Bei einer Tiefe von 1,5 m bis etwa 150 m handelt es sich um oberflächennahe Geothermie, während darunter von tiefer Geothermie gesprochen wird.

Oberflächennahe Geothermie

Für die Nutzung der oberflächennahen Geothermie werden drei Komponenten benötigt: Die Wärmequellenanlage, die Wärmepumpe und die Wärmenutzungsanlage. Dieses System wird auch Erd-Wärmepumpe genannt. Die Wärmequellenanlage hat die Aufgabe die vorhandene Wärme im Boden zu erschließen. Dies geschieht durch ein Wärmemedium, ein Frostschutz-Wasser-Gemisch, auch Sole genannt. Das Wärmemedium fließt durch die Wärmequellenanlage und transportiert so die Wärme des Bodens an die Oberfläche. Hier wird die Wärme des Wärmemediums in der Wärmepumpe übertragen und durch

Verdichtung weiter erhitzt. Im letzten Schritt wird die Wärme wieder übertragen und so der Wärmenutzungsanlage zur Verfügung gestellt.

Für die Gewinnung der Wärme in der Wärmequellenanlage existieren verschiedene Systeme:

- **Flächenkollektoren:**
Diese bestehen aus Kunststoffrohren, welche von der Sole durchflossen werden und unterhalb der Frostgrenze, welche bei ca. 1,5 m Tiefe liegt, horizontal verlegt werden. Die Fläche der Kollektoren muss etwa eine 1,5 bis 2-fache Fläche der zu beheizenden Fläche einnehmen. Diese Fläche darf nicht überbaut sein, da sich die Wärme im Boden über den Sommer regenerieren muss. Pro kW Heizleistung beträgt die Kollektorfläche von ca. 15 bis 30 m², abhängig von den Untergrundverhältnissen.
- **Erdwärmesonden:**
Diese bestehen aus paarweise gebündelten U-förmigen Kunststoffschleifen, welche senkrecht durch Bohrungen bei bis etwa 100 m Tiefe installiert werden. Durch diese fließt die Sole, welche die Wärme an die Oberfläche transportiert. Eine Regeneration findet über Nachströmen von Energie im Untergrund statt. Die Leistung der Sonde hängt von der Wärmeleitfähigkeit des Bodens ab. Bei einer Sondenlänge von 100 m kann als Richtwert von einer Leistung von 3 bis 6 kW ausgegangen werden.
- **Sonderformen:**
Spiralsonden, Erdwärmekörbe und Grabenkollektoren, diese können bei einem geringen Platzangebot gebaut werden.

Die in den verschiedenen Kollektoren gesammelte Wärme wird über eine Wärmepumpe für den Verbraucher auf nutzbare Temperaturen gebracht. Auf Grund der höheren Quelltemperatur im Winter ist die Leistungszahl einer Erdwärme-Wärmepumpe im Winter höher als bei einer Luft-Wärmepumpe.

Für die Wärmenutzungsanlage gilt als Richtwert, dass diese die Wärme auf einem möglichst geringen Temperaturniveau nutzen sollte. Heizung und Dämmungen sollten bei einer Nutzung in Wohngebäuden auf eine Vorlauftemperatur von 35 °C ausgelegt werden. Wird mit Hilfe der Wärmepumpe auch Warmwasser bereitet, oder die Vorlauftemperatur liegt deutlich über 35°C, so steigt die Belastung der Wärmesonde und die Leistungszahl der Wärmepumpe ist aufgrund der höheren Temperaturen geringer. Bei einer thermischen Ausgangsleistung von 500 kW und einer Wärmepumpe mit einem COP von 3 würde ein Sondenfeld mit etwa 55 Sonden von 100 m Länge benötigt werden. Dieses Sondenfeld würde etwa 1500 m² beanspruchen. (LLUR, 2011)

Für eine genauere Betrachtung eines entsprechenden Erdsondenfeldes muss zunächst ein Geothermal Response Test durchgeführt werden, dieser gibt Auskunft über das tatsächlich vorliegende Potenzial zur Wärmeentnahme. Da mehrere Sonden benötigt werden, muss anschließend die Temperaturreaktion des Sondenfeldes simuliert werden. Um die mögliche Entzugsleistung zu erhöhen und ein Auskühlen des Bodens zu verhindern, sollte der Boden regeneriert werden. Dies ist beispielsweise über Abwärme oder Kühlung von Gebäuden im Sommer möglich. Bei entsprechenden Voraussetzungen kann, abhängig von den Investitionskosten, oberflächennahe Geothermie eine interessante Ergänzung für den Winter sein. Nach Absprache mit der Lenkungsgruppe wird für die Betrachtung einer Nahwärmeversorgung in den vorgeschlagenen Varianten die Ausführung als Flachkollektor verwendet.

Tiefe Geothermie

In Absprache mit der Lenkungsgruppe kann Tiefe Geothermie als potenzielle Wärmequelle für eine Wärmeversorgung in Hohenhorn ausgeschlossen werden und wird aus diesem Grund an dieser Stelle nicht weiterverfolgt.

3.3.3 Biomasse

Biomasse ist allgemein gefasst organische Masse, die von Lebewesen oder Pflanzen stammt. Typischerweise wird bei der Wärmeversorgung hauptsächlich Holz in Form von Hackgut oder Pellets unter dem Begriff Biomasse verstanden, aber andere Stoffe wie Stroh oder Grünpflanzen sind ebenfalls mögliche Brennstoffe für Biomasseanlagen. In einer Biomassenanlage wird Biomasse meist automatisch in die Brennkammer geführt und dort verbrannt. Durch die bei der Verbrennung freigesetzte thermische Energie wird Wasser erhitzt, welches über einen Wärmeübertrager die Wärme in einen Heizkreislauf speist.

Bei Holz handelt es sich um einen nachwachsenden Rohstoff, welcher zu den erneuerbaren Energieträgern zählt. Trotz lokaler CO₂-Emissionen, die während der Verbrennung entstehen, wird bloß jene Menge an CO₂ freigesetzt, die der Baum während seiner Wachstumsphase gebunden hat. Eben diese Menge CO₂ würde auch beim natürlichen Zersetzungsprozess wieder an die Umwelt abgegeben. Aus diesem Grund ist Holz von CO₂-Abgaben befreit. Allerdings kann davon ausgegangen werden, dass das lokal freigesetzte CO₂ erst innerhalb der nächsten 20 Jahre erneut gebunden wird. Für das Ziel der Klimaneutralität bis zum Jahr 2035 ist der Einsatz von Biomasse somit kritisch zu sehen. Eine Verwendung der Biomasse als Baustoff oder Isolierung und der damit verbundenen dauerhaften CO₂-Bindung ist vor diesem Hintergrund sinnvoller.

Trotzdem kann der Einsatz von Biomasse, sofern diese aus nachhaltigem Anbau oder als Abfallprodukt in Gewerben sowie der Industrie anfällt, eine gute Alternativ zu Wärmepumpen sein.

3.3.4 Solarthermie

Unter Solarthermie wird die thermische Nutzung der Sonnenstrahlung verstanden. Solarkollektoren werden von einem Trägermedium, einem Wasser-Frostschutz-Gemisch, durchflossen, welches von der Sonnenstrahlung erwärmt wird. Das erwärmte Trägermedium kann nun direkt genutzt werden oder die Wärme eingespeichert werden. Bei der Solarthermie wird zwischen zwei Arten unterschieden: Der nichtkonzentrierenden und der konzentrierenden Solarthermie. Wichtig für beide Anwendungen ist eine direkte Einstrahlung der Sonnenstrahlung. Im Vergleich dazu können Photovoltaik-Anlagen auch diffuse Strahlung, also gestreute Strahlung, zur Energieerzeugung nutzen.

Nicht konzentrierende Solarthermie

Bei der nicht konzentrierenden Solarthermie handelt es sich um Kollektoren, die durch eingebaute Rohrleitungen von dem Trägermedium durchflossen werden. Mit diesen Systemen können Temperaturen bereitgestellt werden, die zur solaren Trinkwassererwärmung oder Heizungsunterstützung genutzt werden können. Für letzteres kann in den Klimaverhältnissen Deutschlands aber nur eine Bereitstellung von 20 bis maximal 80 % des Wärmebedarfs sichergestellt werden. Auch für Nahwärmenetze ist Solarthermie theoretisch nutzbar, die Zahl der Anwendungen ist aber noch gering. Hierbei muss vor allem beachtet werden, dass die zu nutzende Wärme größtenteils im Sommer erzeugt wird, jedoch im Winter benötigt wird. Dementsprechend müssen solche Anlagen

mit Wärmespeichern ausgestattet sein, was die Kosten für solche Systeme erhöht. (Quaschnig V. , 2022)

Konzentrierende Solarthermie

Konzentrierende Solarthermie funktioniert technisch ähnlich wie die nicht konzentrierende, ein wichtiger Unterschied ist jedoch, dass die Strahlung durch Spiegel oder Linsen konzentriert werden und so deutlich höhere Temperaturen erreicht werden können. Mit solchen Kollektoren können Temperaturen von bis zu 1000 °C erreicht werden. Konzentrierende Solarthermie wird auch wegen dem höheren Installationsaufwandes in Gegenden mit sehr hohen Sonnenstunden installiert, wozu Norddeutschland nicht zählt. Hier ist das thermische Potenzial deutlich niedriger. (Quaschnig V. , 2022)

3.3.5 Photovoltaisch-thermische Kollektoren (PVT)

Ein Photovoltaisch-thermischer Kollektor (PVT) kombiniert Photovoltaik (PV) und Solarthermie (T) in einem Kollektor. Dieser Hybridkollektor wandelt so die Sonnenstrahlung nicht nur in Strom, sondern auch in Wärme um und steigert so die mögliche Ausbeute (Frauenhofer ISE, 2020). Durch den solarthermischen Teil des Kollektors, welcher auf der Rückseite des Moduls angebracht ist, wird die überschüssige Wärme nutzbringend abgeführt. Dies erhöht auch die Effizienz der PV-Zellen, da sie bei hohen Temperaturen im Sommer normalerweise weniger effizient arbeiten. Je kälter die Rückseite ist, desto höher wird der Wirkungsgrad des PV-Moduls.

PVT-Kollektoren können, abhängig von ihrer Bauweise, Wärme auf unterschiedlichen Niveaus bereitstellen. Man unterteilt diese in Niedrig-, Mittel- und Hochtemperaturanwendungen. Von Niedrigtemperaturanwendungen wird bis zu einer Temperatur von 50°C gesprochen. Hier kann die Wärme zur Erwärmung von Schwimmbädern oder Wärmespeichern genutzt werden. Bei geeigneter Bauweise kann auch direkt geheizt werden. Niedrige Temperaturniveaus können auch als Wärmequelle für eine Wärmepumpe dienen, entweder als Direktverdampfer oder indirekt über einen solegefüllten Wärmeübertrager. Mitteltemperaturanwendungen von PVT-Kollektoren sind die direkte Raumheizung oder Warmwasserproduktion. Hochtemperaturanwendungen mit einem Niveau über 80°C werden genutzt, um Prozesswärme zu erzeugen. Diese wird zum Beispiel in Absorptionskühlern genutzt. (Frauenhofer ISE, 2020)

PVT-Kollektoren sind so aufgebaut, dass die auf der Rückseite der PV-Zellen angebrachten Wärmeübertrager die in den PV-Zellen entstehende Wärme über ein Kältemittel, meist eine Sole, zum Heizsystem abführen. Durch verschiedene Arten des Aufbaus der Kollektoren kann Wärme auf unterschiedlichen Temperaturniveaus bereitgestellt werden. Es wird zwischen der offenen, der abgedeckten und der konzentrierenden Bauweise unterschieden. Diese unterscheiden sich auch in der Ausbeute bei der Stromproduktion. Bei offenen Kollektoren ist auf der Rückseite des PV-Moduls ein Wärmeübertrager angebracht, welcher von der Außenluft umflossen werden kann. Diese Kollektoren stellen Wärme auf dem niedrigsten Niveau bereit. Der Fokus dieser Bauweise legt den Schwerpunkt in Richtung der Stromerzeugung. Abgedeckte Kollektoren sind in ihrer Bauweise ähnlich zu klassischen Solarthermiekollektoren. Die PV-Zellen werden innerhalb der Isolierung des Kollektors auf die Absorber angebracht. Die Orientierung dieser Bauweise liegt in der Produktion von Wärme auf einem mittleren Niveau bei etwa 80°C. Bei der konzentrierenden Bauweise werden die Sonnenstrahlen auf einen Absorber konzentriert. Durch diese Bauweise liegt den Schwerpunkt bei der Produktion von Wärme auf einem hohen Niveau von über 80°C.

Für kleinere Anwendungen wie Ein- bzw. Mehrfamilienhäuser, oder Liegenschaften wie Verwaltungsgebäude, Krankenhäuser etc. gibt es bereits Beispiele für die Anwendung von PVT-Kollektoren. Gerade da, wo auch im Sommer genügend Wärme abgenommen werden kann, hat diese Technologie ihre Konkurrenzfähigkeit gezeigt. In Kombination mit einer Wärmepumpe entstehen in diesen Fällen sehr effiziente Systeme. (TGA-Praxis, 2022)

Weiter gibt es erste Untersuchungen zur Anwendung von PVT-Kollektoren in kalten Nahwärmenetzen. Beispielsweise wurde für ein Neubauquartier in der Stadt Bedburg ein Konzept mit einem PVT-Feld von $4 \text{ MW}_{\text{p, el}}$ und 3 MW_{th} vorgestellt (Solarthermalworld, 2021).

Zur Einbindung von PVT-Anlagen in ein Wärmenetz mit höherer Vorlauftemperatur, welches auf Grund der Gebäudealtersklassen in Hohenhorn zu nutzen wäre, liegen keine aussagekräftigen Untersuchungen vor. Aus diesem Grund wird bei der Konzipierung eines Wärmenetzes auf die Untersuchung von PVT verzichtet.

3.3.6 Speichertechnologien

Thermische Wärmespeicher sind vor allem bei der Nutzung von erneuerbaren Energiequellen von hoher Bedeutung, da sie häufig keine konstante Wärmeerzeugung vorweisen. Abhängig von dem Temperaturniveau der erzeugten Wärme, dem Standort und der Speicherdauer sind verschiedene Speichertechnologien zu wählen. Im Folgenden werden einige Technologien im Detail betrachtet.

Kurzzeitspeicher / Pufferspeicher

Pufferspeicher werden zur Zwischenspeicherung von Wärme genutzt. Es handelt sich dabei um einen isolierten Stahlbehälter. Bei der Speicherung kommt es zu einer zeitlichen und hydraulischen Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch. Das heißt, die Wärmeerzeugung und -verteilung ist durch den Pufferspeicher getrennt und die erzeugte Wärme kann zeitlich später genutzt werden. Somit lassen sich auch mehrere Wärmeerzeuger in einer Heizanlage kombinieren, zeitliche Unterschiede von Erzeugung und Verbrauch ausgleichen und bei Ausfällen trotzdem die Wärmeversorgung sicherstellen.

Neben der reinen Speicherung von Wärme gibt es auch Pufferspeicher mit integriertem Heizstab. Diese können das eingespeicherte Wasser zusätzlich über einen mit Strom betriebenen Heizstab erhitzen.

Saisonalspeicher

Für die Speicherung über eine längere Zeit werden Langzeitspeicher benötigt. Zu diesen zählt auch der Saisonalspeicher, auch Jahreszeitspeicher genannt. Dieser kann thermische Energie über mehrere Monate einspeichern und so eingespeicherte Wärme aus dem Sommer im Winter zum Beheizen von Gebäuden nutzen.

Saisonalspeicher können in verschiedene Speichertypen unterteilt werden: Behälter-Wärmespeicher, Erdbecken-Wärmespeicher, Erdsonden-Wärmespeicher und Aquifer-Wärmespeicher. Behälter-Wärmespeicher sind wie Pufferspeicher. Erdbecken-Speicher sind ausgehobene Becken, die beispielsweise mit einer Folie abgedichtet werden, und mit dem erwärmten Wasser befüllt sind. Dieses Becken ist mit einer mehrstufigen Isolierung versehen. Abhängig von der Größe des Speichers können ganze Siedlungen mit Wärme versorgt werden. Erdsonden-Wärmespeicher nutzen die Technologie oberflächennahen Geothermie der Erdwärmesonden, nur im Sommer in umgekehrter Weise. Das heißt, dass

im Sommer, die erzeugte Wärmeenergie durch die Erdsonde geführt wird und so den Untergrund erwärmt. Im Winter kann die Wärme wie bei der Erdwärmesonde aus dem Erdreich an die Oberfläche transportiert und mit Hilfe einer Wärmepumpe nutzbar gemacht werden.

Ein Aquifer-Wärmespeicher ist eine unterirdische Grundwasserquelle, die durch zwei Bohrungen erschlossen wird. Über die erste Bohrung wird das Wasser entnommen und erwärmt. Über die zweite Bohrung wird dem Aquifer das erwärmte Wasser wieder zugeführt. Bei der Entladung wird das erwärmte Wasser entnommen und das abgekühlte Wasser wieder dem Aquifer zugeführt. Dieser Speicher kann zum Wärmen und Kühlen verwendet werden.

In Abbildung 27 wird der erste Erdbeckenspeicher Deutschlands dargestellt. Auf der Abbildung befindet sich der Saisonspeicher in der Gemeinde Meldorf gerade im Bau.



Abbildung 27: Saisonaler Wärmespeicher Meldorf

Sorptionsspeicher

Sorptionsspeicher nutzen eine chemische Reaktion für die Wärmespeicherung, sie werden deshalb auch thermochemische Energiespeicher genannt. Die Speicherenergie entspricht der Wärme, die bei der Entladungsreaktion freigesetzt wird. Dadurch kommt es während der Speicherung in einem geschlossenen System zu keinen Wärmeverlusten und der Speicher ist für lange Speicherzeiten ausgelegt.

Zu den Sorptionsspeichern gehören die Adsorptionsspeicher. Adsorption bedeutet, dass Teilchen auf der Grenzfläche eines anderen Moleküls angereichert werden. Im Fall der Speicher reichert sich Wasser an dem porösen Speichermedium an. Für das Laden wird warme, trockene Luft über das Speichermedium geführt. Dadurch wird Wasser aus dem Speichermedium getrieben und verdampft, gleichzeitig reichert sich das Wasser in der Luft an und wird so abgekühlt. Diese Reaktion wird Desorption genannt und ist die Trocknung des Speichermediums. Das getrocknete Speichermedium kann nun für die benötigte Zeit gelagert werden. Daraus folgt auch, dass die Wärme nicht direkt, sondern als das trockene Medium gespeichert wird. Bei der Entladung wird Wasserdampf dem Speichermedium zugeführt, die Wassermoleküle setzen sich in einer chemischen Reaktion an das Speichermedium an, der Adsorption. Hierbei wird Wärme freigesetzt. (enArgus, 2023)

Die Speicherdichte ist abhängig von den stofflichen Eigenschaften des Speichermediums und den Temperaturen bei der Be- und Entladung. Weiter werden unterschiedliche Stoffe für verschiedene benötigte Temperaturen genutzt. Hier sind Zeolithspeicher und Silikagel-Speicher die am häufigsten verwendeten. Zeolith kann hierbei Temperaturen zwischen 100 und 300°C erreichen (Gantenbein & Frei, 2000). Silikagel hingegen niedrigere Temperaturen zwischen 40 und 100°C (enArgus, 2022).

Zeolithspeicher

Die Wärmespeicherung durch einen Zeolithspeicher findet über eine thermochemische Reaktion statt. Hierbei wird die stoffliche Eigenschaft von Zeolithen genutzt, um Wärme zu speichern. Zeolithe haben die Eigenschaft, dass bei der Anlagerung von Wasser an diese, Wärme freigegeben wird. Zeolith-Speicher nutzen daher diese Eigenschaft, um Wärme durch Trocknung des Zeoliths einzuspeichern und durch Zuführen von Wasserdampf auszuspeichern. Hierbei werden Temperaturen zwischen 100 und 300°C erreicht. Sie werden vor allem für kürzere Speicherzeiten angewendet. (Gantenbein & Frei, 2000).

Diese Technologie wird in Einfamilienhäusern zur Speicherung von überschüssiger Wärme, zum Beispiel durch Solarthermie-Kollektoren im Sommer, genutzt. Aber auch in der Industrie, um Abwärme zu speichern und nutzbar zu machen.

Silikagel-Speicher

Silikagel-Speicher sind thermochemische Wärmespeicher, die die Stoffeigenschaften von Silikagel nutzen. Wie auch Zeolith hat Silikagel die Eigenschaft, bei der Aufnahme von Wasser Wärme abzugeben und bei der Trocknung Wärme einspeichert. Diese chemischen Reaktionen können für die Wärmespeicherung genutzt werden. Während des Sommers wird in einem Silikagel-Speicher das Silikagel mit 80 bis 150°C warmer Luft durchströmt und dadurch getrocknet. Somit wird die überschüssige Wärme eingespeichert. Soll der Speicher entladen werden, wird feuchte Luft in den Speicher eingespeist und durch die Adsorptionsreaktion die Wärme freigesetzt, mit Temperaturen zwischen 40 bis 100°C. Weil

es sich um einen thermochemischen Speicher handelt, wird die Wärme nicht direkt gespeichert, sondern das trockene Silikagel. (enArgus, 2022)

3.4 Mobilität

In diesem Abschnitt werden verschiedene Möglichkeiten sowie Handlungsoptionen aufgezeigt, die im Mobilitätsbereich zu einer Reduktion von CO₂-Emissionen führen. Mit Hilfe dieser ist es somit möglich, die Mobilität von Hohenheim nachhaltig zu gestalten.

3.4.1 Individueller Personenkraftverkehr

Die Hochrechnung der Personenkraftwagen in Hohenhorn nach Kraftstofftyp zeigt, dass es sich bei 7 von den 363 zugelassenen PKWs um Elektrofahrzeuge handelt (vgl. Tabelle 6). Da Elektrofahrzeuge – sofern diese mit erneuerbaren bzw. emissionsarmem Strom betrieben werden – im Vergleich zu Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor weniger THG-Emissionen verursachen, werden diese in den nachfolgenden Szenarien betrachtet. Die Szenarien untersuchen insbesondere die Auswirkung des elektrifizierten Anteils der Fahrzeuge auf die Menge der entstehenden CO₂-Emissionen.

Es wird zwischen folgenden drei Szenarien unterschieden:

1. **Szenario 1:**

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 80 % der PKWs innerhalb der Gemeinde Hohenhorn elektrisch betrieben werden.

2. **Szenario 2:**

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass im Jahr 2050 alle PKWs innerhalb der Gemeinde Hohenhorn elektrisch betrieben werden.

3. **Szenario 3:**

In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass bereits im Jahr 2035 alle PKWs innerhalb der Gemeinde Hohenhorn elektrisch betrieben werden.

In den Szenarien wird davon ausgegangen, dass ein Diesel-Fahrzeug einen Verbrauch von 7,0 l/100 km und ein Benzin-Fahrzeug einen von 7,7 l/100 km aufweist. (Statista, 2023) Für den Verbrauch von Elektrofahrzeugen wird ein Wert von 0,21 kWh/km angenommen. Dies entspricht dem durchschnittlichen Verbrauch von aktuellen Modellen auf dem Markt der Elektromobilität. Ladeverluste und weitere Einflussfaktoren wie Temperatur und Batteriealterung sind bereits im Verbrauchswert berücksichtigt (ADAC, 2023).

Für die durchschnittliche jährliche Laufleistung der Fahrzeuge werden Angaben des Umweltbundesamts verwendet. Diese betragen für Fahrzeuge mit Benzinmotor ca. 9.200 km/a und für Fahrzeuge mit Dieselantrieb ca. 14.300 km/a. Für Fahrzeuge mit Elektro-, Hybrid- oder Gasantrieb werden 13.100 km/a angenommen. (Umweltbundesamt, 2023) Diese Werte entsprechen in etwa der durchschnittlichen jährlichen Laufleistung von 11.789 km pro Fahrzeug, welche im Rahmen einer Umfrage ermittelt wurde.

Die für die Berechnung der CO₂-Emissionen benötigten Emissionsfaktoren sind Tabelle 18 zu entnehmen. Neben den Emissionsfaktoren der Verkehrsträger, zeigt diese die prognostizierte Entwicklung des Emissionsfaktors für Netzstrom über die Stützjahre von 2023 bis 2045 (Umweltbundesamt, 2023a; BMWi, 2021; Umweltbundesamt, 2023b). Prognosewerte des Netzstroms ab dem Jahr 2030 stammen aus der Langfriststudie 3, bei welcher das Ziel der Bundesregierung klimaneutral zu werden bereits vor 2045 erreicht wird.

Tabelle 18: CO₂-Emissionsfaktoren unterschiedlicher Energieträger (Umweltbundesamt, 2023a; BMWi, 2021; Projektionsbericht 2023 für Deutschland, 2023b)

CO ₂ -Emissionsfaktoren						
Energieträger	2023	2025	2030	2035	2040	2045
Netzstrom	443 g/kWh	416 g/kWh	65 g/kWh	27 g/kWh	0 g/kWh	0 g/kWh
Diesel	248,6 g/km	248,6 g/km	248,6 g/km	248,6 g/km	248,6 g/km	248,6 g/km
Benzin	259,5 g/km	259,5 g/km	259,5 g/km	259,5 g/km	259,5 g/km	259,5 g/km
Gas	174,1 g/km	174,1 g/km	174,1 g/km	174,1 g/km	174,1 g/km	174,1 g/km

In den Szenarien wird angenommen, dass Elektro- sowie Hybridfahrzeuge mit Netzstrom geladen werden. Der elektrische Fahranteil von Hybridautos wird auf Basis einer Studie des Fraunhofer-Instituts ISI auf etwa 30 % geschätzt. (ISI, 2020)

Die Ergebnisse der Mobilitätsszenarien – die Entwicklung der Anzahl von Elektrofahrzeugen sowie der CO₂-Emissionen – sind in Abbildung 28 dargestellt. Aus dieser geht hervor, dass eine steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen zu einer Abnahme der Gesamtemissionen führt. Außerdem ist ersichtlich, dass die Mobilität in Szenario 3 durch die rasante Elektrifizierung aller Fahrzeuge bereits im Jahr 2035 annähernd klimaneutral ist. Szenario 2 erreicht das Ziel der Bundesregierung einer klimaneutralen Mobilität im Jahr 2045. Szenario 1 verfehlt das Ziel.

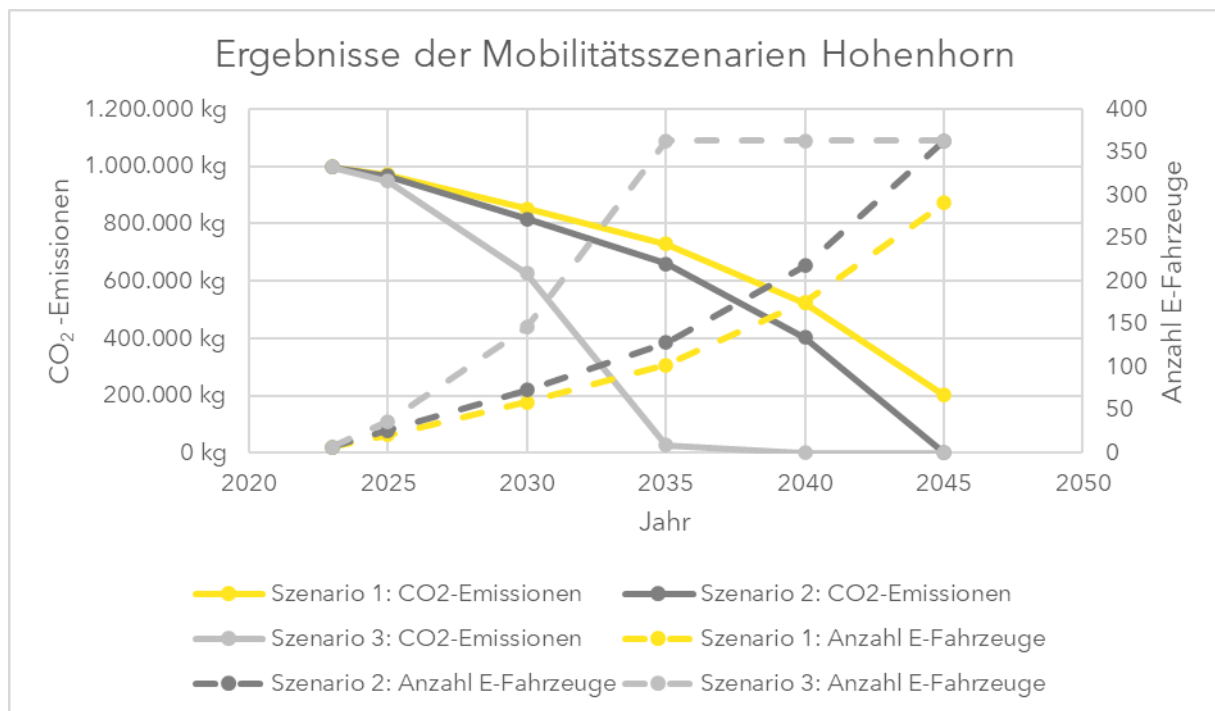


Abbildung 28: Ergebnisse der Mobilitätsszenarien der Gemeinde Hohenhorn

Um eine weitere Reduktion der THG-Emissionen im Bereich der Mobilität zu erzielen, besteht die Möglichkeit, Elektrofahrzeuge bevorzugt mit erneuerbarem Strom zu laden. Hierdurch könnte neben der Senkung von THG-Emissionen die Klimaneutralität im Bereich der Mobilität schon früher erreicht werden. Voraussetzung dafür ist eine emissionsarme Stromversorgung der Gemeinde Hohenhorn. Wie diese nachhaltig gestaltet werden kann, wurde in Abschnitt 3.2 dargestellt.

3.4.2 Öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV)

Tabelle 19 zeigt für unterschiedliche Verkehrsmittel die verursachten Treibhausgasemissionen (CO₂, CH₄ und N₂O) in Gramm pro Personenkilometer [g/Pkm] CO₂-Äquivalent in Abhängigkeit ihrer jeweiligen Auslastung im Jahr 2019 – vor der Corona-Pandemie. Es zeigt sich, dass trotz der höchsten Auslastung das Flugzeug für Inlandflüge mit 214 g/Pkm die meisten CO₂-Emissionen verursacht und somit das klimaschädlichste Transportmittel darstellt. Bei einer durchschnittlichen Belegung von 1,4 Personen pro PKW verursacht der PKW ebenfalls 154 g/Pkm – allerdings zeigt sich an dieser Stelle das Potenzial für Carsharing und Fahrgemeinschaften, da eine Zunahme der Personenanzahl die Emissionen pro Personenkilometer weiter reduziert.

Tabelle 19: Vergleich der CO₂-Emissionen verschiedener Verkehrsmittel (Umweltbundesamt, 2021b)

Verkehrsmittel	Treibhausgase	Auslastung
PKW	154,00 g/Pkm	1,4 Pers./PKW
Flugzeug, Inland	214,00 g/Pkm	70,00 %
Eisenbahn, Fernverkehr	29,00 g/Pkm	56,00 %
Linienbus, Fernverkehr	29,00 g/Pkm	54,00 %
sonstige Reisebusse	36,00 g/Pkm	55,00 %
Eisenbahn, Nahverkehr	54,00 g/Pkm	28,00 %
Linienbus, Nahverkehr	83,00 g/Pkm	18,00 %
Straßen-, Stadt- und U-Bahn	55,00 g/Pkm	19,00 %

In Bezug auf den öffentlichen Personennahverkehr können Tabelle 19 zwei wichtige Punkte entnommen werden. Zunächst ist zu erkennen, dass der ÖPNV, ob Bahn oder Bus, 2019 die geringsten CO₂-Emissionen pro Personenkilometer verursacht hat. Zum anderen zeigt sich, dass gerade der Nahverkehr mit einer Auslastung von unter 30 % – Linienbusse im Nahverkehr sogar unter 20 % – enormes Potenzial für weitere CO₂-Einsparungen hat. Eine Möglichkeit den ÖPNV zu fördern, wäre eine Fahrplan- und Taktverdichtung, beispielsweise bei Busverbindungen, die aktuell einmal pro Stunde fahren, bei denen aber der Bedarf nach einer höher frequentierten Taktung besteht, durch die das ÖPNV-Angebot flexibler gestaltet werden kann. Hohenhorn ist in dieser Hinsicht nicht direkt handlungsfähig, kann aber Verbesserungsvorschläge erarbeiten. Darüber hinaus sollte bei zentralen Bushaltestellen die Möglichkeit geschaffen werden, Fahrräder abzustellen und über mehrere Stunden stehen zu lassen. Eine weitere Möglichkeit zur Stärkung des ÖPNV wäre die Schaffung von Angeboten zur Subventionierung von Monatstickets – in Anlehnung an das „49-Euro-Ticket“.

3.4.3 Unterstützung des Radverkehrs

Fahrradfahren fördert die Gesundheit, ist klimafreundlich und macht Spaß. Das Umweltbundesamt schätzt, dass die PKW-Nutzung durch das Fahrradfahren um 30 % nachlassen könnte (Umweltbundesamt, 2021a). Dieser Wert ist eine Schätzung für deutsche Ballungsgebiete und kann nicht direkt auf die Gemeinde Hohenhorn übertragen werden. Trotzdem lässt sich daraus ableiten, dass der Ausbau des Radverkehrs großes Potential zur Reduktion der CO₂-Emissionen darstellt. Wer täglich 1 km Fahrrad fährt und dafür das Auto stehen lässt, spart jährlich ca. 80 kg CO₂ ein.

Folgend werden einige Optionen zur Unterstützung des Radverkehrs in Hohenhorn aufgeführt:

- **Ausbau von Radwegen an zentralen Durchfahrtsstraßen:**
Der Ausbau von geschützten und sicheren Radwegen ist notwendig, um die Attraktivität des Fahrradfahrens zu steigern.
- **Schaffen von Abstellplätzen für Fahrräder:**
An zentralen Orten innerhalb des Ortes, insbesondere bei Anbindungsstellen an den ÖPNV, sollten zusätzliche Möglichkeiten geschaffen werden, um das Fahrrad sicher abstellen zu können. Die Errichtung zusätzlicher Parkplätze kostet die Gemeinde zwischen 2.000 und 3.000 €. Auf der gleichen Fläche können für wesentlich geringere Kosten bis zu acht Fahrräder abgestellt werden. (Umweltbundesamt, 2021a)
- **Service-Angebote:**
Nicht Jeder besitzt das Werkzeug oder Knowhow für Reparaturen am Fahrrad. Durch das Eröffnen/Anbieten einer Service-Station für Fahrräder können diese Hindernisse überwunden werden. Gleiches gilt für das Aufstellen von Schlauchautomaten und stationären Luftpumpen. Neben dem Service-Aspekt tragen diese Angebote zur Verkehrssicherheit und zur Förderung einer Reparatur-Kultur bei.
- **E-Bike-Sharing:**
Elektrische Fahrräder stellen eine gute Möglichkeit dar die Natur ohne große Anstrengung hautnah zu erleben. Allerdings sind die Investitionskosten für E-Fahrräder deutlich höher als die eines herkömmlichen Fahrrads. E-Bike-Sharing kann eine Möglichkeit darstellen, der Anwohnerschaft und Gästen die Nutzung von E-Bikes zu ermöglichen. Es gibt bereits Container-Lösungen, bei denen die E-Bikes in einem Container gelagert werden und zur Abholung bereitstehen. Auf dem Dach können PV-Module installiert werden, um die Fahrräder mit nachhaltigem Strom zu laden. Eine Buchung der Fahrräder wäre beispielsweise ebenfalls über eine App möglich.
- **Kampagnen für Fahrräder:**
Die Aufklärung über nachhaltige Mobilität beginnt bereits im Kindergarten bzw. in der Schule. Aufklärung über die Vorteile des Radfahrens, Wettbewerbe oder die Errichtung von Fahrradparcours kann bereits früh zu einer Begeisterung für das Fahrradfahren beitragen. Maßnahmen zur Förderung des Radverkehrs werden über das Klimaschutzprogramm 2030 gefördert. Zur Unterstützung des Radverkehrs sind bis 2023 insgesamt Mittel in einer Höhe von 1,46 Milliarden Euro vom Bundesministerium für Digitales und Verkehr zur Verfügung gestellt worden. Diese Förderung soll nach aktueller Planung bis zum Jahr 2030 weitergeführt werden. Detaillierte Informationen zur Förderung des Radverkehrs werden vom Allgemeiner Deutscher Fahrrad-Club e. V. bereitgestellt. (ADFC, kein Datum)

3.4.4 Elektromobilität

Obwohl die Struktur in Hohenhorn nahelegt, dass die große Mehrheit der Anwohnerschaft elektrische Fahrzeuge direkt am Eigenheim laden kann, gilt dies sicher nicht für alle Einwohner. Die Errichtung einer oder mehrerer öffentlicher Ladesäulen an zentralen Orten der Gemeinde gibt auch der Anwohnerschaft ohne eigene Lademöglichkeiten die Chance unkompliziert auf die Elektromobilität umzusteigen. Darüber hinaus wird Besuchern die Möglichkeit gegeben, direkt in der Gemeinde Fahrzeuge zu laden – ein geeigneter Standort wäre beispielsweise das Gemeindehaus. AC-Ladestationen, also Stationen, die Wechselstrom nutzen, haben typischerweise eine Ladeleistung zwischen 11 und 22 kW und stellen eine akzeptable Möglichkeit zum Laden dar. Ein E-Fahrzeug mit einer Speicherkapazität von 50 kWh lädt an solchen Stationen den Akku zwischen 3 h und 1,5 h

von 20 auf 80 % auf. Für schnellere Ladevorgänge werden sogenannte DC-Schnellladestationen verwendet. Diese Ladestationen nutzen Gleichstrom und haben typischerweise mindestens eine Ladeleistung von 50 kW. Da viele E-Autos heute bereits mit deutlich höheren Ladeleistungen geladen werden können, werden moderne Schnelllader häufig mit einer Ladeleistung von über 150 kW ausgestattet. Ladevorgänge an solchen Ladestationen sind bereits innerhalb 15 bis 30 Minuten beendet.

3.4.5 Carsharing

Carsharing ist im städtischen Raum ein bereits etabliertes Angebot. Im urbanen Gebiet ist die Verfügbarkeit von Parkplätzen oftmals stark begrenzt. Die Infrastruktur des öffentlichen Personennahverkehrs ist hingegen i.d.R. so weit ausgebaut, dass der Großteil der alltäglichen Wege mit kurz getakteten, öffentlichen Verkehrsmitteln, zu Fuß oder mit dem Fahrrad zurückgelegt werden kann. Entsprechend kann die PKW-Nutzung eine Ausnahme darstellen und ist zudem in vielen Fällen flexibel planbar (geringer Gleichzeitigkeitsfaktor). Durch Carsharing-Angebote ist es somit möglich, einen großen Teil des motorisierten Individualverkehrs der städtischen Bewohner durch wenig Fahrzeuge abzudecken.

Ein anderes Bild zeigt sich im ländlichen Raum. Hier ist das Verhältnis von privaten Parkplätzen zur Einwohnerzahl deutlich größer. Darüber hinaus weisen alltägliche Wege wie die Strecke zum Arbeitsplatz oder zur nächsten Einkaufsmöglichkeit deutlich höhere Entfernungen auf. Zudem ist die Taktung öffentlicher Verkehrsmittel für den Alltag unzureichend frequentiert. Der Mobilitätsbedarf im ländlichen Raum ist somit größer als im städtischen. Alternativen zum PKW sind im ländlichen Raum kaum vorhanden, weshalb der PKW für viele Bewohner das Hauptverkehrsmittel darstellt. Zudem ist eine Zunahme der Anzahl an Haushalten mit Zweit- oder Drittwagen festzustellen (statista, 2021). An dieser Stelle kann der Einsatz von Carsharing-Angeboten auch im ländlichen Raum sinnvoll sein, um zur CO₂-Reduktion beizutragen. Denn durch Carsharing ist der Individualverkehr ohne die Notwendigkeit eines eigenen PKW bzw. eines Zweit- oder Drittwagens möglich. Zudem ermöglicht das Carsharing-Konzept eine bessere Auslastung der Fahrzeuge. Ein Sharing-Angebot von Elektrofahrzeugen bietet der Gemeinde zudem einen Einstieg in die Elektromobilität. Das Angebot ermöglicht Bürgerinnen und Bürgern einen leichten Zugang zu Elektrofahrzeugen. Durch das Nutzen und Testen dieser können Fahrerfahrungen gesammelt werden, welche unterstützen, die Transformation der Mobilität innerhalb der Gemeinde voranzutreiben.

An dieser Stelle ist das Projekt Dörpsmobil SH zu nennen. Bei diesem Projekt geht es um die Realisierung eines Carsharing Angebots von elektrischen Fahrzeugen für den ländlichen Raum. Die E-Fahrzeuge werden mit regenerativem Strom geladen, welcher idealerweise aus eigenen Anlagen vor Ort bereitgestellt wird. Das Modell wurde zum ersten Mal in der Gemeinde Klixbüll (Kreis Nordfriesland) im Jahr 2016 erfolgreich umgesetzt. Seitdem ist das Modell auch in vielen weiteren Ortschaften Schleswig-Holsteins zu finden. Aktuell gibt es mehr als 30 aktive Sharing-Bürgerfahrzeuge - sogenannte Dörpsmobile - in Schleswig-Holstein. Weitere sind im Aufbau. Für das Sharing Angebot eines Dörpsmobils wird zwischen folgenden drei Betreibermodellen unterschieden:

- Vereinsbasiert (Neugründung eines Vereins oder Eingliederung des Dörpsmobil-Betriebs in einen bereits bestehenden Verein)
- gemeindlich
- privat/informell/gewerblich

Alle Geschäfte, die das Dörpsmobil betreffen, werden über den jeweiligen Betreiber abgewickelt. Die Buchung eines Fahrzeugs erfolgt über eine App oder Internetseite. Für die Bezahlung sind verschiedene Modelle der Abrechnung denkbar. Dazu gehören beispielsweise Vereinsbeiträge, Kilometerpauschalen, Stundenpauschalen oder Tagestarife. Kostenpunkte wie Service, Versicherung oder der Kauf von Ersatzteilen ist in diesem Preis abgedeckt. Weitere Informationen über das Dörpsmobil sowie über das Etablieren eines Carsharing Angebots kann dem „Leitfaden für elektromobiles Carsharing im ländlichen Raum“ entnommen werden. In diesem wird u.a. das Vorgehen bei der Bedarfsermittlung, der Wahl eines Betreibermodells sowie der Umsetzungs- und Betriebsplanung erläutert. (Dörpsmobil SH, 2023)

4. Nachhaltige Wärmeversorgung Hohenhorn

Bei der Wärmeversorgung kann zwischen zentralen und dezentralen Lösungsansätzen unterschieden werden. Unter einer zentralen Versorgung sind Fern- bzw. Nahwärmenetze zu verstehen. Diese stellen Wärme in Heizzentralen bereit und verteilen die Wärme über gedämmte Wasserleitungen. Bei der dezentralen Wärmeversorgung, wie sie im Quartier aktuell vorliegt, wird die Wärme von jedem Gebäude über eigene Anlagen bereitgestellt. Dieses Kapitel untersucht beide Optionen und stellt jeweils unterschiedliche Varianten zur Wärmeversorgung vor. Diese werden unter ökonomischen und ökologischen Aspekten bewertet.

4.1 Dezentrale Wärmeversorgung

Wärmenetze stellen eine Möglichkeit dar, effizient und günstig Wärme bereitzustellen. Trotz vieler Vorteile ist ein Wärmenetz nur dann wirtschaftlich umsetzbar, wenn sich viele Leute anschließen und eine gewisse Struktur und Wärmeabnahme vorliegen. Nicht in jeder Gemeinde lässt sich ein Wärmenetz umsetzen und dezentrale Lösungen stellen somit die einzige Alternative für eine nachhaltige Wärmeversorgung dar.

Im folgenden Abschnitt werden vier unterschiedliche Heizungssysteme hinsichtlich ihrer Vollkosten miteinander verglichen. Vollkosten beinhalten:

- Kapitalgebundene Kosten (Annuität)
- Betriebsgebundene Kosten (Schornsteinfeger, Instandsetzung und Wartung)
- Bedarfsgebundene Kosten (Brennstoffkosten und Stromeinkauf)

Grundsätzlich ist ein Vollkostenvergleich von dem untersuchten Gebäude abhängig und kann bloß anhand konkreter Verbrauchsdaten und individuellen Angeboten seriös kalkuliert werden. Nichtsdestotrotz soll der nachfolgend angestellten Kostenvergleich eine Orientierung bei der Heizungsmodernisierung geben.

Allgemeine Eckdaten für den Vollkostenvergleich nach VDI 2067:

- Wohngebäude mit einem Wärmebedarf von 22.500 kWh/a
- Betrachtungszeitraum 20 a
- 4,5 % Zinsen
- 3,0 % Inflation
- Holzpellets: 75 €/MWh
- WP-Strom: 26 ct/kWh / 28,3 €/Monat

Folgend noch mal eine kurze Zusammenfassung möglicher Technologien für die dezentrale Wärmebereitstellung. Eine detaillierte Beschreibung ist Kapitel 3.3 zu entnehmen.

Öl- und Gasheizung: In einem Öltank gelagertes Heizöl wird mittels Brenner in einem Brennraum verbrannt. Die dort entstehende Wärme wird mittels eines Wärmeübertragers an das Heizungssystem abgegeben. Bei Gasheizungen ist, sofern ein Anschluss an das Gasnetz vorliegt, keine Brennstofflagerung notwendig. Typischerweise verläuft die Verbrennung von Erdgas sauberer als die von Heizöl. Trotzdem fallen bei beiden Technologien erhebliche Mengen CO₂ an.

Anlagen, die vor dem 1. Januar 1991 installiert wurden, dürfen nicht weiter betrieben werden. Ansonsten gilt, dass Anlagen in Bestandsgebäuden nicht älter als 30 Jahre sein dürfen. Ausgenommen davon sind Niedertemperatur- und Brennwertkessel. Für Öl- oder Gasheizungen, die ab dem 1. Januar 2024 und dem 30. Juni 2028 installiert werden gilt,

dass diese ab 2029 einen wachsenden Anteil an erneuerbaren Energien aufweisen müssen und spätestens 2045 zu 100 % erneuerbar betrieben werden.

Holzpelletkessel: Holzpellets werden separat zur eigentlichen Heizungsanlage gelagert. Von der Lagerstätte aus werden sie meist automatisch zur Verbrennung geleitet. Obwohl das freigesetzte CO₂, wie bereits in Kapitel 3.3.3 dargestellt, innerhalb von 20 erneut gebunden ist und Holzbrennstoffe daher als sehr CO₂ neutral gelten, ist es nachhaltiger, Holz als Baustoff zu verwenden und das CO₂ somit dauerhaft zu binden.

Hackschnitzelkessel: Eine identische Anwendung zum Holzpelletkessel. Es werden statt Pellets Holzhackschnitzel verbrannt.

Wärmepumpe: Eine Wärmepumpe nutzt Wärme aus einer Quelle mit niedrigem Temperaturniveau. Über einen elektrisch betriebenen Verdichter wird das Temperaturniveau angehoben und somit zum Heizen nutzbar gemacht. Als mögliche Wärmequellen konnte die Umgebungsluft oder das Erdreich dienen. Abhängig von dem vorliegenden Temperaturniveau und der benötigten Vorlauftemperatur können über Haushaltswärmepumpen in Bestandsgebäuden Leistungszahlen von 3 erreicht werden. Das heißt, dass über eine Kilowattstunde Strom drei Kilowattstunden Wärme bereitgestellt werden können.

Solarthermie: Solarthermieranlagen nutzen die Sonneneinstrahlung, um einen Solarkollektor aufzuwärmen. Die Wärme wird an Rohrleitungen innerhalb des Kollektors abgegeben und mittels eines Wärmeträgermediums zum Heizungssystem transportiert. Typischerweise werden Solarthermieranlagen zur Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitung genutzt. Die Deckung des Wärmebedarfs allein über Solarthermieranlagen ist im Eigenheim auf Grund der begrenzten Fläche und der saisonalen Schwankungen bei der Erzeugung nicht möglich.

Aus diesen Technologien sind unterschiedliche Konzepte für eine dezentrale Wärmeversorgung ausgewählt worden. Eine erste Bewertung der Konzepte kann Tabelle 20 entnommen werden.

Tabelle 20: Vor- und Nachteile unterschiedlicher Heizsysteme im Eigenheim

Heizsystem	Holzpellets + Solarthermie	Luft-WP + Photovoltaik	Erdkollektor-WP + Photovoltaik
Umweltfreundlichkeit			
Niedrige Investitionskosten			
Niedrige Energiekosten			
Geringer Platzbedarf			
Unabhängig von Witterung			
Heizkomfort			
Unabhängig von Energiekosten			
Wartungsbedarf			
Uneingeschränkte Eignung für Altbau			

4.1.1 Holzpellets + Solarthermie

Diese Variante nutzt Biomasse in Form von Holzpellets zur Wärmeversorgung im Winter. Damit die Heizungsanlage förderfähig ist, ist nach aktueller Gesetzeslage eine Solarthermieanlage zur Heizungsunterstützung und Warmwasserbereitung vorzusehen. Durch diese Anlagenkombination kann der Wärmebedarf in den Sommermonaten vollständig über die Solarthermieanlage gedeckt werden, während in den Wintermonaten hauptsächlich der Pelletkessel eingesetzt wird. In Abbildung 29 wird diese Variante schematisch dargestellt.



Abbildung 29: Schematische Darstellung Pelletheizung + Solarthermie

Insgesamt wird bei diesem Heizungssystem von Investitionskosten von 37.000 € ausgegangen. Die Pelletheizung kann in diesem Fall mit 20 % und die Solarthermieanlage mit 35 % gefördert werden. Die betriebsgebundenen Kosten für Schornsteinfeger, Wartung und Instandsetzung sind mit 825 € und der Brennstoffeinkauf mit 1.513 € pro Jahr angenommen worden. Bei einem Wärmebedarf von 22.500 kWh ergeben sich daraus über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahre Vollkosten von 23,35 ct/kWh.

4.1.2 Luft-Wärmepumpe + Photovoltaik

Bei dieser Variante wird eine Wärmepumpe genutzt, welche Luft als Temperaturquelle nutzt. Im Vergleich zu anderen Wärmequellen weist diese Wärmequelle im Winter eine schlechtere Leistungszahl auf, was jedoch durch geringere Investitionskosten als bei Nutzung von Erdwärme oder Grundwasser teilweise wieder ausgeglichen wird. Eine auf dem Dach montierte PV-Anlage kann die Wärmepumpe mit Strom versorgen. Vorteil der PV-Anlage ist, dass sie auch zur restlichen Eigenstromversorgung eingesetzt wird. Aus diesem Grund wird in diesem Vergleich davon ausgegangen, dass unabhängig von der Heizungsanlage eine PV-Anlage zur Eigenstromversorgung installiert ist.

Abbildung 30 zeigt eine schematische Darstellung dieser Variante. Abhängig von den benötigten Temperaturen kann in der Wärmepumpe für besonders kalte Tage ein zusätzliches Heizelement integriert sein, welches direkt über Strom zur Wärmebereitstellung genutzt wird. Für das Heizungssystem wird bei dieser Variante von Investitionskosten in Höhe von 34.800 € ausgegangen, welche mit 35 % gefördert werden können. Die jährlichen Kosten für Instandsetzung und Wartung werden auf 370 € geschätzt und der Stromeinkauf mit 2.106 € pro Jahr ermittelt. Somit ergeben sich über den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren Vollkosten von 21,89 ct/kWh.

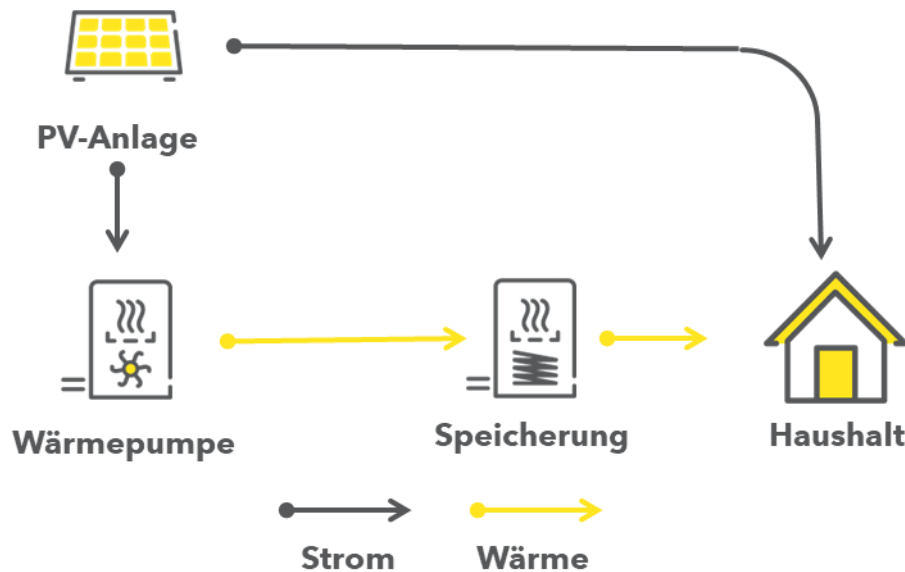


Abbildung 30: Schematische Darstellung Wärmepumpe + Photovoltaikanlage

4.1.3 Erdkollektor-Wärmepumpe + Photovoltaik

Diese Variante nutzt einen Erdkollektor, um Wärme aus dem Boden aufzunehmen und der Wärmepumpe als Wärmequelle zur Verfügung zu stellen. Durch die Nutzung des Erdreichs können im Vergleich zur Luft-Wärmepumpe in den Wintermonaten höhere Leistungszahlen erreicht werden. Dieser Effizienzgewinn geht mit höheren Investitionskosten in den Erdkollektor einher. Durch die Nutzung von Erdwärme, kann dieses System mit 40 % gefördert werden. Auch bei dieser Variante wird davon ausgegangen, dass eine PV-Anlage zur Eigenstromversorgung der Wärmepumpe eingesetzt wird.

Die Investitionskosten in das Heizungssystem werden in diesem Fall mit 50.000 € angenommen. Die Kosten für Wartung und Instandsetzung werden mit jährlich 330 € geschätzt. Der Stromeinkauf für den Betrieb der Anlage beträgt 1.810 € pro Jahr. Mit diesen Annahmen ergeben sich für diese Variante Vollkosten 22,49 ct/kWh.

Tabelle 21: Ergebnisse des Vollkostenvergleichs für Lösungen zur dezentralen Wärmeversorgung

	Pelletheizung + Solarthermie	Luft-WP + PV	Erdwärme-WP + PV
Betrachtungszeitraum	20 Jahre		
Zinssatz	4,50%		
Inflation	3%		
Jahreswärmebedarf	22.500 kWh/a		
Jahresnutzungsgrad bzw. JAZ der Heizung	85%	234%	262%
Brennstoff-Energiebedarf pro Jahr	20.167 kWh/a	-	-
Netzstrom Wärmepumpe pro Jahr	-	7.443 kWh/a	6.395 kWh/a
Grundpreis	-	-	-
Brennstoffpreis	7,5 ct/kWh	-	-
Strompreis	-	28,0 ct/kWh	28,0 ct/kWh
Autarkiegrad der Wärmepumpe	-	23%	26%
Investitionskosten Heizsystem	37.000,00 €	34.800,00 €	50.000,00 €
Förderung	8.870,00 €	12.180,00 €	20.000,00 €
kapitalgebundene Kosten	2.162,53 €/a	1.738,94 €/a	2.306,28 €/a
bedarfsgebundene Kosten inkl. Inflation	2.028,52 €/a	2.710,90 €/a	2.329,10 €/a
betriebsgebundene Kosten inkl. Inflation	1.061,74 €/a	476,17 €/a	424,69 €/a
resultierende jährliche Kosten	5.252,78 €/a	4.926,01 €/a	5.060,08 €/a
Vollkosten	23,35 ct/kWh	21,89 ct/kWh	22,49 ct/kWh

Es zeigt sich, dass die Variante der Pelletheizung in Kombination mit einer Solarthermieanlage im Rahmen dieses Vergleichs am schlechtesten abschneidet. Dies liegt vor allem an dem aktuell geringen Fördersatz für Pelletkessel. Bei den Varianten mit Wärmepumpen wurde die Berechnung recht konservativ angegangen, indem von einer hohen Vorlauftemperatur ausgegangen wird. Abhängig von dem Sanierungsstand des Gebäudes, der Verteilung im Gebäude oder dem Heizverhalten der Anwohnerschaft können durchaus höhere Jahresarbeitszahlen als 2,34 bzw. 2,62 erreicht werden. Wenn die Wärmepumpen mit einer höheren JAZ betrachtet werden, sollten Kosten für die notwendige energetische Ertüchtigung in diesem Vergleich berücksichtigt werden.

Darüber hinaus können die Investitionskosten, wie bereits erwähnt, bei konkreten Angeboten von Fall zu Fall unterschiedlich sein. Bei den angenommenen Randdaten für Energie-, Betriebs- sowie Investitionskosten konnte der Effizienzgewinn durch die Nutzung von Erdwärme die höheren Investitionskosten nicht ausgleichen. Allerdings können geringere Zinsen, wie sie ab nächstem Jahr durch eine Finanzierung bei der KfW zu erwarten sind, dieses Ergebnis umdrehen.

4.2 Zentrale Wärmeversorgung

Im Gegensatz zur dezentralen Versorgung wird die benötigte Wärme bei einer zentralen Versorgung in einer außerhalb gelegenen Heizzentrale bereitgestellt und über das Wärmenetz an die Gebäude des Quartiers verteilt. Durch die höheren Leistungen können Großanlagen verwendet werden, welche effizienter betrieben werden können als Anlagen für das Eigenheim. Durch Kostendegressionen mit zunehmender Anlagenleistung sind die Investitionskosten für die Erzeugung in einem Wärmenetz geringer als die Summe der Investitionen für Anlagen in jedem einzelnen Gebäude des Quartiers. Außerdem nehmen in einem Wärmenetz niemals alle Kunden zur selben Zeit die volle Leistung ab. Dies hat zur Folge, dass die Anlagen in der Heizzentrale ebenfalls geringer dimensioniert werden können.

Den genannten Vorteilen stehen hohe Investitionskosten in das Verteilnetz und die daraus resultierenden Wärmeverluste gegenüber. Entscheidend für die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes ist schließlich die Wärmeabnahme pro verlegtem Trassenmeter, die sogenannte Wärmeliniedichte. Der folgende Abschnitt beschreibt die generelle Funktionsweise eines Wärmenetzes und zeigt, unter welchen Umständen ein solches in Hohenhorn eine wirtschaftliche Option darstellt. In diesem Zusammenhang sind in Zusammenarbeit mit der Lenkungsgruppe unterschiedliche Szenarien aufgestellt und miteinander verglichen worden.

4.2.1 Wärmenetz

Ein Wärmenetz besteht aus einer Heizzentrale, einem Verteilnetz und Übergabestationen in den angeschlossenen Liegenschaften. In der Heizzentrale wird die Wärme bereitgestellt und über gedämmte Wasserleitungen mit einem Vor- und Rücklauf verteilt. Im Vorlauf wird warmes Wasser an die Übergabestationen beim Kunden geliefert. Das abgekühlte Wasser geht über den Rücklauf zurück zur Heizzentrale.

Abbildung 31 veranschaulicht die prinzipielle Funktionsweise eines Wärmenetzes. Links werden mögliche Wärmequellen, wie Abwärme aus Biogasanlagen oder der Industrie sowie Biomassekessel dargestellt. Regenerative elektrische Energie aus Wind- oder PV-Anlagen lassen sich über Wärmepumpen, Heizstäbe oder Elektrodenheizkessel in das Netz einbinden. Solarthermieranlagen können direkt Wärme in das Netz einspeisen.

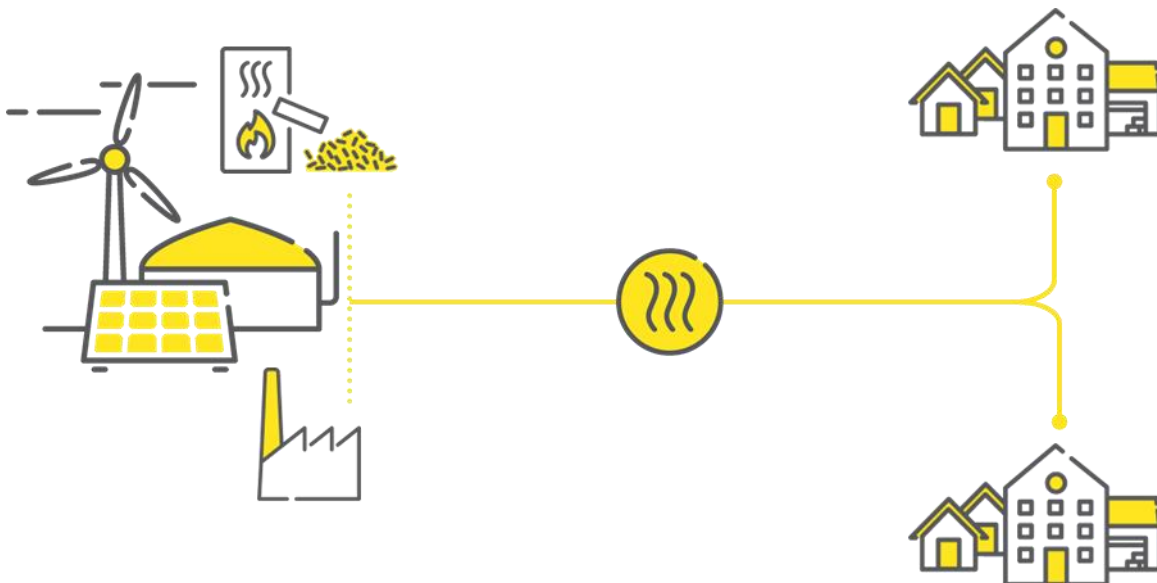


Abbildung 31: Konzeptdarstellung eines Wärmenetzes

Als Standort für eine mögliche Heizzentrale ist zunächst ein Grundstück im Norden der Gemeinde identifiziert worden. Abbildung 32 zeigt einen denkbaren Verlauf der Wärmeleitungen mit der notwendigen Dimensionierung. Ausgehend von der Heizzentrale im Norden teilt sich die Zuleitung zur Versorgung des westlichen und östlichen Teils der Gemeinde auf. Da im Osten derzeit auf langer Strecke keine Wärmeabnahme vorliegt, ist die Option der Versorgung über eine einzelne Leitung über den Westen betrachtet worden. Aufgrund der höheren Dimensionierung einer einzelnen Zuleitung hat sich diese Option jedoch als unattraktiv herausgestellt.

Die jeweiligen Trassenabschnitte des Netzes werden auf Basis des gezeigten Trassenverlaufes unter Berücksichtigung nachfolgender Randbedingungen ausgelegt:

1. Die Temperaturspreizung zwischen Vor- und Rücklauf beträgt 20 K
2. Die maximale Fließgeschwindigkeit beträgt 1,5 m/s
3. Die Anschlussquote und der damit einhergehende Jahreswärmebedarf je Trassenabschnitt beträgt bei Endausbau 80 %.
4. Die maximale thermische Leistung resultiert aus der Anschlussquote bei Endausbau und wird über die BDEW-Standardlastprofile für Gas berechnet.
5. Die Wärmeverluste der Trassenabschnitte sind abhängig von der Bodentemperatur und dem dimensionierungsabhängigen U-Wert der Wärmeleitung. Dabei wird von erdverlegten Doppelrohr-Fernwärmeleitungen ausgegangen.



Abbildung 32: Dimensionierung eines möglichen Wärmenetzes der Gemeinde Hohenhorn

Für die Leitungen des Wärmenetzes werden Kunststoffmantelrohre (KMR) der Dämmserie 3 von Logstor angenommen. Die zugehörigen U-Werte sind in Tabelle 22 aufgeführt. Ebenfalls dargestellt ist die dimensionierungsabhängige Maximalleistung, welche sich aus der oben genannten Temperaturspreizung, dem Innendurchmesser der Rohrleitung und der maximalen Fließgeschwindigkeit ergeben.

Tabelle 22: Nennweitenabhängiger U-Wert und maximale thermische Leistung der KMR Duo-Rohre

Nennweite	U - Wert	Innendurchmesser	Maximale Leistungsübertragung
DN 20	0,158 W/(m*°C)	22,80 mm	49,79 kW
DN 25	0,167 W/(m*°C)	28,50 mm	78,01 kW
DN 32	0,183 W/(m*°C)	37,20 mm	132,90 kW
DN 40	0,208 W/(m*°C)	43,10 mm	178,40 kW
DN 50	0,196 W/(m*°C)	54,50 mm	285,26 kW
DN 65	0,224 W/(m*°C)	70,30 mm	474,63 kW
DN 80	0,239 W/(m*°C)	82,50 mm	653,66 kW
DN 100	0,230 W/(m*°C)	107,10 mm	1101,59 kW
DN 125	0,220 W/(m*°C)	132,50 mm	1686,06 kW
DN 150	0,248 W/(m*°C)	160,30 mm	2467,79 kW

Im Endausbau wird die Haupttrasse in Hohenhorn eine Länge von ca. 4,9 km aufweisen. Es wird davon ausgegangen, dass 40 % dieser Leitung unbefestigt gebaut werden können. Im Schnitt kann mit einer zusätzlichen Hausanschlusslänge von ca. 16 m pro Hausanschluss gerechnet werden. Die Dimension der Hausanschlussleitung ist von dem Bedarf der jeweiligen Liegenschaft abhängig. Für Einfamilienhäuser können typischerweise DN 25 Leitungen vorgesehen werden. Für eine erste Abschätzung der Versorgungsvarianten wird mit einer Anschlussquote von 50 % gerechnet. Die aus Abbildung 32 resultierenden Netzlängen je Dimensionierung inkl. der resultierenden Hausanschlusslängen werden in Tabelle 23 zusammengefasst.

Tabelle 23: Netzlänge je Rohrdimensionierung der vorgeschlagenen Trasse in Hohenhorn

Rohrdimension	Haupttrasse	Hausanschluss- leitungen	Trassenlänge gesamt
DN25	307 m	1.504 m	1.811 m
DN32	2.162 m	32 m	2.194 m
DN40	326 m	16 m	342 m
DN50	663 m	0 m	663 m
DN65	196 m	0 m	196 m
DN80	1.200 m	0 m	1.200 m
DN100	29 m	0 m	29 m
Summe	4.883 m	1.552 m	6.435 m

Die Vorlauftemperatur, mit der das Wärmenetz betrieben werden kann, ist von den versorgten Gebäuden und der Umgebungstemperatur abhängig. Während Bestandsgebäude im Winter häufig Vorlauftemperaturen von über 70 °C benötigen, können Neubaugebiete mit niedrigeren Temperaturen versorgt werden.

Die untersuchten Versorgungsszenarien sind mit Vorlauftemperaturen im Winter von über 70 °C berechnet worden. Für eine Variante mit saisonaler Speicherung von Solarthermie ist zusätzlich eine Variante mit einer Vorlauftemperatur von über 50 °C gerechnet worden. Die Auswirkungen auf das Wärmenetz und die resultierenden Verluste werden in Kapitel 4.2.2 näher beschrieben.

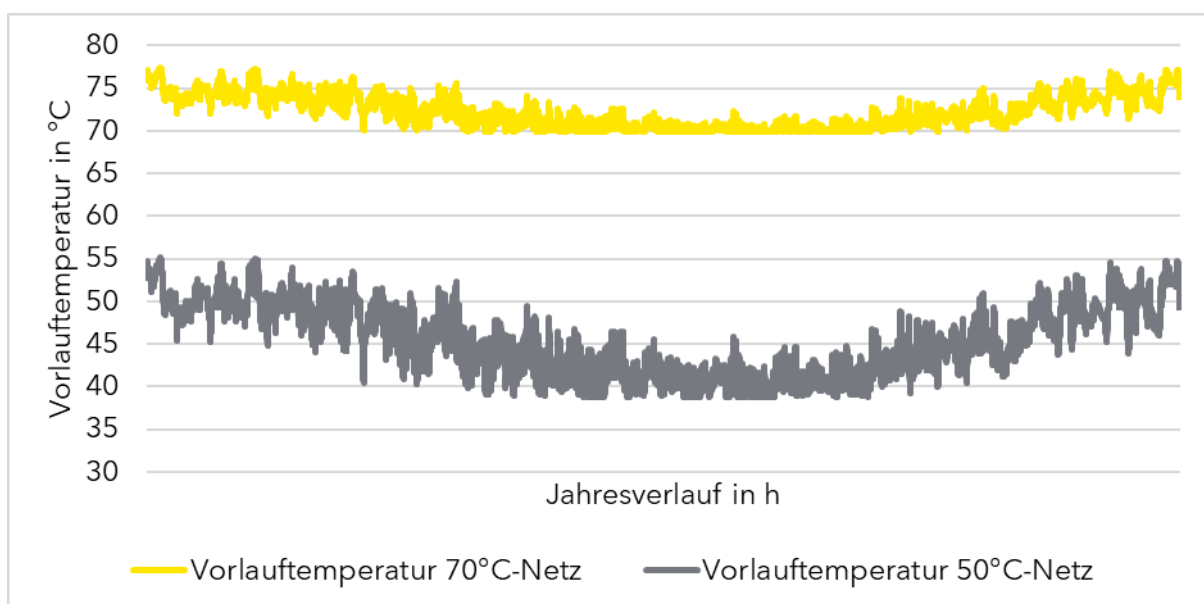


Abbildung 33: Vorlauftemperaturen des Wärmenetzes

Ein Netz dieser Länge und den gezeigten Vorlauftemperaturen weist Wärmeverluste von 593 MWh/a (bzw. 437 MWh/a bei reduzierter Vorlauftemperatur) auf. Die Versorgung über ein kaltes Nahwärmenetz, welche typischerweise Temperaturen von 6 °C bis 15 °C aufweist, ist in Hohenhorn aufgrund des hohen Anteils an Bestandsgebäuden nicht weiterverfolgt worden.

Grundsätzlich ist ein Wärmenetz immer dann interessant und wirtschaftlich, wenn auf möglichst kurzer Strecke eine möglichst hohe Wärmeabnahme vorliegt – entweder durch große Wärmesenken oder eine hohe Anschlussquote. Dieser Faktor wird als Wärmelinien-dichte bezeichnet und gibt die gelieferte Wärme über der Trassenlänge in Meter pro Jahr an. Ein Richtwert, den auch die KfW verwendet, ist, dass ein Wärmenetz ab einer Linien-dichte von 500 kWh/(m*a) als Versorgungsoption für die Gemeinde interessant sein kann. Dies wird als erster grober Richtwert zur Bewertung des Netzes herangezogen. Abhängig von den lokalen Gegebenheiten kann die Wirtschaftlichkeit von diesem Wert jedoch abweichen. Gerade mit den aktuell vorliegenden Kostensteigerungen ist dieser Wert jedoch kritisch zu hinterfragen.

In Kapitel 2 ist der gesamte Wärmebedarf des Quartiers bereits ermittelt worden:

- mit Einzelraumheizungen: 4.890 MWh/a
- ohne Einzelraumheizungen: 4.425 MWh/a

Mit einer Haupttrasse von 4.883 m ergibt sich bei einem Wärmebedarf von 4.890 MWh/a eine Wärmelinien-dichte von 1.001 kWh/(m*a). Es ist davon auszugehen, dass Kamine und Öfen auch nach dem Anschluss an ein Wärmenetz aufgrund der Behaglichkeit weiterverwendet werden. Abzüglich der Einzelraumheizungen beträgt die Wärmelinien-dichte somit 906 kWh/(m*a). Für eine erste Betrachtung eines Wärmenetzes wird mit einer Anschlussquote von 50 % und dem Wärmebedarf ohne Einzelraumheizungen gerechnet. Für eine ausgewählte Erzeugungsvariante wird der Einfluss dieser Parameter auf das Gesamtergebnis detailliert untersucht.

4.2.2 Versorgungskonzepte

In Abschnitt 3.3 sind bereits unterschiedliche Technologien vorgestellt worden, die für eine nachhaltige Wärmeversorgung in Hohenhorn zum Einsatz kommen können. In Zusammenarbeit mit der Lenkungsgruppe sind daraus vier unterschiedliche Versorgungsvarianten entstanden, die in folgendem Abschnitt beschrieben werden. Der Einsatz von Photovoltaik- oder Windkraftanlagen zur Deckung des Eigenstrombedarfs und der Vermarktung am Strommarkt kann grundsätzlich sinnvoll sein. Da die Wärmeversorgung grundsätzlich auch ohne solche Anlagen funktioniert und die Realisierung nicht von der Machbarkeit einer Photovoltaik-Anlage abhängen sollte, werden die Konzepte zunächst ohne den Einsatz von Photovoltaikanlagen gerechnet.

Grundsätzlich folgt die Variantenerstellung folgenden Grundsätzen:

1. Deckung der Grund- und Mittellast über Anlagen mit niedrigen Betriebskosten demgegenüber jedoch hohen Investitionskosten.
2. Deckung der Spitzenlast über Anlagen mit sehr niedrigen Investitions- aber hohen Betriebskosten
3. Sinnvolles Zusammenspiel unterschiedlicher Erzeuger: In einem effizienten und nachhaltigen Versorgungskonzept bilden die verwendeten Anlagen ein sinnvolles Gesamtsystem. Beispielsweise ist der Einsatz von Luft-Wärmepumpen und Solarthermieanlagen bei einer geringen Wärmeabnahme im Sommer nicht sinnvoll.

Beide Erzeuger stellen im Sommer effizient Wärme bereit und konkurrieren somit untereinander

Variante 1: Erdwärmekollektoren-Wärmepumpe + Solarthermie

Bei dieser Variante wird im Winter die Wärme hauptsächlich über eine Großwärmepumpe bereitgestellt, welche als Wärmequelle einen Erdwärmekollektor nutzt. Gegenüber einer Luft-Wärmepumpe können über den Einsatz von Erdwärme im Winter höhere Leistungszahlen erreicht werden. Die Solarthermieanlage wird genutzt, um im Sommer die Warmwasserversorgung nahezu vollständig zu übernehmen und den Boden bei Bedarf zu regenerieren. Die Wärmepumpe wird idealerweise bei niedrigen Strompreisen eingesetzt. In der Übergangszeit kann die Solarthermieanlage die Wärmepumpe bei der Wärmebereitstellung unterstützen.

Zur Absicherung der Wärmeversorgung, für den Fall, dass die Wärmepumpe ausfallen sollte, wird ein Heizstab sowie ein Gaskessel vorgesehen. Ein Vorteil des Heizstabs ist die Möglichkeit bei besonders niedrigen oder negativen Strompreisen günstig Wärme bereitstellen zu können und die Wärmepumpe zu unterstützen.

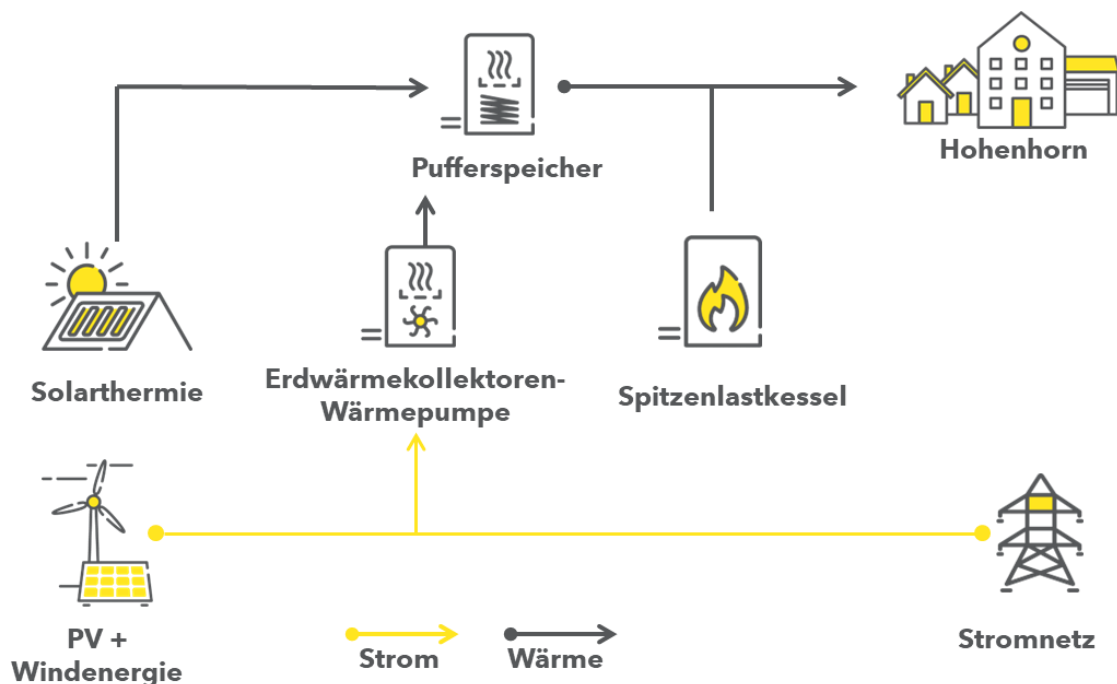


Abbildung 34: Konzeptskizze der Wärmeversorgung über eine Erdwärme-Wärmepumpe und Solarthermie

In Abbildung 34 wird das Konzept in Form einer Konzeptskizze dargestellt. Strom aus dem Stromnetz wird in der Großwärmepumpe in Wärme umgewandelt. Diese erreicht bei Leistungszahlen von ca. 3 im Winter Vorlauftemperaturen von 80°C. Regenerative Erzeuger wie Photovoltaik- oder Windkraftanlagen können grundsätzlich in das Konzept mit eingebunden werden und den Anteil an benötigtem Netzstrom verringern. Vor allem der Einsatz von Kleinwindkraftanlagen, sofern wirtschaftlich umsetzbar, kann in diesem Konzept sinnvoll sein, weil die Wärmepumpe vor allem im Winter, bei geringem PV-Angebot, betrieben wird. Die Berechnung aller Wärmeversorgungskonzepte ist jedoch zunächst ohne den Einsatz von PV- oder Wind-Strom durchgeführt worden.

Der Einsatz von Großwärmepumpen ist stark an die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (siehe Kapitel 4.2.3) gebunden, welche den Betrieb von Wärmepumpen fördert.

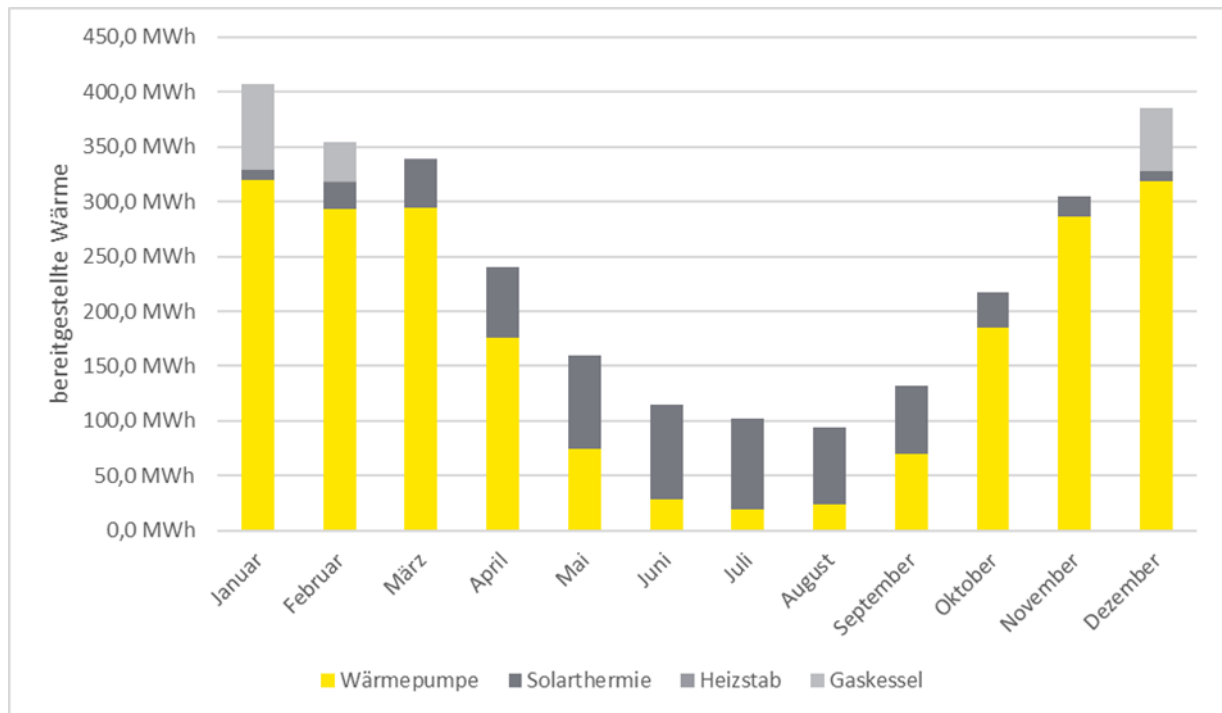


Abbildung 35: Zusammensetzung der monatlichen Wärmebereitstellung der Anlagen in Variante 1

In Abbildung 35 wird die voraussichtliche Wärmebereitstellung der Variante dargestellt. Es zeigt sich, dass die Wärmepumpe mit 73 % den größten Anteil an der Erzeugung hat. Die Solarthermieranlage stellt 21 % des gesamten Wärmebedarfs bereit. Die übrigen 6 % werden von dem Gaskessel gedeckt, welcher mit Biomethan betrieben wird.



Abbildung 36: Heizzentrale eines auf einer Wärmepumpe basierenden Wärmenetzes (Mertingen, 2023)

Wie eine Heizzentrale für so ein Konzept aussehen kann, wird in Abbildung 36 dargestellt. Zu erkennen ist vorn ein Container, in dem die Wärmepumpe installiert ist. Rechts daneben stehen zwei Pufferspeicher mit jeweils 84 m³ Speichervolumen. Neben der PV-Anlage zur Eigenstromversorgung der Wärmepumpe sind zwei Rückkühler der Wärmepumpe zu erkennen, die Luft ansaugen, abkühlen und Wärme für den Betrieb der Wärmepumpe bereitstellen.

Variante 2a: Solarthermie mit saisonaler Speicherung

Diese Variante setzt deutlich stärker auf den Einsatz von Solarthermie als Variante 1. Über den Sommer soll in diesem Konzept die solare Wärme in einem saisonalen Wärmespeicher gespeichert und somit in den Wintermonaten nutzbar gemacht werden. Um die Entladung des Speichers zu verlangsamen, wird in diesem Konzept zusätzlich eine Wärmepumpe mit einem Erdwärmekollektor eingesetzt. Diese kann im Vergleich zu Variante 1 und 3 nicht die hohen Vorlauftemperaturen von 80°C liefern. Das Konzept wird in Abbildung 37 veranschaulicht.

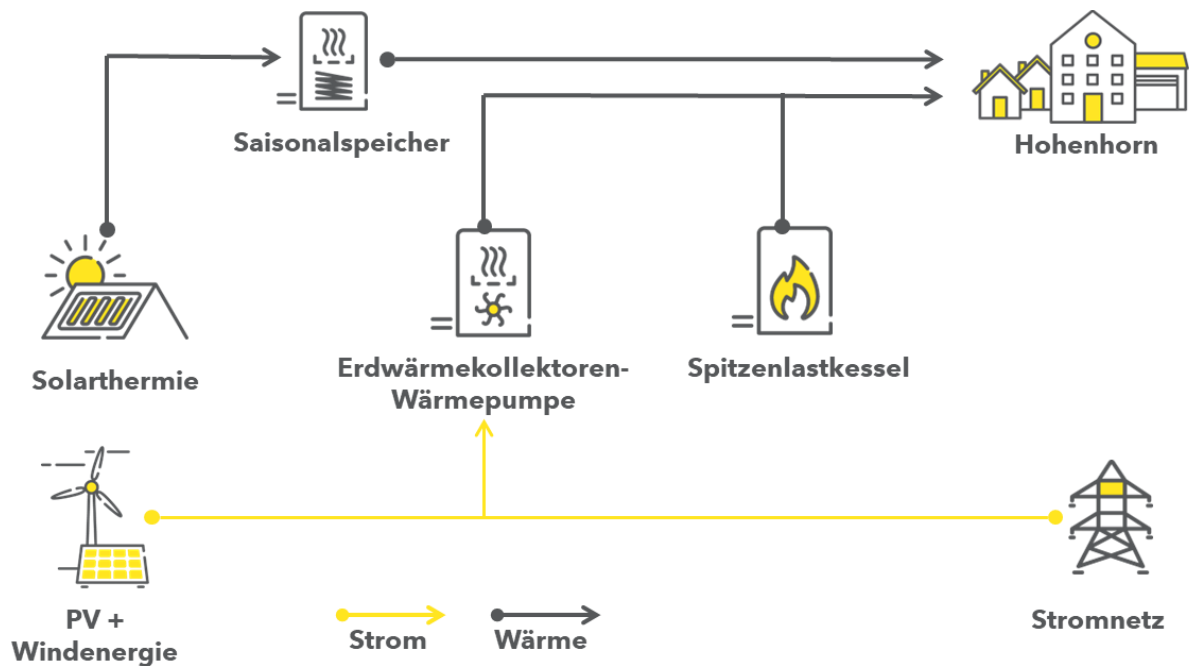


Abbildung 37: Konzeptskizze der Wärmeversorgung über Solarthermie mit Saisonspeicher

Die resultierende Wärmebereitstellung des Konzepts wird in Abbildung 38 dargestellt. Im Sommer wird die Wärme tagsüber direkt über die Solarthermieanlage bereitgestellt. Auf Grund des hohen Überangebots an Solarthermie wird ein Großteil der Wärme gespeichert und teilweise in der Nacht bereits genutzt. In den Wintermonaten nimmt der Anteil an direkt genutzter Solarthermie sukzessive ab. Demgegenüber steigt der Anteil der Speicherentladung. Außerdem ist zu erkennen, dass die Wärmepumpe vor allem in den Wintermonaten eingesetzt wird, um den Saisonspeicher zu unterstützen. Der Spitzenlastkessel kommt vor allem Anfang März zum Einsatz, da zu diesem Zeitpunkt der Saisonspeicher entladen ist. Insgesamt werden 81 % der Gesamtwärme über die Solarthermieanlage bereitgestellt.

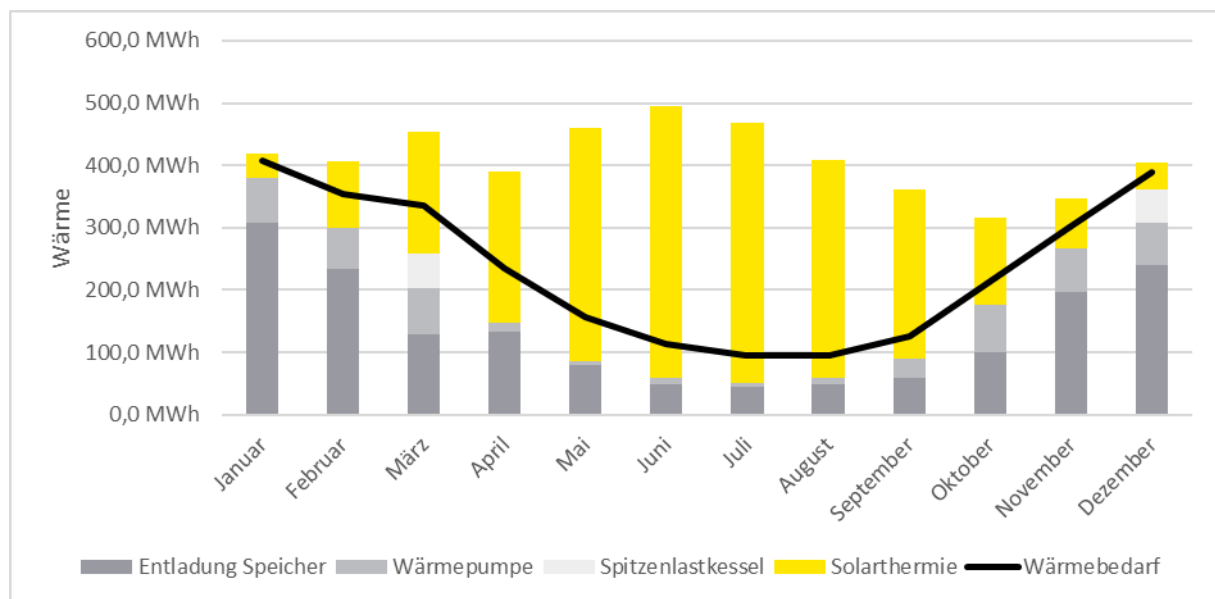


Abbildung 38: Monatliche Wärmebereitstellung der Anlagen in Variante 2a

Variante 2b: Solarthermie mit saisonaler Speicherung bei geringerer Vorlauftemperatur

Diese Variante unterscheidet sich vom Grundkonzept und den eingesetzten Technologien nicht von der Variante 2a. Ausschließlich die Vorlauftemperatur ist mit durchschnittlich 50 °C geringer als in den anderen Varianten. Diese Variante ist im Rahmen der Lenkungsgruppentreffen vor dem Hintergrund entstanden, dass hohe Vorlauftemperaturen vor allem zur Bereitstellung von Warmwasser benötigt werden und die Warmwasserbereitung auch dezentral erfolgen kann. Mit einer geringeren Vorlauftemperatur reduzieren sich die Verluste des Wärmenetzes. In diesem Zug erhöht sich gleichzeitig die Effizienz und somit der Ertrag der Solarthermieranlage, weil die mittlere Kollektortemperatur geringer ist.

Auf der anderen Seite reduziert sich in diesem Szenario die verkaufte Wärme des Netzes. Darüber hinaus ist die Rücklauftemperatur vor allem von den angeschlossenen Kunden abhängig. Derzeit sind Rücklauftemperaturen unterhalb von 40 bis 45 °C im Winter für Bestandsgebäude unwahrscheinlich, weswegen die in Kapitel 4.2.1 dargestellte Temperaturspreizung von 20 K in dieser Variante nicht eingehalten werden kann. Bei einer Rücklauftemperatur von 40 °C im Winter und einer maximalen Vorlauftemperatur von 55 °C ergibt sich die in Tabelle 1 dargestellte Trassendimensionierung für diese Variante.

Tabelle 24: Netzlänge je Rohrdimensionierung der vorgeschlagenen Trasse in Hohenhorn

Rohrdimension	Haupttrasse	Hausanschlussleitungen	Trassenlänge gesamt
DN25	0 m	1.504 m	1.504 m
DN32	2.134 m	32 m	2.166 m
DN40	335 m	16 m	351 m
DN50	899 m	0 m	899 m
DN65	180 m	0 m	180 m
DN80	106 m	0 m	106 m
DN100	1.200 m	0 m	1.200 m
DN 125	29 m	0 m	29 m
Summe	4.883 m	1.552 m	6.435 m

Um Investitionskosten durch die höhere Dimensionierung zu sparen, kann aufgrund der reduzierten Vorlauftemperatur mit der Dämmserie 2 von Logstor eine geringere Dämmserie verwendet werden. Insgesamt betragen die Verluste durch das Wärmenetz in dieser Variante 437 MWh und liegen somit 156 MWh unter den Netzverlusten der anderen Varianten.

Variante 3: Luft-Wärmepumpe

Im Gegensatz zur Variante 1 wird bei diesem Konzept eine Wärmepumpe eingesetzt, welche Umgebungsluft als Wärmequelle nutzt. Wie in Kapitel 3.3 dargestellt, erreichen Großwärmepumpen, auch wenn Sie Luft als Quelle verwenden, Vorlauftemperaturen von 80 °C. Zur Absicherung der Wärmeversorgung und zur Deckung der Spitzenlast wird ein Gaskessel eingesetzt. Das Konzept wird in Abbildung 39 dargestellt.

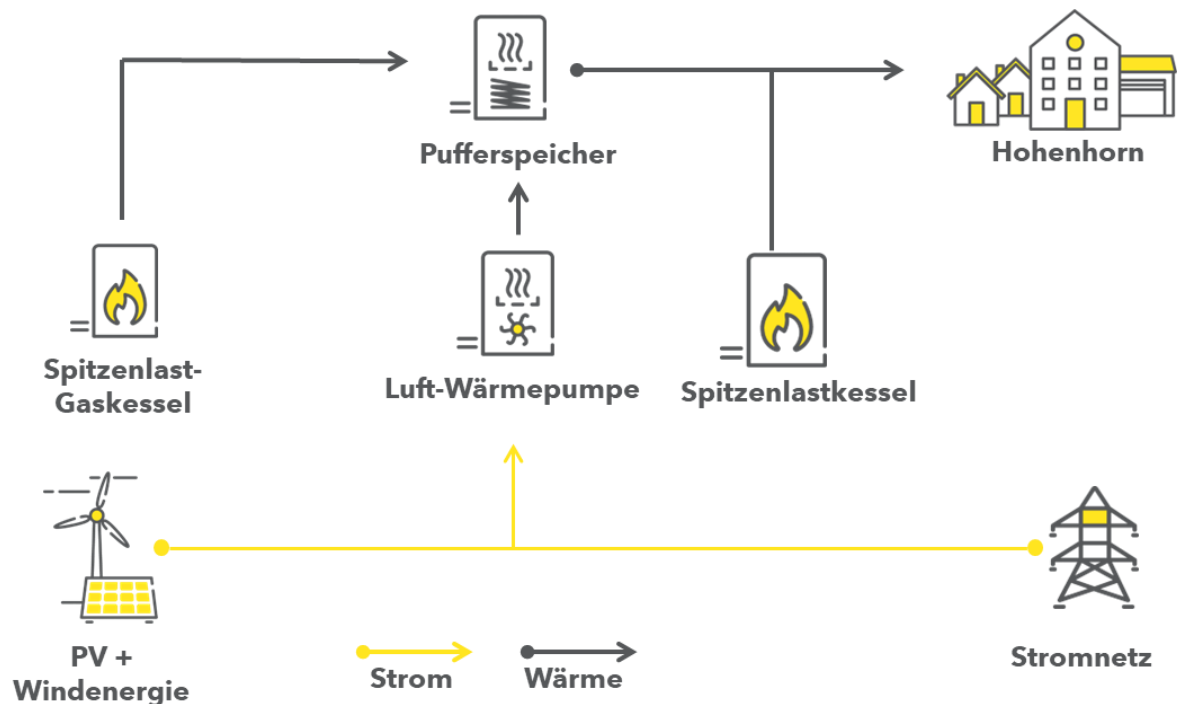


Abbildung 39: Konzeptskizze der Wärmeversorgung über Luft-Wärmepumpen

Da die Luftwärmepumpe aufgrund der höheren Lufttemperaturen im Sommer am effizientesten betrieben werden kann ist auf den Einsatz einer Solarthermieranlage in dieser Variante verzichtet worden. Obwohl die Wärmepumpe im Winter durch die geringen Temperaturen eine etwas geringere Leistungszahl aufweist als bei der Nutzung anderer Wärmequellen, sorgen die Temperaturen im Sommer für eine vergleichbare Jahresarbeitszahl.

Durch die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze, welche in Kapitel 4.2.3 näher beschrieben wird, kann neben den Investitionskosten der Betrieb der Wärmepumpe gefördert werden. Geringere Investitionskosten in Rückkühlwerke als andere Quellen für den Betrieb der Wärmepumpe kombiniert mit den Betriebskostenförderung der Wärmepumpe führen dazu, dass dieses Konzept eine wirtschaftlich spannende Variante darstellt. Die resultierende Wärmebereitstellung wird in Abbildung 40 dargestellt.

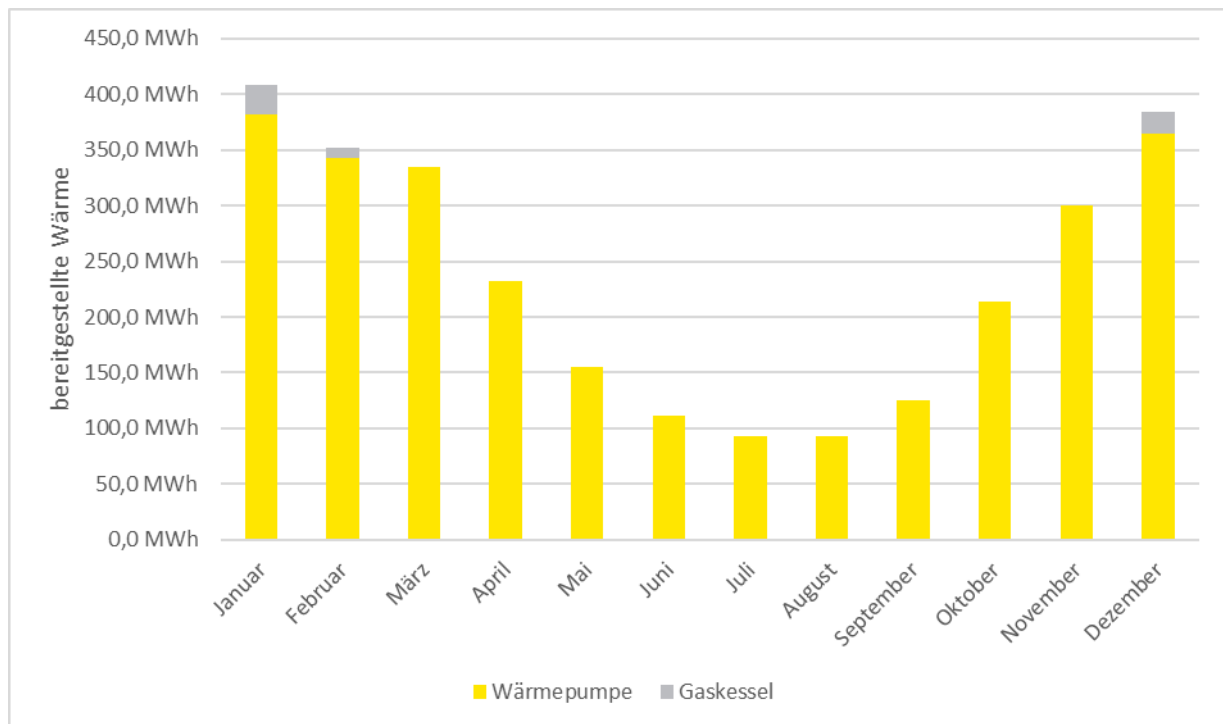


Abbildung 40: Monatliche Wärmebereitstellung der Anlagen in Variante 3

4.2.3 Fördermöglichkeiten

Für die Errichtung von Wärmenetzen kann auf unterschiedliche Fördermittel zugegriffen werden. Mögliche Förderungen werden im Folgenden kurz vorgestellt.

Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BAFA, 2022)

Die Bundesförderung effiziente Wärmenetze (BEW) hat am 15. September 2022 die Wärmenetze 4.0 Förderung abgelöst und stellt aktuell das umfangreichste Instrument zur Förderung von nachhaltigen Wärmenetzen dar. Aus diesem Grund wird diese Förderung in allen berechneten Varianten genutzt.

Die Förderung ist modular aufgebaut:

- **Modul 1:** Erstellung von Transformationsplänen und Machbarkeitsstudien inkl. Planungsleistungen

Innerhalb der Machbarkeitsstudie für Neubaunetze oder des Transformationsplans für Bestandsnetze wird ein möglicher Pfad zur Treibhausgasneutralität der Wärmeversorgung untersucht. Inhalte sind neben dem Pfad zur Treibhausgasneutralität und der Darstellung des Versorgungskonzepts die Auflistung der voraussichtlichen Projektbeteiligten, der Standort des geplanten Netzes sowie ein Zeitplan für den Bau des Wärmenetzes. Die Studien werden mit einer Förderquote von 50 % gefördert.

- **Modul 2:** Förderung für Neubau und Bestandsnetze

Voraussetzung für die Förderung des Wärmenetzes oder der Erzeugungsanlagen ist die Vorlage einer Machbarkeitsstudie nach Modul 1. In Modul 2 können 40 % der förderfähigen Ausgaben für Erzeugungsanlagen und Infrastruktur bezuschusst

werden. Förderfähig sind beispielsweise Solarthermieranlagen, Wärmepumpen/-speicher sowie das Wärmenetz.

- **Modul 3:** Förderung von Einzelmaßnahmen an einem Wärmenetz

Einzelmaßnahmen können nur für die Transformation von Bestandswärmenetzen beantragt werden und somit für Neubaunetze nicht relevant

- **Modul 4:** Betriebskostenförderungen für Solarthermieranlagen und Wärmepumpen

Die Betriebskostenförderung kann Solarthermieranlagen und strombetriebene Wärmepumpen beantragt werden. Diese müssen jedoch bereits in Modul 2 oder 3 gefördert worden sein.

Wärmepumpen mit einer Leistung von bis 400 kW_{th} müssen mindestens ein SCOP (Seasonal Coefficient of Performance) von 2,5 einhalten. Für Wärmepumpen über 400 kW gilt, dass ein Gütegrad von >0,4 eingehalten werden muss.

Solarthermie: Förderung mit 1 ct/kWh_{th}

Wärmepumpen mit Strombezug aus öffentlichem Netz:

Abhängig von Effizienz der Wärmepumpe werden bis zu 90 % der nachgewiesenen Stromkosten, jedoch maximal 9,2 ct/kWh_{th} (Umgebungswärme), gefördert.

Wärmepumpen mit Strom ohne Netzdurchleitung (aus erneuerbaren Energien):

Abhängig von Effizienz der Wärmepumpe werden bis zu 3 ct/kWh_{th} (thermischer Output der Wärmepumpe) gefördert

Die Betriebskostenförderung gilt nach Inbetriebnahme der Anlage für 10 Jahre.

Um Mittel über die BEW-Förderung erhalten zu können müssen die Wärmenetze gewisse Randbedingungen erfüllen. Die wichtigsten werden an dieser Stelle kurz aufgelistet:

- Wärmeversorgung von mehr als 16 Gebäuden oder mehr als 100 Wohneinheiten
- Anteil an erneuerbaren Energien bei der Wärmebereitstellung >75 %

Die BEW-Förderung kann nicht mit anderen Förderprogrammen von Bund und Ländern kumuliert werden.

Richtlinie zur Förderung nachhaltiger Wärmeversorgungssysteme (RLSH, 2023)

Um eine wirtschaftlich attraktive Wärmeversorgung auf Basis erneuerbarer Energien zu gewährleisten, unterstützt das Land Schleswig-Holstein im Rahmen des Landesprogramms Wirtschaft 2021-2027 mit Mitteln des Europäischen Fonds für regionale Entwicklung (EFRE) und Landesmitteln den Neu- und Ausbau von Wärmeversorgungssystemen. Ziel dieser Maßnahme ist es, die Umstellung der Energieversorgung auf treibhausgasneutrale Technologien zu fördern und die dafür notwendigen Investitionen in neue Wärmeversorgungssysteme zu unterstützen und anzureizen.

Die Förderung aus dem EFRE bildet die Grundlage dieser Förderung und beträgt bis zu 40 Prozent der Ausgaben für Erzeugungsanlage, Wärmespeicher und Verteilnetz. Bei

Vorliegen eines besonderen landespolitischen Interesses kann die Förderung für kleine und mittlere Unternehmen auf maximal 50 Prozent der zuwendungsfähigen Ausgaben durch Landesmittel aufgestockt werden. Werden ausschließlich erneuerbare Energiequellen genutzt, kann die Förderung nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) um weitere 15 Prozentpunkte erhöht werden.

Technische Anforderungen an das Wärmenetz:

- Mind. 10 Anschlüsse bzw. Gebäude
- Temperaturniveau im Wärmenetz max. 95 °C
- Begrenzung der Wärmeverluste neuer/bestehender Netze auf max. 20 %
- Mind. 75 % Wärme aus EE oder Abwärme oder einer Kombination daraus

Die Investitionskosten des Vorhabens müssen mindestens 50.000 Euro und dürfen höchstens 1 Mio. Euro betragen. Die Förderung kann pro Wärmenetz nur einmal in Anspruch genommen werden. Förderfähig sind sämtliche Energieerzeugungsanlagen, welche Wärmequellen auf Basis Erneuerbarer Energien nutzen. Auch die Investition in Fernwärme- und Kältenetze, sowie Wärme- und Kältespeicher wird gefördert.

Nicht förderfähig sind externe Planungsleistungen für die Errichtung der Investitionsgüter, Hausübergabestationen, soweit die Ausgaben, die nicht von den Gebäudeeigentümern getragen werden. Auch eine Absicherung der Erzeugung durch Redundanz mit fossilen Brennstoffen, sowie KWK-Anlagen mit fossilen Brennstoffen sind nicht förderfähig.

Da die Bundesförderung für effiziente Wärmenetze keine Kumulierung mit anderen Fördermitteln zulässt, wird die Richtlinie zur Förderung nachhaltiger Wärmeversorgungssysteme nicht weiter berücksichtigt.

Investive Kommunale Klimaschutzprojekte - Modellprojekte (BMWK, 2021)

Das Förderprogramm für Modellprojekte auf kommunaler Ebene ist am 01. September 2021 ins Leben gerufen worden und noch bis zum 15. November 2024 aktiv (Dez/2023). Ziel der Förderung ist, die Umsetzung von ansonsten unwirtschaftlichen Modellprojekten in die Umsetzung zu bringen. Antragsberechtigt sind Kommunen sowie Zusammenschlüsse mehrerer Kommunen. Unternehmen mit einer kommunalen Beteiligung von >25 % sind ebenfalls antragsberechtigt.

Die Förderung ist im Besonderen für folgende Bereiche gedacht:

- Abfallentsorgung
- Abwasserbeseitigung
- Energie- und Ressourceneffizienz
- Stärkung des Umweltverbunds, grüne City-Logistik und Treibhausgas-Reduktion im Wirtschaftsverkehr
- Smart-City (Vernetzung, Integration und intelligente Steuerung verschiedener umwelttechnischer Infrastrukturen)

Die Förderquote beträgt bis 70 Prozent der Investitionskosten und ist bei einer Zuwendung von maximal 10 Millionen Euro gedeckelt. Bei der Nutzung dieser Förderung sollten förderfähige Konzepte zunächst mit dem Fördermittelgeber abgestimmt werden

Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz

Das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz fördert den Bau von Wärmenetzen mit 40 % der Investitionskosten. Die Wärmeversorgung muss zu mindestens 75 % aus KWK-Anlagen oder in Kombination mit Wärme aus KWK-Anlagen, erneuerbaren Energien und Abwärme, erfolgen. Der KWK-Anteil muss jedoch auch bei einer kombinierten Wärmebereitstellung mind. 10 % betragen.

Da in Hohenhorn keine Abwärme, beispielsweise aus Biogasanlagen, zur Verfügung steht und die Konzepte keine KWK-Anlagen vorsehen, kann dieses Förderprogramm nicht verwendet werden.

4.2.4 Wirtschaftlichkeitsberechnung

In diesem Abschnitt werden die entwickelten Konzepte zur Wärmebereitstellung bezüglich ihrer Wirtschaftlichkeit gegenübergestellt. Bei den sogenannten Vollkosten, über die verschiedene Konzepte und Netze miteinander verglichen werden können, werden alle jährlichen Kosten über die verkaufte Wärme normiert und können in folgende Bestandteile unterteilt werden:

- Kapitalgebundene Kosten (Annuitäten der Investitionen)
- Betriebsgebundene Kosten (Betrieb, Wartung und Instandhaltung der Anlagen)
- Bedarfsgebundene Kosten (Strom- und Brennstoffkosten)
- Erlöse (Vergütung von Strom)

Die Berechnung der Wirtschaftlichkeit beruht auf der VDI 2067 Richtlinie (Verein Deutscher Ingenieure, 2012) und berücksichtigt angenommene Preissteigerungen für Wartung oder Brennstoffe, Reinvestitionen nach der voraussichtlichen Nutzungsdauer sowie Restwerte der Anlagen nach Ablauf des Betrachtungszeitraums. Zentrale Annahmen, die zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit des Wärmenetzes getroffen wurden, werden in Tabelle 25 dargestellt.

Tabelle 25: Übersicht über zentrale Annahmen der Wirtschaftlichkeitsberechnung

Bezeichnung	Wert
Betrachtungszeitraum	20 a
Zinssatz	4,5 %
Inflation	3 %
Energiekosten	
Netzstrom (Day-Ahead-Strompreis)	Ø 11,02 ct/kWh
Netznutzung - Arbeitspreis	8,34 ct/kWh
Netznutzung - Leistungspreis	43,20 €/kW*a)
Biomethan	12,93 ct/kWh

In

Tabelle 26 werden die Anlagenauslegungen sowie die jeweiligen Anteile zur Wärmeversorgung der unterschiedlichen Versorgungsszenarien dargestellt. Es zeigt sich, dass die Varianten 2a und 2b solare Deckungsgrade zwischen 81 und 83 % erreichen. In Variante 1 beträgt der Deckungsgrad 20 %.

Tabelle 26: Anlagendimensionierung und Energiebilanz der Wärmeversorgung

Bezeichnung	Variante 1	Variante 2a	Variante 2b	Variante 3
Anzahl Gebäude	97	97	97	97
Wärmebedarf in MWh	2.212	2.212	1.772	2.212
Wärmenetz				
Netzverluste in MWh	593	609	437	593
Netzverluste in %	21,1%	21,5%	19,8%	21,1%
Wärmepumpe				
Typ	Erdwärme	Erdwärme	Erdwärme	Luft
Thermische Leistung in kW	488	100	100	547
Vollbenutzungstunden	4.284	4.981	4.555	5.026
Bereitgestellte Wärme in MWh	2.090	505	456	2.749
Strombezug in MWh	711	175	158	896
Jahresarbeitszahl	2,94	2,89	2,89	3,07
Flächenbedarf Erdkollektor in m²	10.800	2.200	2.200	-
Solarthermie				
Kollektorfläche in m²	1.000	4.500	3.500	-
Freifläche in m²	2.000	9.000	7.000	-
Bereitgestellte Wärme in MWh	589	2.694	2.017	-
Wärmespeicher				
Speichervolumen in m³	300	25.000	20.000	150
Spitzenlast-/Redundanzkessel				
Thermische Leistung in kW	900	500	500	500
Bereitgestellte Wärme in MWh	170	110	15	56
Bezogener Brennstoff in MWh	179	116	16	59
Wirkungsgrad	95%	95%	95%	95%
Heizstab				
Thermische Leistung in kW	250	-	-	-
Bereitgestellte Wärme in MWh	0,6	-	-	-
Zugeführter Strom in MWh	0,6	-	-	-
Wirkungsgrad	99%	-	-	-

Die resultierenden Investitionskosten sowie die angenommenen Nutzungszeiträume zur Berechnung nach VDI 2067 werden in Tabelle 27 aufgezeigt. Nach Abzug der BEW-Förderung ergeben sich Investitionen zwischen 5 und 7,7 Mio. Euro.

Tabelle 27: Investitionskosten der Versorgungskonzepte

Bezeichnung	Variante 1	Variante 2a	Variante 2b	Variante 3	Nutzungsdauer
Wärmenetz					
Rohrbau Hauptleitung	979.094 €	979.094 €	864.057 €	979.094 €	40
Tiefbau Hauptleitung	1.611.633 €	1.611.633 €	1.611.633 €	1.611.633 €	40
Rohrbau Hausanschlüsse	580.100 €	580.100 €	507.588 €	580.100 €	40
Tiefbau Hausanschlüsse	326.900 €	326.900 €	326.900 €	326.900 €	40
Übergabestationen	390.000 €	390.000 €	390.000 €	390.000 €	30
Heizzentrale					
Heizhaus	61.300 €	61.300 €	61.300 €	72.900 €	30
Anlagentechnik	58.800 €	58.800 €	58.800 €	58.800 €	15
MSR-Technik	35.700 €	35.700 €	35.700 €	35.700 €	15
Peripherie	53.000 €	53.000 €	53.000 €	53.000 €	15
Spartenanschlüsse	217.200 €	60.900 €	59.900 €	231.400 €	40
Zufahrt Heizzentrale	26.600 €	26.600 €	26.600 €	26.600 €	40

Hydraulische Einbindung	12.000 €	12.000 €	12.000 €	12.000 €	40
Fundamente	14.700 €	14.700 €	14.700 €	14.700 €	30
Wärmespeicher	207.200 €	1.914.687 €	1.513.471 €	143.700 €	40
Erzeugungsanlagen					
Redundanz / Spitzenlastkessel	31.900 €	31.900 €	31.900 €	31.900 €	20
Wärmepumpe	1.354.200 €	92.701 €	92.701 €	1.749.000 €	18
Erdkollektor	360.763 €	43.460 €	43.460 €	-	20
Solarthermie	609.651 €	3.105.262 €	2.498.363 €	-	20
Heizstab	23.100 €	-	-	-	20
Sonstiges					
Baunebenkosten	706.700 €	915.700 €	809.800 €	642.700 €	
Unvorhergesehenes	1.055.000 €	1.412.000 €	1.233.000 €	948.000 €	
Zwischensumme	8.715.540 €	11.726.437 €	10.244.873 €	7.908.127 €	
Investitionskostenförderung (BEW)	3.282.677 €	4.449.402 €	3.906.756 €	2.974.814 €	
Investitionskosten nach Förderung	5.432.863 €	7.227.036 €	6.338.017 €	4.933.313 €	
Kapitalgebundene Annuität	356.242 €/a	435.254 €/a	382.758 €/a	335.080 €/a	

Die nach VDI 2067 anfallenden betriebsgebundenen Kosten für Wartung und Instandhaltung, die anfallenden Kosten durch den Energieeinkauf sowie die BEW-Betriebskostenförderung werden in Tabelle 28 aufgeführt. Bei der Betriebskostenförderung ist zu beachten, dass diese ausschließlich über die ersten 10 Jahre ausgezahlt wird. Somit erhöhen sich nach dieser die Betriebskosten der Varianten. Vor allem bei Konzepten, die zu einem großen Teil auf den Einsatz von Wärmepumpen setzen, ist dies der Fall. Um diesen Sachverhalt beim Vergleich der Konzepte zu berücksichtigen, wird die Zahlung der BEW-Betriebskostenförderung auf den Betrachtungszeitraum von 20 Jahren verteilt.

Tabelle 28: Übersicht über den Energieeinkauf sowie Wartungs- und Instandhaltungskosten

Bezeichnung	Variante 1	Variante 2a	Variante 2b	Variante 3
Rohrbau Hauptleitung	12.600 €/a	12.600 €/a	11.120 €/a	12.600 €/a
Tiefbau Hauptleitung	-	-	-	-
Rohrbau Hausanschlüsse	7.466 €/a	7.466 €/a	6.532 €/a	7.466 €/a
Tiefbau Hausanschlüsse	-	-	-	-
Übergabestationen	5.019 €/a	5.019 €/a	5.019 €/a	5.019 €/a
Heizhaus	394 €/a	394 €/a	394 €/a	469 €/a
Zufahrt Heizzentrale	856 €/a	856 €/a	856 €/a	856 €/a
Anlagentechnik	2.270 €/a	2.270 €/a	2.270 €/a	2.270 €/a
MSR-Technik	1.378 €/a	1.378 €/a	1.378 €/a	1.378 €/a
Peripherie	2.046 €/a	2.046 €/a	2.046 €/a	2.046 €/a
Spartenanschlüsse	2.795 €/a	784 €/a	771 €/a	2.950 €/a
Hydraulische Einbindung	154 €/a	154 €/a	154 €/a	154 €/a
Fundamente	95 €/a	95 €/a	95 €/a	95 €/a
Wärmespeicher	3.200 €/a	29.569 €/a	23.373 €/a	2.219 €/a
Redundanz / Spitzenlastkessel	1.642 €/a	1.642 €/a	1.642 €/a	1.642 €/a
Wärmepumpe	56.272 €/a	2.983 €/a	2.983 €/a	56.272 €/a
Erdkollektor	4.643 €/a	1.398 €/a	1.443 €/a	-
Solarthermie	11.769 €/a	59.945 €/a	48.229 €/a	-
Heizstab	892 €/a	-	-	-
Kaufmännische Betriebsführung	39.252 €/a	34.233 €/a	33.461 €/a	31.144 €/a
Betriebsgebundene Kosten	140.042 €/a	162.833 €/a	141.723 €/a	126.610 €/a
Netzentgelte Strom	66.438 €/a	31.991 €/a	29.187 €/a	84.013 €/a

Netzentgelte Gas	15.289 €/a	9.433 €/a	9.047 €/a	837 €/a
Netzstrom für Betrieb der Anlagen	5.087 €/a	7.924 €/a	6.306 €/a	3.570 €/a
Wärmepumpenstrom	91.227 €/a	22.711 €/a	19.643 €/a	131.531 €/a
Brennstoffeinkauf Spitzenlast	29.864 €/a	19.223 €/a	2.637 €/a	9.780 €/a
Bedarfsgebundene Kosten	207.904 €/a	91.283 €/a	66.820 €/a	229.731 €/a
Betriebskostenförderung Solarthermie	2.946 €/a	13.471 €/a	11.038 €/a	-
Betriebskostenförderung Wärmepumpe	49.570 €/a	12.214 €/a	10.085 €/a	62.503 €/a
Erlöse	52.516 €/a	25.685 €/a	21.123 €/a	62.503 €/a

Abschließend werden in Abbildung 41 die Vollkosten der Varianten dargestellt. Die Vollkosten berechnen sich aus den kapital-, betriebs- und bedarfsgebundenen Kosten sowie den Erlösen durch die BEW-Betriebskostenförderung. Bezogen werden diese auf die verkaufte Wärmemenge in dem jeweiligen Szenario (vgl.

Tabelle 26). Es ist zu erkennen, dass die Luft-Wärmepumpenvariante (V3) mit 28,43 ct/kWh die geringsten Vollkosten aufweist. Sie zeichnet sich im Vergleich zu den anderen Varianten durch geringe kapitalgebundene Kosten aus. Mit 30,00 ct/kWh weist die Variante mit Saisonspeicher und Solarthermie (V2.a) geringfügig höhere Investitionskosten auf. Diese Variante zeichnet sich durch geringe bedarfsgebundene Kosten aus. Darüber hinaus weist die Variante eine geringe Abhängigkeit von Energieträgern auf, welche während der Betriebszeit Kostensteigerungen unterliegen können. In Absprache mit der Lenkungsgruppe ist die Variante 2.a für genauere Betrachtungen in Kapitel 4.2.7 ausgewählt worden.

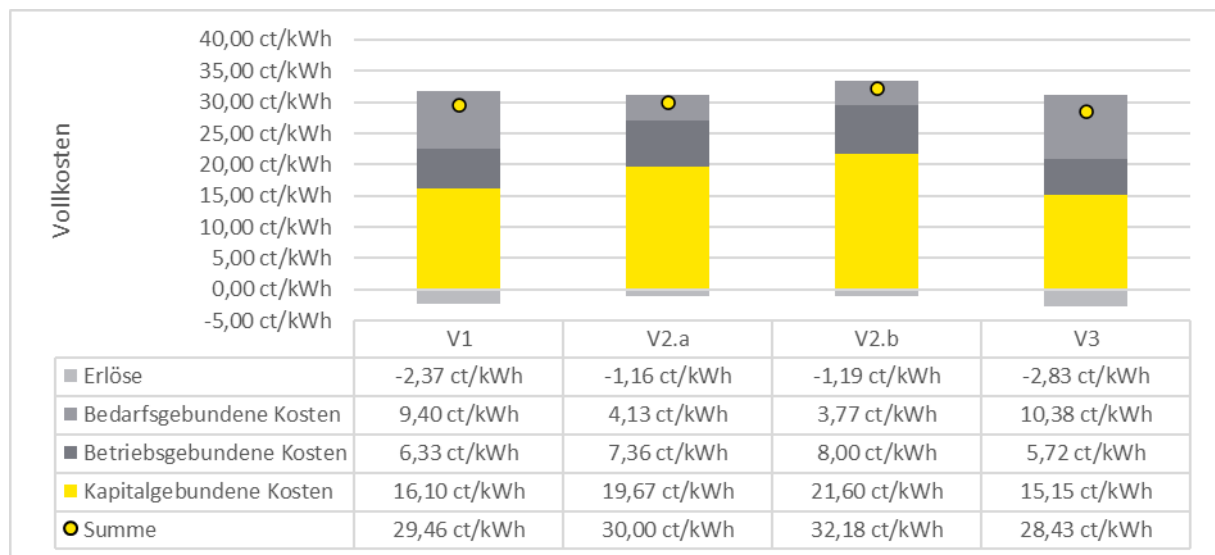


Abbildung 41: Vollkostenvergleich der Wärmeversorgungsvarianten

4.2.5 Klimaverträglichkeit

Ziel dieser Studie ist, einen möglichen Pfad zur CO₂-Neutralität der Gemeinde Hohenhorn aufzuzeigen. In diesem Absatz werden die vorgestellten Varianten über drei wichtige Indikatoren zur Klimaverträglichkeit bewertet:

- Spezifische CO₂-Emission
- Anteil erneuerbarer Energie
- Primärenergiefaktor

Spezifische CO₂-Emissionen

Wieviel CO₂ wird mit jeder verbrauchten Kilowattstunde Wärme ausgestoßen? Genau zu dieser Frage geben die spezifischen CO₂-Emissionen des Wärmenetzes eine Auskunft. Dieser Abschnitt wird zeigen, wie sich der CO₂-Ausstoß des Wärmenetzes in Zukunft voraussichtlich entwickeln wird.

Das Gebäudeenergiegesetz aus dem Jahr 2020 gibt vor, mit welchen Emissionsfaktoren verwendete Energieträger verrechnet werden. Es werden die Faktoren für fossile und biogene Brennstoffe, sowie Strom aufgeführt. Netzstrom wird derzeit beispielsweise mit 560 g CO₂-Äquivalent pro kWh angegeben. Der Strombezug aus gebäudenahen, erneuerbaren Anlagen wie Photovoltaik oder Windkraft kann mit 0 g/kWh angesetzt

werden. Durch den Ausbau der erneuerbaren Energien werden sich auch die Emissionen für den Netzstrombezug in den kommenden Jahren weiter verringern.

In Tabelle 29 werden die resultierenden CO₂-Emissionen der unterschiedlichen Versorgungsvarianten dargestellt. Es zeigt sich, dass bei dem derzeit anzusetzenden CO₂-Faktor für Netzstrom die CO₂-Emissionen von Varianten 1 und 3 deutlich über den Varianten mit Solarthermie und saisonaler Speicherung liegen. Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien ist in den nächsten Jahren mit einer Abnahme der Emissionen in Variante 1 und 3 zu rechnen. Sollte kein Biomethan verfügbar sein, ist für Gas ein CO₂-Faktor von 240 g/kWh anzusetzen.

Tabelle 29: CO₂-Emissionen der Fernwärme Varianten

Bezeichnung	Variante 1	Variante 2a	Variante 2b	Variante 3
Wärmeabsatz	2.212.245 kWh	2.212.245 kWh	1.771.869 kWh	2.212.245 kWh
Biomethan	179.461 kWh	115.521 kWh	15.842 kWh	58.763 kWh
spez. Emissionen	140 g/kWh	140 g/kWh	140 g/kWh	140 g/kWh
Netzstrom (inkl. WP)	742.796 kWh	224.208 kWh	197.091 kWh	918.218 kWh
spez. Emissionen	560 g/kWh	560 g/kWh	560 g/kWh	560 g/kWh
Solarthermie	589.162 kWh	2.694.262 kWh	2.016.988 kWh	0 kWh
spez. Emissionen	0 g/kWh	0 g/kWh	0 g/kWh	0 g/kWh
spez. CO₂-Emission	199 g/kWh	64 g/kWh	64 g/kWh	236 g/kWh
CO₂-Emission	441.090 kg	141.729 kg	112.589 kg	522.429 kg

Anteil erneuerbarer Energien

Bei der Berechnung des Anteils erneuerbarer Energien können sowohl Wärme aus Solarthermieanlagen als auch die aus der Umwelt genutzte Wärme für die Wärmepumpen zu 100 % erneuerbar angerechnet werden. Darüber hinaus wird der Einsatz von Biomethan ebenfalls als erneuerbar angerechnet. Für den bezogenen Netzstrom wird der erneuerbare Anteil des deutschen Strommixes aus 2022 in Höhe von 46,0 % angesetzt (Umweltbundesamt, 2023). Heizstäbe bzw. Elektrodenheizkessel, welche Strom direkt in Wärme umwandeln, werden als nicht erneuerbar angerechnet.

Die Ergebnisse der Berechnung zum Anteil erneuerbarer Energien werden in Abbildung 42 dargestellt. Es zeigt sich, dass analog zu den CO₂-Emissionen die Varianten 2a und 2b auch beim erneuerbaren Energieanteil die besten Werte aufweisen und im Vergleich zu Variante 1 einen 10 % höheren EE-Anteil aufweisen.

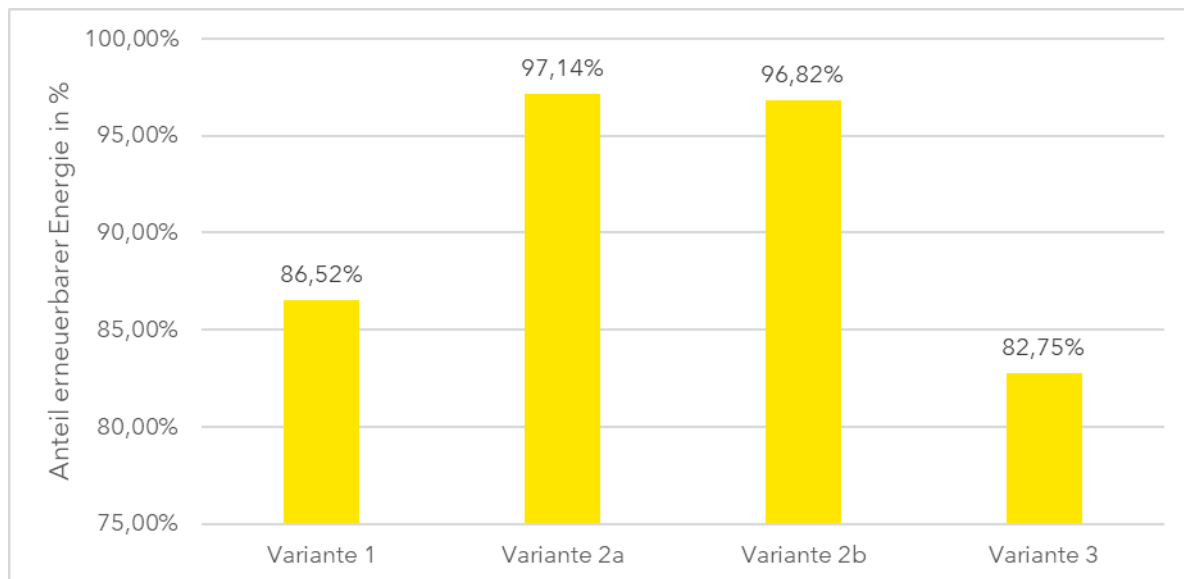


Abbildung 42: Anteil erneuerbarer Energien der unterschiedlichen Varianten zur zentralen Wärmeversorgung

Primärenergiefaktor

Der Primärenergiefaktor beschreibt das Verhältnis aus eingesetzter Primärenergie zur gegebenen Endenergie. Die Primärenergie ist der rechnerische nutzbare Energiegehalt der Energieträger, wie sie in der Natur vorkommen. Die Endenergie ist die Energie, die nach Transport, Leitungs- und Transformationsverlusten vom Verbraucher eingesetzt wird. Der Primärenergiefaktor enthält sämtliche Faktoren der Primärenergieerzeugung mit den Vorketten für die Förderung, Aufbereitung, Umwandlung, Transport und Verteilung der betrachteten Energieträger.

Tabelle 30: Primärenergiefaktoren der Wärmeversorgungsszenarien

Bezeichnung	Variante 1	Variante 2a	Variante 2b	Variante 3
Wärmeabsatz	2.212.245 kWh	2.212.245 kWh	1.771.869 kWh	2.212.245 kWh
Biomethan	179.461 kWh	115.521 kWh	15.842 kWh	58.763 kWh
PEF	1,1	1,1	1,1	1,1
Netzstrom (Netzstrom)	32.110 kWh	49.097 kWh	38.841 kWh	22.122 kWh
PEF	1,8	1,8	1,8	1,8
Netzstrom (inkl. WP)	710.686 kWh	175.111 kWh	158.250 kWh	896.096 kWh
PEF	1,2	1,8	1,8	1,2
Solarthermie	589.162 kWh	2.694.262 kWh	2.016.988 kWh	0 kWh
PEF	0,0	0,0	0,0	0,0
Primärenergiefaktor	0,50	0,24	0,21	0,53
Primärenergiefaktor nach Kappung	0,50	0,20	0,20	0,53

Tabelle 30 zeigt die verwendeten Primärenergiefaktoren (PEF) der einzelnen Energieträger sowie den resultierenden Primärenergiefaktor der Variante. Bei Faktoren unter 0,3 wird der ermittelte Faktor um 0,001 für jeden Prozentpunkt des erneuerbaren Energieanteils

verringert. Aus diesem Grund reduziert sich der Primärenergiefaktor in Variante 2a von 0,24 auf 0,20.

Zusammen mit der Lenkungsgruppe ist entschieden worden, die Variante 2a im Rahmen von Sensitivitätsanalysen zu untersuchen. Die anderen Varianten werden nicht weiter untersucht.

4.2.6 CO₂-Einsparungen

Ein wichtiges Ziel bei dem Aufbau von Wärmenetzen ist eine emissionsarme und ressourcenschonende Wärmeversorgung von Gebäuden sowie die Substitution fossiler Energieträger. Um zu überprüfen, inwieweit dieses Ziel mit dem ermittelten CO₂-Faktor erreicht wird, sollen im Folgenden die Emissionseinsparungen analysiert werden.

Wie in Abschnitt 2.5 dargestellt wurde, ergeben sich über den Einsatz von Heizöl und Gas jährlich CO₂-Emissionen von 1.138 Tonnen. Über die dort dargestellten Endenergiebedarfe und typische Wirkungsgrade für Wärmeerzeuger im Haushalt lässt sich der Wärmebedarf für die entsprechenden Haushalte berechnen.

Tabelle 31: Wärmebedarfe der Haushalte mit Gas- oder Ölheizung

Brennstoff	Endenergiebedarf	CO ₂ - Faktor	Emission	Wirkungsgrad	Wärmebedarf
Gas	3.093.681 kWh	240 g/kWh	742 t/a	90 %	2.784.312 kWh
Öl	1.277.190 kWh	310 g/kWh	396 t/a	80 %	1.229.738 kWh
Summe	4.630.853 kWh		1.138 t/a		4.014.050 kWh

Somit ergibt sich für die Haushalte in Hohenhorn, welche entweder Öl oder Gas als Wärmequelle nutzen, ein Wärmebedarf von insgesamt 4.014.050 kWh. Lassen sich diese Haushalte komplett an das in Variante 2a dargestellte Wärmenetz, mit einem CO₂-Faktor von 64 g/kWh, anschließen, reduzieren sich die Emissionen auf 257 t/a. Die CO₂-Einsparung beträgt somit 881 Tonnen/a.

4.2.7 Sensitivitätsanalyse

Die vorgestellten Szenarien und berechneten Vollkosten bilden stets die Resultate unter den für die Berechnung getroffenen Randbedingungen ab. Gerade durch aktuelle Entwicklungen an den Energiemärkten, die politische Lage und das Jahr einer möglichen Inbetriebnahme sind die tatsächlichen Kosten nicht vorherzusehen. Aus diesem Grund werden Sensitivitätsanalysen durchgeführt. Dabei handelt es sich um „Was wäre, wenn“-Untersuchungen, bei denen geklärt werden soll, welchen Einfluss einzelne Kostenbestandteile oder andere Parameter des Versorgungssystems auf die resultierenden Vollkosten haben. Darüber hinaus sollen die durchgeführten Sensitivitäten zeigen, unter welchen Randbedingungen sich ein Wärmenetz voraussichtlich wirtschaftlich darstellen lässt.

Eine Größe, die einen besonders großen Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit eines Wärmenetzes hat, ist die Anschlussquote. Eine höhere Anschlussquote führt automatisch zu einem höheren Wärmeabsatz. Gleichzeitig müssen die Anlagen zur Wärmebereitstellung entsprechend größer dimensioniert werden. Da sich die Investitionskosten jedoch degressiv verhalten, das heißt, dass die spez. Kosten mit zunehmender Anlagengröße abnehmen, sinken die Vollkosten.

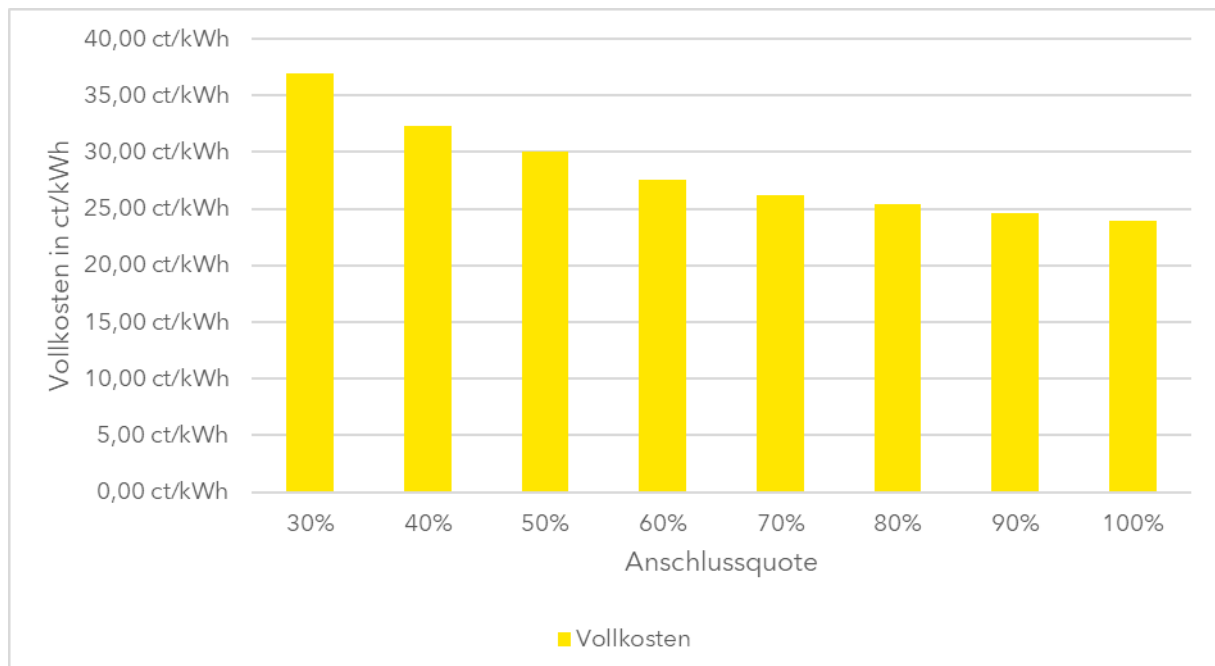


Abbildung 43: Sensitivitätsanalyse für unterschiedliche Anschlussquoten

Abbildung 43 zeigt die Ergebnisse für unterschiedliche Anschlussquoten. Es zeigt sich, dass die Vollkosten nach VDI 2067 bei einer Anschlussquote von 80 % auf 25,42 ct/kWh und bei 100 % auf 23,92 ct/kWh sinken. Demgegenüber steigen die Vollkosten bei einer Anschlussquote von 30 % auf 36,90 ct/kWh. Es ist zu erkennen, dass der Einfluss auf die Vollkosten mit zunehmender Anschlussquote abnimmt. Für weitere Sensitivitäten wird mit einer Anschlussquote von 80 % weiter gerechnet.

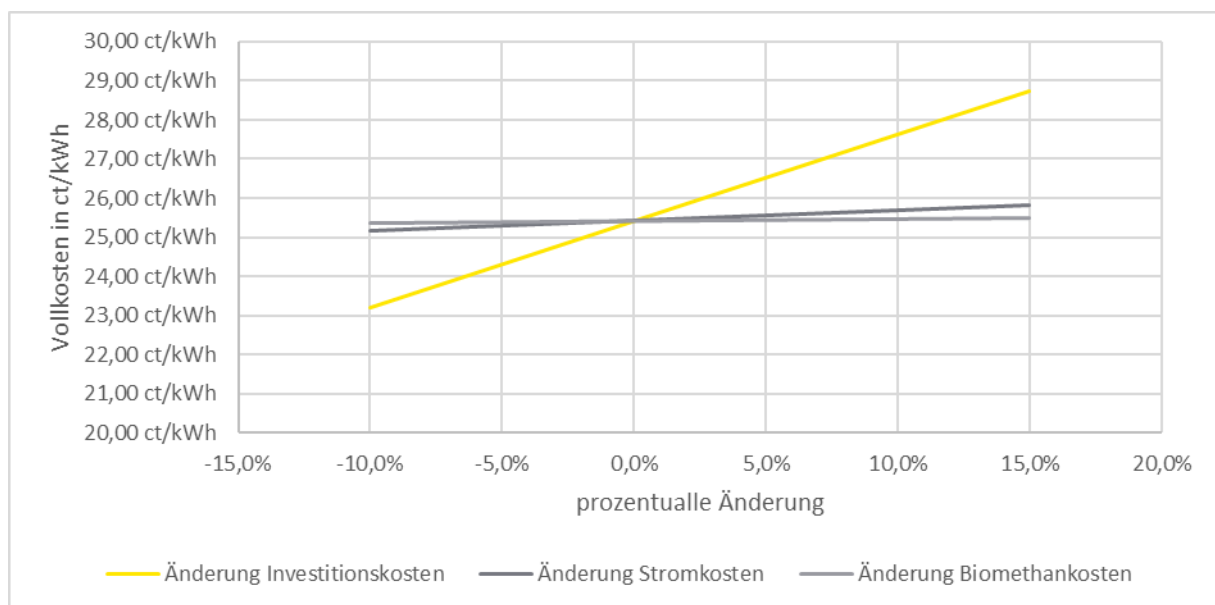


Abbildung 44: Sensitivität der Investitions-, Strom- und Biomethankosten bei einer Anschlussquote von 80 %

Die Sensitivitäten in Abbildung 44 zeigen, dass die Kosten für Netzstrom und Biomethan einen sehr geringen Einfluss auf die Vollkosten der Variante 2a haben. Dies ist durch die niedrigen Anteile an der Versorgung zu erklären – verdeutlicht jedoch die Unabhängigkeit dieser Variante von variierenden Energiepreisen. Einen deutlich größeren Einfluss haben die Investitionskosten. Demgegenüber zeigt sich, dass die Investitionskosten einen großen

Einfluss auf die resultierenden Vollkosten haben. Bei einer Abnahme der gesamten Investitionskosten um 10 % reduzieren sich die Vollkosten von 25,42 ct/kWh auf 23,20 ct/kWh.

Eine weitere Möglichkeit, Kosten einzusparen, ist Leitungsabschnitte aus dem Wärmenetz zu entfernen, welche voraussichtlich keinen hohen Wärmeabsatz haben werden. An dieser Stelle sei erwähnt, dass eine solche Kürzung erst nach der Kundenakquise durchgeführt werden kann, weil vorher natürlich nicht bekannt ist, an welchem Abschnitt wenig Leute Interesse haben. Das in Abbildung 45 dargestellte Wärmenetz mit einer gekürzten Trasse ist somit auf keinen Fall als finale Entscheidung zu verstehen. Es handelt sich hierbei lediglich um eine beispielhafte Einkürzung der Trasse zur Verdeutlichung der Auswirkungen einer solchen Maßnahme auf die Wirtschaftlichkeit. Der Verlauf ist in Abstimmung mit der Lenkungsgruppe entstanden.

Für die Bewertung der eingekürzten Trasse sind zwei unterschiedliche Fälle betrachtet worden:

1. **Gleichmäßige Anschlussquote:** An allen Abschnitten des Netzes liegt eine gleichmäßige Anschlussquote von 80 % vor → Wärmeabsatz um 425 MWh verringert
2. **Ungleichmäßige Anschlussquote:** An den gekürzten Abschnitten liegt die Anschlussquote lediglich bei 30 % → Wärmeabsatz um 159 MWh verringert



Abbildung 45: Trassenverlauf eines gekürzten Wärmenetzes

Im Vergleich zum großen Wärmenetz bei einer Anschlussquote von 80 % können durch die gekürzte Trasse und die folglich geringeren Baukosten 0,28 ct/kWh (Szenario 1) bzw. 0,48 ct/kWh (Szenario 2) eingespart werden.

Letztendlich zeigen diese Betrachtungen, dass es einige Möglichkeiten gibt, dass die Vollkosten des Netzes geringer ausfallen, als im Rahmen dieser Studie zunächst dargestellt wurden. Den größten Einfluss haben dabei sicherlich die Baukosten und die erzielbare Anschlussquote. Ein Wärmenetz bleibt am Ende ein gemeinschaftliches Projekt.

4.2.8 Zeitplan und Umsetzung

Der Bau eines Wärmenetzes, welches die gesamte Gemeinde Hohenhorn erschließt, würde typischerweise in mehreren Bauabschnitten erfolgen. Zunächst würden Gebiete erschlossen, die zum einen dicht an der Heizzentrale liegen und idealerweise das höchste Absatzpotenzial innerhalb der Gemeinde aufweisen. Von diesem Mittelpunkt wächst das Wärmenetz in folgenden Bauabschnitten in den gesamten Ort. Die Anzahl und Definition sinnvoller Bauabschnitte ist abhängig von der Akquise und der Anzahl der Bautrupps, die gleichzeitig in Hohenhorn beschäftigt werden können.

Sollte sich die Gemeinde nach Abschluss dieser Studie dafür entscheiden, die Umsetzung eines Wärmenetzes weiter voranzutreiben, kann die Umsetzung – nachdem man sich für eine Gesellschaftsform entschieden hat und alle Formalien hinsichtlich der Förderung geklärt wurden – in folgende Phasen unterteilt werden:

Kundengewinnung:

Wie in den vorangegangenen Abschnitten bereits beschrieben, ist die Gewinnung von Kunden ein zentrales und wichtiges Element bei der Umsetzung eines Wärmenetzes. Die Wirtschaftlichkeit hängt vor allem von der Akzeptanz und der Anschlussbereitschaft am Wärmenetz ab. Die Gewinnung möglicher Kunden stellt somit den ersten und wichtigsten Schritt bei der Umsetzung eines Wärmenetzes dar.

Planungsphase:

Abhängig von der Kundengewinnung kann es Sinn ergeben, einzelne Straßen früher oder entsprechend später zu erschließen. In der Planungsphase wird das Wärmenetz und die Dimensionierung der Erzeugungsanlagen konkretisiert. Abhängig von Kostenentwicklungen kann es sinnvoll sein, in dieser Phase angestrebte Konzepte zu überdenken und an die Marktlage anzupassen.

Bauphase:

Das Wärmenetz befindet sich in der Umsetzung.

Inbetriebnahme:

Der 1. Bauabschnitt wurde erschlossen. Der Ausbau des Netzes schreitet voran.

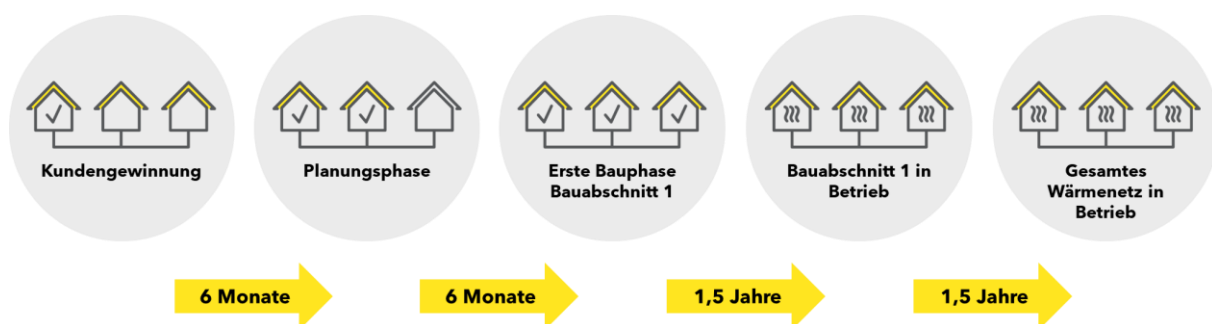


Abbildung 46: Zeitplan Wärmenetz

Abbildung 46 zeigt die beschriebenen Phasen bei der Umsetzung eines Wärmenetzes und gibt eine Einschätzung, wie lange die Erschließung der Gemeinde in Anspruch nehmen könnte. Die Zeitangaben sind jeweils zu addieren, folglich kann die Erschließung des gesamten Ortes ca. 4 Jahre dauern. Abhängig vom Projektverlauf und der Akzeptanz in der Gemeinde kann es hierbei stets zu Abweichungen kommen.

4.2.9 Mögliche Betreibermodelle

Der Betrieb, der Bau, die Planung, das Projektmanagement und auch die Finanzierung eines Wärmenetzes sind alles Aufgaben, welche von einem Betreiber erbracht werden müssen, damit überhaupt ein Wärmenetz entstehen kann. Doch welche Betreibermöglichkeiten gibt es für ein Wärmenetz?

Eine erste Möglichkeit stellt die Gründung einer GmbH dar. Eine GmbH wird von mindestens einem Gesellschafter gegründet, wobei die Haftung der GmbH auf das Vermögen der Gesellschaft beschränkt ist. Das Mindestkapital der GmbH beträgt 25.000€. Die Vorteile einer GmbH als Betreiberform ist die beschränkte Haftung sowie eine gewisse Flexibilität. Eine GmbH kann aus mehreren Gesellschaftern bestehen, diese können natürliche Personen oder auch juristische Personen wie z.B. Kapitalgesellschaften sein. So ist es auch möglich, dass sich eine Gemeinde an einer GmbH beteiligt. Wie viele Gesellschafteranteile eine Gemeinde von der GmbH übernimmt, ist frei wählbar. Zu beachten bei so einem teuren Bau wie einem Wärmenetz ist das Eigenkapital, welches bei der Bank als Sicherheit für die Kreditfinanzierung hinterlegt werden muss. Der Anteil des Eigenkapitals muss gemäß der Gesellschafteranteile bereitgestellt werden.

Eine weitere Möglichkeit ist die Gründung eines Bürgerenergiewerks. Ein Bürgerenergiewerk ist eine Genossenschaft, in der sich die Bürger der Gemeinde beteiligen können. Bei der Genossenschaft handelt es sich um eine Gesellschaft (juristische Person). In der Genossenschaft kann sich die Anwohnerschaft zusammenschließen und gemeinsam einen wirtschaftlichen Geschäftsbetrieb führen. Die Besonderheit bei dem Betreibermodell einer Genossenschaft ist, dass die Anwohnerschaft sowohl Eigentümer, Leistungspartner und auch Entscheidungsträger ist. Über eine Bürgerenergiewerk könnte auch noch die lokale Stromvermarktung abgewickelt werden.

Eine Möglichkeit, wie sich die Anwohnerschaft an einem Projekt wie dem Wärmenetz beteiligen kann, bietet das Crowd Invest. Hierbei handelt es sich um eine Form des Crowdfundig (eng. für Schwarmfinanzierung). Beim Crowd Invest können von der Anwohnerschaft Investition in ein konkretes Projekt getätigt werden. Als Gegenleistung erhält die Anwohnerschaft dann eine feste Verzinsung. Die Anwohnerschaft kann sich am Erlös aus dem Verkauf der Energie beteiligen und die Kommune kann dadurch zusätzliche Steuereinnahmen generieren. Vorteile am Crowd Invest sind die steigende Akzeptanz unter der Anwohnerschaft, sowie die Identifikation mit der Gemeinde. Bei dem Crowd Invest handelt es sich nicht direkt um ein Betreibermodell, jedoch um eine Form die Anwohnerschaft in einem Projekt miteinzubeziehen. Neben der GmbH und der Genossenschaft gibt es noch weitere Betreibermöglichkeiten, diese unterscheiden sich dann zum Beispiel in der Form der Haftung.

Preisanpassungsklausel

Wärmenetze werden grundsätzlich über eine möglichst lange Laufzeit ausgelegt und abgeschlossen. Dementsprechend ist eine lange Vertragsbindung erstrebenswert. Im Gegensatz zu Strom- und Gasverträgen duldet der Gesetzgeber bei Fernwärmeverträgen Vertragslaufzeiten von bis zu 10 Jahren (32 Abs. 2 AVBFernwärmeV). Durch die lange Vertragslaufzeit lassen sich Preisentwicklungen während des Vertrages nicht abschätzen. Aus diesem Grund sind die Preissteigerungen beim Wärmepreis strikt geregelt. Sogenannte Preisanpassungsklauseln, die im Wärmeliefervertrag aufgeführt werden müssen, regeln die zulässigen Preissteigerungen über Preisindizes des statistischen Bundesamtes.

Demzufolge kann es während der Vertragslaufzeit zu keiner willkürlichen Preiserhöhung kommen.

5. Stromversorgung

Wie in Abschnitt 2.3.2 aufgezeigt, wird der Großteil des Strombedarfs Hohenhorns über den Strombezug aus dem Stromnetz gedeckt. Da sich nur grob die Hälfte des Netzstrommixes zurzeit aus erneuerbaren Energien zusammensetzt (DESTATIS, 2023), besteht in Bezug auf Hohenhorn in der Stromversorgung ein großes Potenzial zur Reduzierung der CO₂-Emissionen. Der folgende Abschnitt zeigt verschiedene Möglichkeiten auf, wie Hohenhorn mit mehr erneuerbaren Stromquellen versorgt werden kann.

5.1 Individuelle Stromversorgung

Photovoltaikanlagen und ihre Kombination mit Batteriespeichern bieten eine einfache Möglichkeit, die eigene Abhängigkeit vom Stromnetz zu reduzieren. Der Strombedarf des Haushalts wird zunächst über den selbst erzeugten Strom aus der PV-Anlage gedeckt. Überschüssiger Strom wird in eine Batterie zwischengespeichert. Sofern diese voll oder nicht vorhanden ist, wird der überschüssige Strom in das öffentliche Stromnetz eingespeist. Kleinere Dachanlagen bis 10 kW_p, die ab August 2022 in Betrieb genommen wurden, erhalten für den überschüssigen Strom eine Einspeisevergütung von 8,2 Cent/kWh (vgl. Tabelle).

Wie bereits dargestellt wurde, kann eine PV-Dachanlage mit einer Leistung von 10 kW_p jährlich circa 10.000 kWh Strom produzieren. In der Abbildung 47 sind die entsprechenden stündlichen Werte beispielhaft dargestellt. Es wird deutlich, dass die Strombereitstellung einer saisonalen Schwankung unterliegt und im Sommer höher ausfällt als im Winter.

In den letzten Jahren hat sich die Investition in eine PV-Anlage, sofern keine besonderen Umstände vorliegen, wie z.B. übermäßige Verschattung, gelohnt. Wie wirtschaftlich jedoch eine PV-Dachanlage für das Eigenheim ist, hängt von vielen Faktoren ab, wie z.B. von der Strompreisentwicklung, und sollte im Einzelfall analysiert werden.

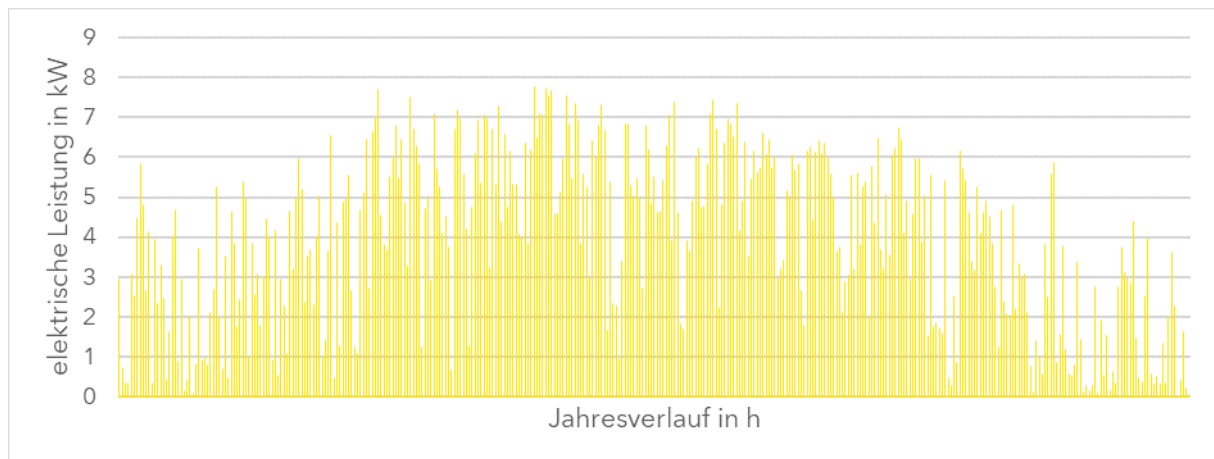


Abbildung 47: Stündliche Werte einer beispielhaften Stromproduktion einer 10 kWp PV-Dachanlage im Jahr 2019

In Abbildung 48 wird der Wochenverlauf zwischen der stündlichen Stromproduktion durch eine PV-Anlage und dem Strombedarf eines Einfamilienhauses gezeigt. Es wird erkenntlich, dass im Sommer die Stromproduktion am Tag den Strombedarf deutlich übersteigt. Der entsprechende Überschussstrom wird ins Netz eingespeist und entsprechend vergütet. Über einen Stromspeicher lässt sich die Eigennutzung optimieren, sodass z.B. überschüssiger Strom des Tages genutzt werden kann, um den Abend- und Nachtbedarf

zu decken. In Kapitel 3.2.2 sind die Stromgestehungskosten von PV-Anlagen bereits detailliert aufgeführt worden. Es wird empfohlen, die Anwohner:innen bei einer Umsetzung von PV-Anlagen zu beraten, da dies für viele eine einfache Möglichkeit darstellt, Energiekosten einzusparen und den Strombezug zu reduzieren.

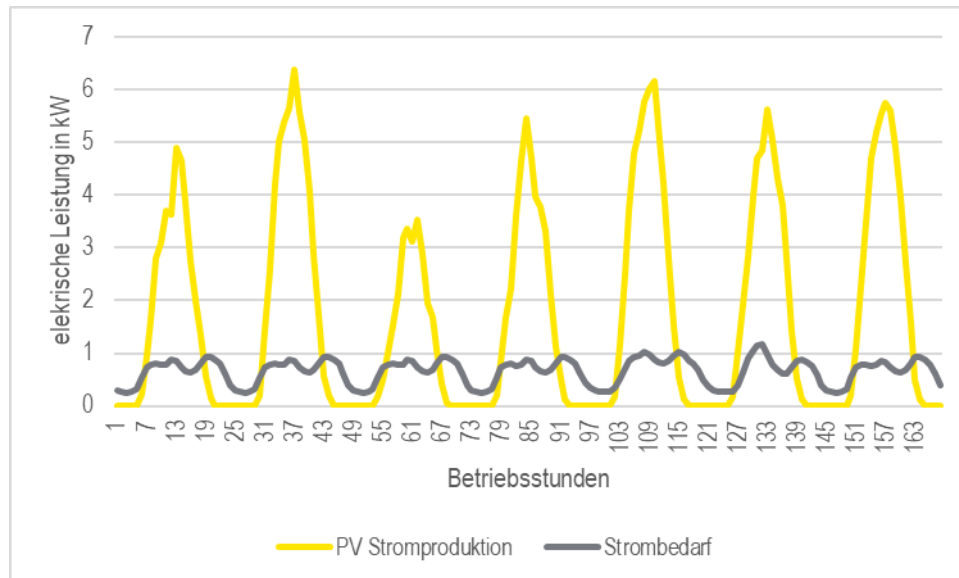


Abbildung 48: Beispielhafte Gegenüberstellung der Strombereitstellung einer 10 kWp PV-Dachanlage und des Strombedarfs eines Einfamilienhauses im Sommer

5.2 Zentrale Stromversorgung - Bilanzielle Stromprodukte

Bilanzielle Stromprodukte dienen dem Zusammenführen regionaler Erzeugung und regionalen Verbrauchs von lokal produziertem erneuerbarem Strom. Über einen Direktvermarkter wird so der bilanzielle Stromverbrauch von Kunden dem regional produzierten grünen Strom zugeordnet. Die Zusammensetzung des physikalisch gelieferten Stroms beim Endkunden ändert sich dabei nicht. Bei der Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien werden Herkunftsnachweise für jede kWh aus der entsprechenden Erzeugungsanlage/Bilanzkreis generiert, die keine Zahlung nach dem EEG in Anspruch nehmen. Das Doppelvermarktungsverbot nach §80 EEG 2023 regelt die mehrfache kommerzielle Nutzung der Grünstromeigenschaft des erzeugten Stroms. Die Grünstromeigenschaft wird bereits durch die EEG-Vergütung bzw. Marktprämie gefördert, weshalb die „positive Eigenschaft“ des regenerativen Stroms kein zweites Mal verkauft werden darf. Eine 1:1 Beziehung zwischen Einspeisung und Verbrauch ist folglich während der EEG-Förderung nicht möglich. Über den Direktvermarkter erfolgt die Bilanzierung und Auflösung des Zertifikates bei dem Verbrauch der Kilowattstunde beim Stromkunden. Die Detailschärfe geht hierbei nicht bis hin zur Dokumentation, welche Kilowattstunde wann erzeugt wurde und wann der Verbrauch exakt dieser Kilowattstunde erfolgt. Durch die Schaffung und Nutzung bilanzieller „vor Ort“-Stromtarife wird zwar nicht der physikalische Strombezug aus 100 % EE aus der Gemeinde gewährleistet, jedoch erfolgt eine bilanzielle nachhaltige Versorgungsvariante und die regionale Wertschöpfung wird gestärkt. Über bilanzielle Stromtarife können sich bei entsprechender Tarifgestaltung zusätzliche wirtschaftliche Vorteile für den Kunden ergeben. Auf lange Sicht kann sich die Gemeinde

über eigene PV-Anlagen oder Kleinwindkraftanlagen Gedanken machen und den aus diesen Anlagen produzierten Strom über ein bilanzielles Stromprodukt zu vermarkten.

Im ersten Schritt ist zu entscheiden, wer die Versorgung übernimmt. Dies kann zum einen über einen Direktvermarkter als auch ein eigens gegründetes Gemeindewerk erfolgen. Da der Status eines Energieversorgers Pflichten mit sich bringt, deren Einhaltung komplex und Verstöße gegen diese Pflichten schwerwiegend sind, ist es sinnvoll, die Prozesse über einen Direktvermarkter laufen zu lassen. Das Bürgerenergiewerk kann als Energieversorger auftreten, die energiewirtschaftlichen Prozesse wie der Abschluss und das Management von Lieferantenverträgen, die Abrechnung der Stromsteuer und abwicklungstechnisch Konsequenzen liegen beim Direktvermarkter. Auch eine Verbindung mit einer zentralen Wärmeversorgung ist in diesem Zusammenhang möglich.

Steht das Versorgungskonstrukt fest, ist der nächste Schritt die Schaffung der unterschiedlichen Stromtarife. Unterscheiden werden sich die Tarife vor allem in den Preiskonditionen. Während der klassische Versorgungstarif für den Strombedarf der privaten Haushalte bis auf die Marge wenig Spielraum in der Ausgestaltung hat, ergeben sich für den Wärmepumpentarif und den Mobilitätstarif attraktive Möglichkeiten. Der Mobilitätstarif kann zum Laden von Elektrofahrzeugen zu Hause genutzt werden. Der anzuwendende Passus zu abschaltbaren Leistungen in den Preisblättern zu den vorläufigen Netzentgelten Strom der SH Netz ist das 5a Preisblatt sVE - Netzentgelte für steuerbare Verbrauchseinrichtungen gemäß § 14 a EnWG in der Niederspannung. Zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen, von denen im Preisblatt die Rede ist, gehören u. a. Elektro-Speicherheizungen, Elektro- Wärmepumpen, gesteuerte Elektro-Warmwasserspeicher und Elektromobile. Die SH Netz behält sich vor Verbrauchseinrichtungen, die über diesen Passus betrieben werden, abzuschalten. Dafür wird kein Grundpreis pro Jahr für die Netznutzung erhoben und der Arbeitspreis liegt im Jahr 2024 voraussichtlich bei günstigeren 5,89 ct/kWh brutto (SH Netz, 2023). Die Netzentgelte für Entnahmestellen ohne Leistungsmessung liegen bei einem Grundpreis von 113,24 € brutto pro Jahr und einem Arbeitspreis von 14,72 ct/kWh brutto (SH Netz, 2023). Hierdurch besteht die Möglichkeit Tarife anzubieten, die unter dem Standard-Haushaltstarif liegen. Realistisch sind nach Aussage eines lokalen Direktvermarkters Konditionen, die ca. 2 bis 3 Cent unter dem Normaltarif liegen. Da der Strombedarf im Wärmetarif über die Temperaturprognosen besser zu prognostizieren ist als der Bedarf im Mobilitätstarif, können die Tarifkonditionen des Wärmetarifes unter dem des Mobilitätstarifs liegen. Für die Realisierung muss von einem Elektriker oder Elektrikerin ein zweiter Zähler mit Abschaltbox installiert werden, über den der Strom des Tarifs abgerechnet wird.

5.3 Hohenhorn - Szenario 2023

Dieses Szenario zeigt, dass der aktuelle Strombedarf, welcher nach der aktuellen Eigenstromnutzung durch bereits installierte PV-Anlagen noch verbleibt, annähernd mit zusätzlichen PV-Anlagen mit der Leistung von ca. 1 MW_p bilanziell gedeckt werden könnte. Damit ist gemeint, dass die Stromproduktion von zusätzlichen 1 MW_p PV-Anlagen den jährlichen Strombedarf von rund 1.126 MWh zu 90 % decken kann. Es ist auch zu betonen, dass dies nur bilanziell auf ein Jahr gerechnet der Fall ist. Bei Betrachtung der stündlichen Erzeugungs- und Verbrauchswerte wäre ein Autarkiegrad von 42 % und ein Eigenstromnutzungsgrad von 47 % möglich. In Winter- und Herbstmonaten mit geringer solarer Einstrahlung wäre Netzstrom notwendig, welches zu einem jährlichen Netzstrombezug von 648 MWh führt. Im Kontrast dazu würde im Sommer überschüssiger

Strom von 541 MWh ins Netz gespeist werden. Abbildung 49 stellt die entsprechenden monatlichen Kenngröße dieses Szenarios dar.

Wie bereits in Abschnitt 3.2.2 gezeigt wurde, kann dies auch über die potenziell zur Verfügung stehenden Dachflächen in Hohenhorn erfolgen

Tabelle 32: Kennzahlen des Szenarios Hohenhorn 2023

Hohenhorn - Szenario 2023	
Jahr	2023
Strombedarf (ohne aktuelle Eigenbedarfsdeckung durch PV)	1.126 MWh
Strombedarf für zusätzliche individuelle Wärmepumpen (Häuser ohne Wärmenetzanschluss)	0 MWh
Strombedarf für zusätzliche Ladeinfrastruktur	0 MWh
Gesamtstrombedarf	1.126 MWh
Stromerzeugung durch zusätzlichen PV-Anlagen mit 1 MWp	1.019 MWh
Netzstrombezug	648 MWh
Netzstromeinspeisung	541 MWh
Autarkiegrad	42 %
Eigenstromnutzungsgrad	47 %

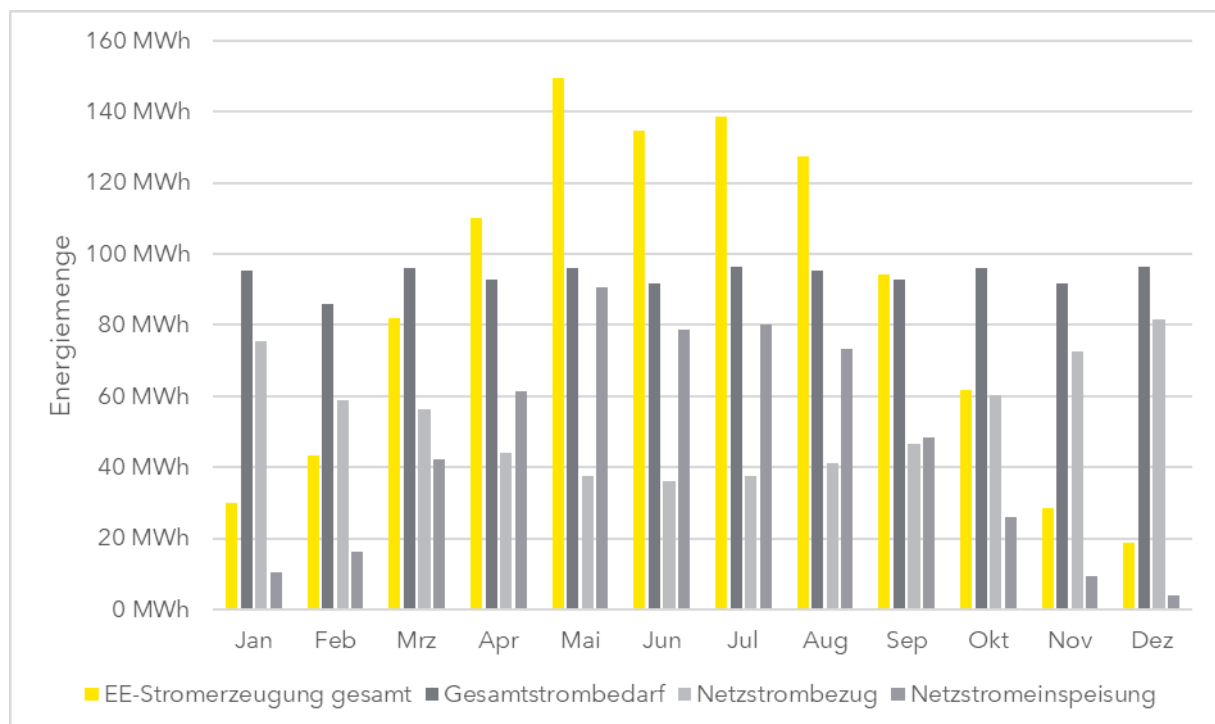


Abbildung 49: Monatliche Energiemengen des Szenarios Hohenhorn 2023 mit zusätzlichen 1 MWp PV-Anlagen

5.4 Hohenhorn - Szenario 2035

Dieses Szenario betrachtet im Vergleich zum vorherigen Szenario zusätzlichen Strombedarf aufgrund von zusätzlichen Wärmepumpen und zusätzlicher Ladeinfrastruktur für die E-Mobilität. Genauer gesagt, geht das Szenario von einer 20-prozentigen Abdeckung des

gesamten Wärmebedarf durch private Wärmepumpen als Alternative zum Wärmenetz aus. Des Weiteren sind in dem Szenario rund 807 MWh Strombedarf für zusätzliche PKW-Ladeinfrastruktur berücksichtigt (vgl. Kapitel 3.4.1 Szenario 3). Neben den zusätzlichen 1 MW_p-PV-Anlagen wären z.B. zwei 250 kW-Kleinwindkraftanlagen notwendig, um in der jährlichen Energiemengenbilanz dem Strombedarf eine annähernd gleiche Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien gegenüberzustellen. Auch in diesem Szenario ist jedoch zu erwähnen, dass dem Stromnetz zum Ausgleich von überschüssigem Strom oder zum Strombezug bei wenig Wind und Sonne eine große Bedeutung zukommt. Der Autarkiegrad entspricht entsprechend 54 %, die Eigenstromnutzung beläuft sich auf 57 %. Durch den Einsatz von Stromspeicher und einer intelligenten Regelung kann dieser Anteil deutlich angehoben werden.

Die monatlichen Energiemengen dieses Szenarios sind in der Abbildung 50 veranschaulicht. Um die Sensitivität der zusätzlichen PV-Leistung und der Anzahl von Kleinwindkraftanlagen auf den Autarkiegrad abzuschätzen, sind im Diagramm der Abbildung 51 entsprechende Kurven eingezeichnet. Es ist zu erkennen, dass mit steigender PV-Leistung und mit mehr Kleinwindkraftleistung der Autarkiegrad zunimmt, jedoch der Zuwachs abschwächt.

Tabelle 33: Kennzahlen des Szenarios Hohenhorn 2023

Hohenhorn - Szenario 2035	
Jahr	2035
Strombedarf	1.126 MWh
Strombedarf für zusätzliche private Wärmepumpen (Häuser ohne Wärmenetzanschluss)	277 MWh
Strombedarf für zusätzliche Ladeinfrastruktur	807 MWh
Gesamtstrombedarf	2.210 MWh
Stromerzeugung durch zusätzlichen PV-Anlagen mit 1 MW _p	1.019 MWh
Stromerzeugung durch zwei 250kW-Kleinkraftanlagen	1.070 MWh
Netzstrombezug	1.024 MWh
Netzstromeinspeisung	903 MWh
Autarkiegrad	54 %
Eigenstromnutzungsgrad	57 %

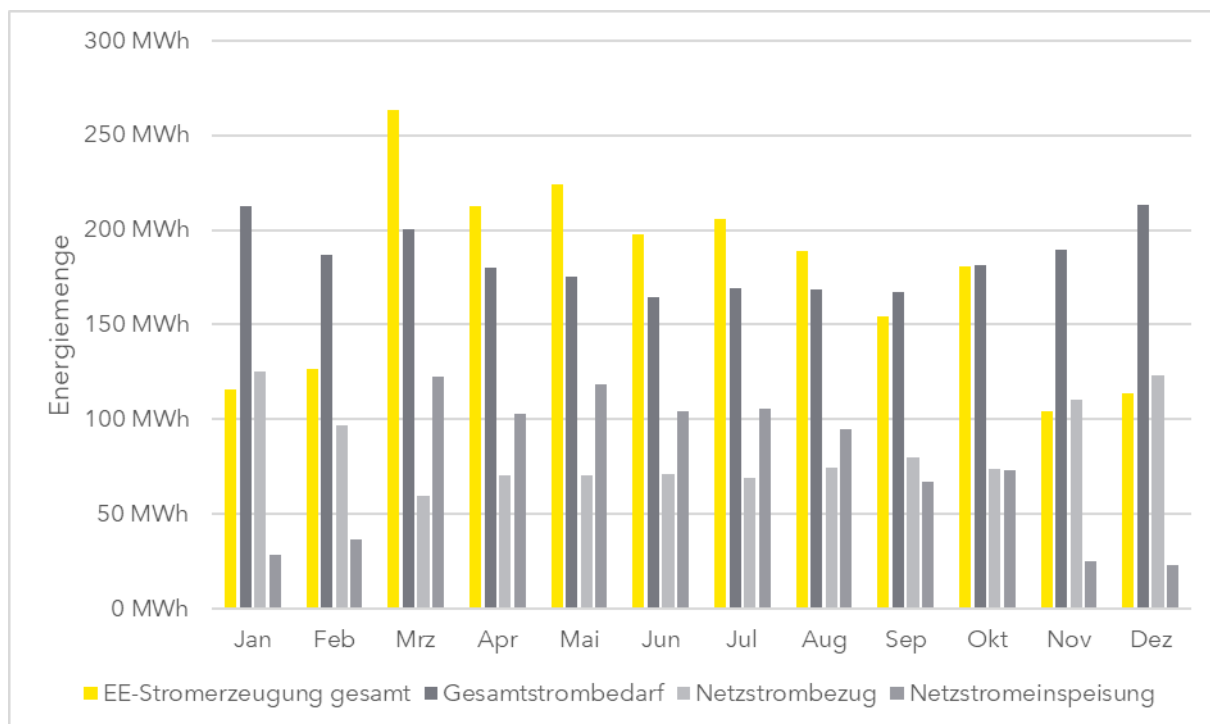


Abbildung 50: Monatliche Energiemengen des Szenarios Hohenhorn 2035 mit zusätzlichen 1 MWp PV-Anlagen und zwei 250kW-Kleinwindkraftanlagen bei gestiegenem Strombedarf durch E-Mobilität und Wärmepumpen

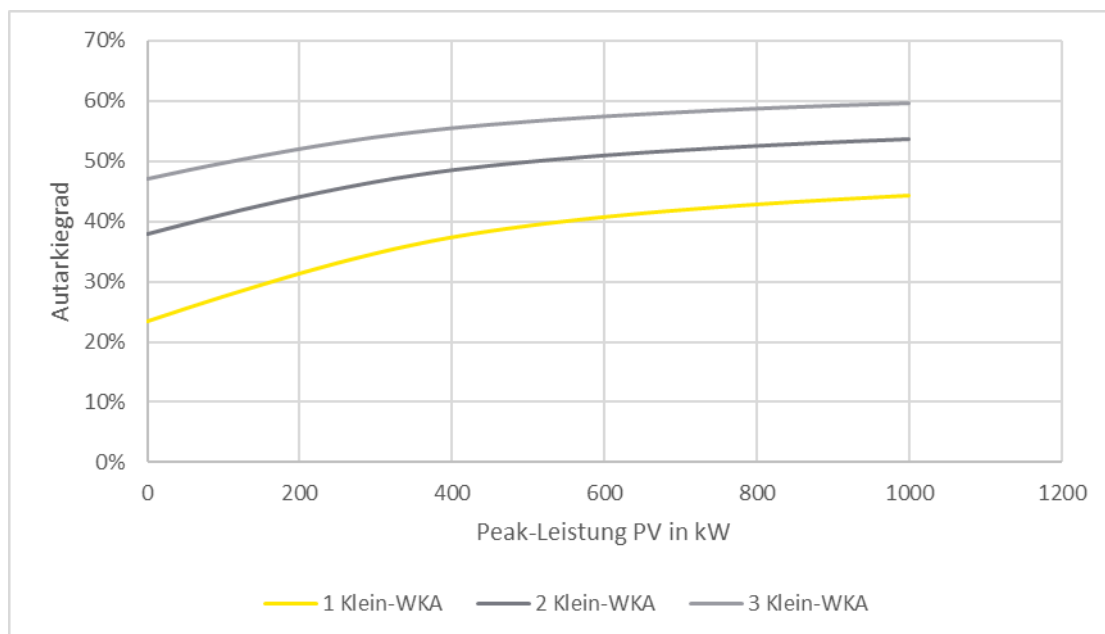


Abbildung 51: Sensitivität des Autarkiegrads in Abhängigkeit von der zusätzlichen PV-Leistung und der Anzahl von Kleinwindkraftanlagen im Szenario Hohenhorn 2035

6. Maßnahmenkatalog

Im Folgenden werden Maßnahmen definiert, die im Rahmen eines Sanierungsmanagements realisiert werden können. Über die Darstellung von maximal drei Bäumen wird die Priorität der jeweiligen Maßnahme beschrieben, wobei drei Bäume die höchste Priorität darstellt.

Wärme		
1.	Wärmenetz: Vorarbeit - Anschlussinteresse an ein mögliches Wärmenetz erfragen - Informationsveranstaltungen und Aufklärungsarbeit zum Thema Wärmenetz leisten - Findung eines Betreibermodells (z. B. Gemeindeenergiewerk) Wärmenetz: Realisieren - Entwurfsplanung - Kundenakquise - Realisierung des Netzes in einzelnen Bauabschnitten	 
2.	Sanierung privater Gebäude - Individuelle Beratungsangebote für Anwohner:innen schaffen - Unterstützung bei der Fördermittelakquise - Dokumentation der Beratungen als Monitoring-Tool - Informationsveranstaltungen	
Strom		
3.	Errichtung Erneuerbarer Energien zur Nutzung im Quartier - Flächen für eigene Kleinwind- oder PV-Anlagen prüfen - Gewinnung lokaler EE-Anlagen zur Stromlieferung für das Quartier - Genehmigungsfähigkeit der akquirierten Flächen prüfen - Umsetzungsbegleitung bei der Errichtung	
4.	Vertrieb Regionaler EE-Produkte - Gründung eines Bürgerenergiewerks / Gemeindewerks - Erstellung des Produktportfolios (Haushaltsstromtarif, Mobilitätstarif und Wärmepumpentarif) - Werbung und Vermarktung	
Mobilität		
5.	Förderung der Elektromobilität innerhalb der Gemeinde - Aufbauen einer Ladeinfrastruktur am Gemeindehaus - Aufklärungskampagnen zur Elektromobilität	
6.	Carsharing - Carsharing-Angebote schaffen - Umfragen und Informationsveranstaltungen zur Bedarfsermittlung organisieren - Evaluierung verschiedener Betreibermodelle	
7.	Radverkehr - Aufbauen eines örtlichen E-Bike-Sharing Angebots - Serviceangebote für Fahrräder schaffen (Reparatur- und Luftpumpstationen)	

Im Bereich der Wärmeversorgung konnte gezeigt werden, dass ein Wärmenetz ausschließlich unter den richtigen Voraussetzungen eine wirtschaftlich sinnvolle Alternative darstellt. Für einen wirtschaftlichen Betrieb eines Netzes sollte mittelfristig eine Anschlussquote von über 80 % erreicht werden. Dies ist ein ambitioniertes Ziel, mit einem ausreichend hohen Vertrauen in der Bevölkerung jedoch möglich. Daher ist ein wichtiger erster Schritt eine Interessensumfrage innerhalb der Gemeinde durchzuführen, mit der gleichzeitig weitere Aufklärungsarbeit zum Thema Wärmenetz betrieben werden sollte. Darüber hinaus ist es ratsam, dass bei der Interessensumfrage bereits ein favorisiertes Betreibermodell besprochen worden ist – dies schafft Vertrauen. Aus diesem Grund wurde der Punkt „Wärmenetz: Vorarbeit“ mit drei Bäumen bewertet. Eine konkrete Planung des Netzes sollte daran anknüpfen und ist daher zum jetzigen Zeitpunkt weniger zu priorisieren.

Neben der Versorgung stellt die Sanierung einen wichtigen Teil der Energiewende dar. Obwohl dieses Thema sehr relevant ist und entsprechend gefördert wird, sind sich viele Menschen unsicher, ob eine Sanierung sinnvoll und wirtschaftlich ist. Energieberatungen, die von der Gemeinde zentral organisiert und beworben werden, können hier entsprechend für Aufklärung sorgen und das Interesse an einer Sanierung anregen.

Im Bereich der Stromversorgung liegen viele Optionen direkt bei den Anwohner:innen. Trotz gestiegener Investitionskosten lassen sich Photovoltaikanlagen auf dem Dach auch heute noch wirtschaftlich darstellen. Insgesamt günstiger sind Freiflächen-Anlagen. Auf lange Sicht kann die Gemeinde über eigene Kleinwindkraftanlagen und Photovoltaikanlagen nachdenken, um die Autarkie des Dorfes zu erhöhen. Dieser Strom könnte über eigene Bürgerenergiewerke vermarktet werden – dabei kann auch in größeren Maßstäben gedacht werden, um über Hohenhorn hinaus im Kreis Herzogtum Lauenburg erneuerbare Potenziale zu nutzen und ein Angebot aus lokal erzeugtem Strom für alle Gemeinden im Kreis zu schaffen.

Bei der Mobilität kann die Gemeinde öffentliche Ladesäulen im Gemeindegebiet schaffen. Eine geeignete Stelle wäre beispielsweise das Gemeindehaus. Darüber hinaus sollte die Gemeinde über Carsharing Angebote nachdenken. Effiziente Verkehrsmittel sind nur ein Teil der Energiewende. Um eine nachhaltige Mobilität zu erreichen, muss die Anzahl der Autos reduziert werden. Ein Carsharing-Angebot kann den Anwohner:innen zeigen, dass der Menschen für den Alltag keinen eigenen PKW benötigen und Carsharing eine sinnvolle Alternative darstellt.

7. Umsetzungshemmnisse und Lösungsansätze

7.1 Energetische Sanierung

Die Umsetzungshemmnisse im Bereich der Sanierung wurden in die vier Kategorien „Persönliche“, „Finanzielle“, „Bauliche“ und „Sonstige“ aufgeteilt. Als persönliche Hemmnisse werden solche angesehen, die die Bedenken der Immobilienbesitzer zu Durchführung und Ergebnissen der Energieeffizienzmaßnahmen beschreiben. Finanzielle Hemmnisse beschreiben ökonomische Gesichtspunkte und die finanzielle Ausgangssituation der Immobilienbesitzer. Bauliche Hemmnisse betreffen die Umsetzbarkeit der Maßnahmen, die durch Auflagen oder bautechnische Gründe eingeschränkt wird.

Da die Überwindungsmöglichkeiten oft mehrere dieser Bereiche betreffen, wurden diese zusammenhängend als allgemeine Lösungen formuliert.

Persönliche Hemmnisse

- Fehlendes Problembewusstsein: Energetischer Zustand des Gebäudes ist nicht bekannt
- Fehlendes Interesse an einer energetischen Sanierung
- Vorurteile gegenüber anderen Technologien
- Sorge vor mangelhaft ausgeführten Arbeiten oder Bauschäden während der energetischen Sanierung
- Angst vor einer schlechten und nicht unabhängigen Beratung
- Befürchtung, dass das gewünschte Ergebnis durch die energetische Sanierung nicht erreicht wird und hohe Investitionskosten durch geringere Einsparungen nicht entsprechend entlohnt werden
- Unterschätzung des Einsparpotenzials
- Fehlendes Umweltbewusstsein
- Überforderung beim Angehen an das Thema (Förderung, technische, finanzielle und zeitliche Aspekte)
 - Unübersichtlich und undurchsichtig
 - Bei Förderung der Gebäudehülle ist eine externe Beratung Voraussetzung

Finanzielle Hemmnisse

- Zu hohe Investitionskosten
- Lange Amortisationszeiten und Ungewissheit darüber, ob man in diesem Zeitraum die Maßnahme noch ausreichend nutzen kann
- Dringlichere Bauvorhaben müssen umgesetzt werden

Überwindungsmöglichkeiten

- Kostenlose energetische Erstberatungen mit individuellen Sanierungsvorschlägen
- Aufzeigen des Komfortgewinns anhand bereits sanierter Immobilien
- Informationsveranstaltungen oder Flyer zu:
 - Vorteile und Möglichkeiten einer energetischen Sanierung
 - Darstellen der finanziellen Anreize und Fördermöglichkeiten
 - Aufzeigen typischer und einfacher Sanierungen
- Unterstützung bei der Antragstellung von Fördermitteln
- Zusätzliche kommunale Angebote zur finanziellen Förderung und Beratung energetischer Sanierungsmaßnahmen

7.2 Zentrale Wärmeversorgung

Wie bereits bei den Hemmnissen der energetischen Sanierung werden die Hemmnisse eines Wärmenetzes in unterschiedliche Kategorien aufgeteilt. Persönliche Hemmnisse stellen eben jene dar, die Anwohner:innen an einem Anschluss an das Wärmenetz hindern. Unter sonstige Hemmnisse werden alle baulichen und finanziellen Hemmnisse bei der Planung und Errichtung eines Wärmenetzes aus Betreibersicht zusammengefasst.

Persönliche Hemmnisse

- Akzeptanz
- Vorurteile gegenüber neuen Technologien
- Fehlendes Interesse am Thema – kein ausreichendes Verständnis für die Funktion eines Wärmenetzes und als Folge Angst um Versorgungssicherheit
- Fehlendes Umweltbewusstsein
- Unterschätzung des finanziellen Einsparpotenzials durch Wegfallen von Reinvestitionen, Wartungs- und Schornsteinfegerkosten

Sonstige Hemmnisse

Der Austausch einer Heizung durch eine neue Anlage, ob Wärmepumpe, Pelletkessel oder Anschluss an ein Wärmenetz, ist immer mit entsprechenden Investitionen verbunden.

- Investitionskosten für den Anschluss an das Wärmenetz
- Eine geringe Anschlussquote sorgt für eine Unwirtschaftlichkeit des Wärmenetzes

Überwindungsmöglichkeiten

Ein wichtiger Teil bei der Überwindung der vorgestellten Hemmnisse stellt die Aufklärung über eine mögliche Wärmenetzplanung dar. Über Informationsaushänge, Kampagnen und Infoabende kann Anwohner:innen die Unsicherheit bei dem Thema genommen und so die Akzeptanz erhöht werden. Darüber hinaus kann sich die Gemeinde in einem frühen Stadium der Projektentwicklung mit öffentlichen Liegenschaften für einen Anschluss an das Wärmenetz entscheiden, oder sich bestenfalls an einer möglichen Betreibergesellschaft beteiligen. So wird eine entsprechende Signalwirkung innerhalb der Gemeinde erzeugt.

7.3 Strom

In Abschnitt 5 sind für private Haushalte und die gesamte Gemeinde Möglichkeiten für eine nachhaltigere, lokale Stromversorgung aufgezeigt worden. Folgende Hemmnisse sind dabei wesentlich:

- Marktlage PV: Aktuell sind die Preise für Module stark gestiegen. Je nach Lage, Verschattung und Verbrauch sind eigene PV-Anlage aktuell unter Umständen nicht wirtschaftlich
- Umsetzung Bürgerenergiewerk: Stakeholder finden, einbinden und verantworten (koordinativer Aufwand)

7.4 Mobilität

Im Bereich der Mobilität werden die Hemmnisse nach individueller Personenkraftverkehr, ÖPNV sowie Carsharing unterteilt.

Individueller Personenkraftverkehr

- Angst vor fehlender oder nicht ausreichender Ladeinfrastruktur

- Befürchtung, dass die Reichweite des Fahrzeugs nicht ausreichend ist
- Aktuell weisen E-Fahrzeuge ein deutlich höheres Investment als herkömmliche Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor auf
- Lieferschwierigkeiten

ÖPNV

- Komforteinbußen durch Abhängigkeit von Fahrplänen
- Fehleinschätzung bei der Höhe der Kosten
→ Fahrtkosten werden häufig nicht mit den Gesamtkosten einer eigenen Fahrzeughaltung, sondern mit aktuellen Brennstoffpreisen verglichen
- Angst vor nicht ausreichender Verfügbarkeit

Carsharing

- Verantwortlichkeiten (Das Angebot muss organisiert werden)
- Abschreckung durch logistischen Aufwand (zusätzliche App, buchen, hinfahren, ...)
- Akzeptanz von Carsharing Angeboten
→ Aufklärung und Werbung, Erfahrungsaustausch

7.5 Allgemeine Hemmnisse

- Aktive Akteure vor Ort (Kümmerer vor Ort)
- Verfügbarkeit Ressourcen (Mensch wie Rohstoff)
→ frühzeitige, langfristige Planung sowie kurze Entscheidungswege
- Unsicherheit am Markt: Preisentwicklungen

8. Umsetzung

Zentrales Element der Umsetzung ist das sich direkt anschließende Sanierungsmanagement. Die in diesem Bericht formulierten und priorisierten Maßnahmen sollten zunächst einzelnen Arbeitsgruppen, sogenannten Peer Groups, zugeordnet werden. Die Peer Groups gehen aus den Reihen der Lenkungsgruppe und engagierter Bürger_innen hervor. Die Vorteile sind eine größere Akzeptanz der Bürger:innen, eine Entkopplung von Änderungen in der Zusammensetzung des Gemeinderates und eine Entlastung des Sanierungsmanagements als solchem.

Das zweite Element der Umsetzung sind die regionalen und überregionalen externen Firmen, die im hohen Maße kooperieren müssen und für eine wirklich integrierte Quartiersversorgung übergeordnet gesteuert werden müssen. Diese Steuerung ist Aufgabe der Gemeindeverwaltung. Die Förderung der KfW hat hier ein unterstützendes Element, das Sanierungsmanagement etabliert, welches genau für diese Aufgabe von der Gemeinde eingesetzt werden sollte. Als Kontrollinstanz soll hier immer die Lenkungsgruppe agieren.

8.1 Öffentlichkeitsarbeit

Die Öffentlichkeitsarbeit ist ein zentraler Punkt in jedem energetischen Quartierskonzept und Sanierungsmanagement. Sie schafft eine positive Wahrnehmung und Verbindung zwischen der Lenkungsgruppe und den Anwohner:innen. Durch gezielte Kommunikation kann die Lenkungsgruppe aktuelle Themen und Probleme effizient vermitteln und Vertrauen der innerhalb der Gemeinde gewinnen.

Ein weiterer wichtiger Aspekt ist die Schaffung von Bewusstsein und Verständnis für bestimmte Themen oder Anliegen. Durch eine durchdachte Öffentlichkeitsarbeit können komplexe Sachverhalte, wie die Planung eines Wärmenetzes, verständlich erklärt und die Akzeptanz für bestimmte Ideen oder Standpunkte gestärkt werden. Darüber hinaus trägt eine erfolgreiche Öffentlichkeitsarbeit zur Krisenprävention bei, indem potenzielle Missverständnisse frühzeitig adressiert und aufgeklärt werden.

Innerhalb der Lenkungsgruppe sollten die Mitglieder unterschiedliche Bereiche verantworten. Ein Bereich sollte dabei die Öffentlichkeitsarbeit sein.

Folgende Instrumente können für eine erfolgreiche Öffentlichkeitsarbeit genutzt werden:

- Öffentliche Informationsveranstaltungen
- Pressemitteilungen
- Flugblätter
- Soziale Medien
- Plakate im Gemeindehaus

8.2 Controlling-Konzept

Als übergeordnete Kenngrößen des Projekterfolges sollte die Reduktion des CO₂-Austoßes stehen. Eine fortlaufende Kontrolle und Aktualisierung der Energie- und CO₂-Bilanz sind ein guter Weg, um den Erfolg der vorgeschlagenen Maßnahmen zu dokumentieren. In einem nachgelagerten Sanierungsmanagement sollte eine regelmäßige Erfolgskontrolle durchgeführt werden. Hier schlagen wir eine Kooperation mit dem CO₂-Compass (<https://co2compass.org/>) vor. Der CO₂-Compass ist eine Initiative, die sich das Ziel gesetzt hat, die Erfolge der Energiewende in Kommunen in einer App zu visualisieren, um so der Gemeindeverwaltung und den Bürger_innen ein motivierendes und gleichzeitig kontrollierendes Werkzeug in die Hand zu geben.

Ziele und Erfolge aus den einzelnen Bereichen sollten regelmäßig an die Bürger:innen kommuniziert und auf Kanälen der Gemeinde veröffentlicht werden.

8.2.1 Gebäudesanierung

Die lückenlose Kontrolle des Fortschritts bei der Quartierssanierung gestaltet sich als herausfordernd. Ein aussagekräftiger Indikator für den Sanierungserfolg kann beispielsweise der Bestand an Wärmeerzeugungsanlagen im Quartier sein. Diese lassen sich durch den Schornsteinfeger erfassen und jährlich miteinander vergleichen. Die Art des Brennstoffs und die Leistung der Anlagen können Aufschluss über die CO₂-Einsparungen durch energetische Gebäudesanierung geben.

Es wird außerdem empfohlen, regelmäßig beim Gasnetzbetreiber aktuelle Bezugsdaten einzuholen. Dabei sollten die Anzahl der Anschlussstellen und der verbrauchten Gasmenge analysiert werden. Ein Rückgang der Anschlussstellen könnte auf eine Zunahme regenerativer Wärmeerzeugung oder Wärmepumpen hindeuten. Gleichzeitig zeigt ein Rückgang des Gasverbrauchs bei gleichbleibender Anzahl von Anschlussstellen eine verstärkte Umsetzung von Sanierungsmaßnahmen an der Gebäudehülle an.

8.2.2 Wärmenetz

Im Wärmenetz ist ein Controlling der laufenden Maßnahmen in verschiedener Hinsicht möglich. Zum einen kann die Entwicklung der Anzahl der Anschlussstellen als Kennzahl betrachtet werden, genau wie die Anzahl der erschlossenen Gebiete. Die primäre Entwicklung der Anschlussstellen wird vom Wärmenetzbetreiber überwacht und auch berichtet. So kann zum einen abgeschätzt werden, welcher Anteil der Gemeinde an das Netz angeschlossen ist und ob die selbst gesetzten Ziele hinsichtlich der Anschlussquote erreicht werden. Außerdem sollte die Wärmeversorgung hinsichtlich der Energieträger überwacht werden. Auf diese Weise kann überprüft werden, ob der tatsächliche Erzeugungsmix den ursprünglichen Annahmen entspricht.

8.2.3 Strom

Beim Controlling des Stromteils kann als erster Schritt die Anzahl und Leistung der installierten PV-Anlagen innerhalb der Gemeinde evaluiert und im zeitlichen Verlauf dargestellt werden. Über den Netzbetreiber kann darüber hinaus der Stromverbrauch innerhalb der Gemeinde ausgewertet werden. Diese Auswertungen können ebenfalls, mit Angabe der eingesparten CO₂-Menge im Vergleich zu den Vorjahren veröffentlicht werden.

8.2.4 Mobilität

Im Bereich der Mobilität können die jährlichen Berichte des Kraftfahrt-Bundesamts für das Gemeindegebiet und den Kreis ausgewertet werden. Darüber hinaus kann die Stromabnahme an öffentlichen Ladesäulen dokumentiert und veröffentlicht werden.

8.3 Sanierungsmanagement

Das Sanierungsmanagement kann genutzt werden, um die vorgeschlagenen Maßnahmen in die Umsetzung zu bringen und sollte im Anschluss an das energetische Quartierskonzept starten. Die Aufgaben des Sanierungsmanagements umfassen beispielsweise:

- Gesamtkoordination bei der Umsetzung
- Vernetzung mit Akteuren vor Ort
- Bürgerbeteiligung durch Informations- und Öffentlichkeitsarbeit
- Beratung vor Ort

Literaturverzeichnis

- ADAC. (2023). Von <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/tests/stromverbrauch-elektroautos-adac-test/> abgerufen
- ADAC. (2023). *Elektroautos und Ladeverluste*. Von <https://www.adac.de/rund-ums-fahrzeug/elektromobilitaet/laden/ladeverluste-elektroauto-studie/> abgerufen
- ADFC. (kein Datum). *Allgemeiner Deutscher Fahrrad-Club - Förderung kommunaler Radverkehrsinfrastruktur*. Von <https://www.adfc.de/artikel/foerderung-kommunaler-radverkehrsinfrastruktur> abgerufen
- AEE. (2023). *Tiefengeothermie*. Von Agentur für Erneuerbare Energien: <https://www.unendlich-viel-energie.de/erneuerbare-energie/erdwaerme/tiefengeothermie> abgerufen
- BAFA. (15. September 2022). *Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. Von Bundesförderung für effiziente Wärmenetze*: https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html abgerufen
- BDEW. (2016). *Leitfaden - Abwicklung von Standardlastprofilen Gas*. Berlin: Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft.
- BMWi. (18. Juni 2021). *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Von Angewandte nichtnukleare Forschungsförderung im 7. Energieforschungsprogramm*: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/B/bekanntmachung-forschungsfoerderung-im-7-energieforschungsprogramm.pdf?__blob=publicationFile&v=3 abgerufen
- BMWi. (2021). *Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland* 3.
- BMWK. (01. September 2021). *Investive Kommunale Klimaschutz- Modellprojekte*. Von <https://www.klimaschutz.de/de/foerderung/foerderprogramme/investive-kommunale-klimaschutz-modellprojekte> abgerufen
- Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle. (1. Januar 2023). *Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG EM)*.
- Bundesministerium der Justiz. (2023). *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023)*.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz. (2023). *Gebäudeenergiegesetz*.
- Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen. (2023). *Marktstammdatenregister*.
- Bundesverband Kleinwindanlagen. (2022). *Aktuelle Rechtslage in den einzelnen Bundesländern - Übersicht über das Bauordnungsrecht der Bundesländer*. Von <https://bundesverband-kleinwindanlagen.de/recht/>. abgerufen
- Der Ministerpräsident des Landes Schleswig-Holstein - Staatskanzlei. (2020). *Teilaufstellung des Regionalplans für den Planungsraum III Kapitel 5.7 (Windenergie an Land)*. Von <https://www.schleswig->

- holstein.de/DE/fachinhalte/L/landesplanung/raumordnungsplaene/raumordnungsplaene_wind/fh_teilfortschreibung_lep_wind_RP3.html abgerufen
- DESTATIS. (2023). *Stromerzeugung 2022: Ein Drittel aus Kohle, ein Viertel aus Windkraft*, Pressemitteilung Nr. 090 vom 9. März 2023. Von https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2023/03/PD23_090_43312.html abgerufen
- Deutscher Wetterdienst. (2017). *Testreferenzjahre (TRY)*.
- Deutsches Institut für Urbanistik. (2023). *Klimaschutz in Kommunen*. Von <https://leitfaden.kommunaler-klimaschutz.de/> abgerufen
- Dörpsmobil SH. (15. 11 2023). Von <https://www.doerpsmobil-sh.de/unsere-idee> abgerufen
- enArgus. (2022). *Silikagel*. Abgerufen am 19. 10 2023 von https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d11561-2/*/*Silikagel.html?op=Wiki.getwiki
- enArgus. (2023). *Thermochemische Speicher*. Abgerufen am 17. 10 2023 von https://www.enargus.de/pub/bscw.cgi/d12752-2/*/*Thermochemischer%20Speicher.html?op=Wiki.getwiki
- Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014. (21. 06 2014).
- Europäische Kommission. (2022). *Photovoltaic Geographical Information System*. Von https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/de/ abgerufen
- Frauenhofer ISE. (14. Februar 2020). *PVT - Status Quo für den Anwendermarkt*. Von https://www.getec-freiburg.de/fileadmin/content/GETEC/PDF_Dokumente/Vortraege_2020/FR_PVT_KramerK_final_V2.pdf abgerufen
- Gantenbein, P., & Frei, U. (2000). *Zeolithspeicher- Zeolithspeicher in der thermischen Solartechnik: Machbarkeit und Potential*. Rapperswil: Bundesamt für Energie.
- GEG. (8. August 2020). *Gesetz zur Einsparung von Energie und zur Nutzung erneuerbarer Energien zur Wärme- und Kälteerzeugung in Gebäuden*.
- Geothermisches Informationssystem. (2022). *GeotisApp*. Abgerufen am 12. 10 2023 von <https://www.geotis.de/GeotisApp/Geotis.php>
- GIH. (2023). *Gebäudeenergieberater Ingenieure Handwerker Bundesverband*. Abgerufen am 17. Oktober 2023 von <https://www.gih.de/bundesfoerderung-effiziente-gebaeude/#1689052762543-e6d51f38-fdac>
- Greenhouse Media GmbH. (2023). *Photovoltaik Freiflächenanlagen*. Von <https://photovoltaik.org/photovoltaikanlagen/beispiele/freiflaechenanlage/> abgerufen
- Innenministerium und MELUND. (2021). *Grundsätze zur Planung von großflächigen Solar-Freiflächenanlagen im Außenbereich*. Von Grundsätze zur Planung von großflächigen Solar-Freiflächenanlagen im Außenbereich: <https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/S/stadtenwicklung->

- staedtebau/Downloads/erlass_SolarFreiflaechenanlagen.pdf?__blob=publicationFile&v=1 abgerufen
- Insitut für Energie- und Umweltforschung. (2014). *Empfehlungen zur Methodik der kommunalen Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland*.
- Integriertes Klimaschutzkonzept. (2013). Von Integriertes Klimaschutzkonzept für das Amt Hohe Elbgeest und die 10 amtsangehörigen Gemeinden. abgerufen
- ISI, F. (2020). *Reale Nutzung von Plug-in-Hybrid-Elektrofahrzeugen*. Von https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cce/2020/PHEV_ICCT_FraunhoferISI_Policy_Brief_DE.pdf abgerufen
- Kopernikus-Projekt Ariadne. (2021). *Ariadne-Report: Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. Von https://ariadneprojekt.de/media/2021/10/Ariadne_Szenarienreport_Oktober2021_Kapitel3_Waermewende.pdf abgerufen
- Kraftfahrt-Bundesamt. (23. Juni 2021). *Entwicklungen der Fahrleistungen nach Fahrzeugarten seit 2016*. Abgerufen am 13. September 2023 von https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/2020/2020_vk_kurzbericht.html
- Kraftfahrt-Bundesamt. (1. Januar 2023). Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Zulassungsbezirk. Abgerufen am 15. Juli 2022 von https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/Umwelt/umwelt_node.html
- Kraftfahrt-Bundesamt. (1. Januar 2023). Fahrzeugzulassungen (FZ) - Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Gemeinden. Abgerufen am 5. Juli 2022 von https://www.kba.de/DE/Statistik/Fahrzeuge/Bestand/ZulassungsbezirkeGemeinden/zulassungsbezirke_node.html
- LLUR. (2011). *Leitfaden zur geothermischen Nutzung des oberflächennahen Untergrundes*. Flintbek: Landesamt für Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein (LLUR).
- MELUND. (28. 06 2023). *DigitalerAtlasNord*. Von Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und Digitalisierung: <https://danord.gdi-sh.de/viewer/resources/apps/Anonym/index.html?lang=de#/> abgerufen
- MELUND. (28. 06 2023). *DigitalerAtlasNord*. Von Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und Digitalisierung: <https://danord.gdi-sh.de/viewer/resources/apps/Anonym/index.html?lang=de#/> abgerufen
- Ministerium für Inneres, I. R. (01. 09 2021). *Grundsätze zur Planung von großflächigen Solar-Freiflächenanlagen im Außenbereich*. Von https://www.schleswig-holstein.de/DE/fachinhalte/S/stadtenwicklung-staedtebau/Downloads/erlass_SolarFreiflaechenanlagen.pdf?__blob=publicationFile&v=1 abgerufen
- Ministeriums für Inneres, I. R. (01. 09 2021). *Grundsätze zur Planung von großflächigen Solar-Freiflächenanlagen im Außenbereich*. Von Grundsätze zur Planung von

- großflächigen Solar-Freiflächenanlagen im Außenbereich. Gemeinsamer Beratungserlass des Ministeriums für Inneres, ländliche Räume, Integration und Gleichstellung und des Ministeriums für Energie, Landwirtschaft, Umwelt Natur und abgerufen
- PV GIS. (2023). *Photovoltaic Geographical Information System (Europäische Union (1995-2023))*. Von https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en abgerufen
- Quaschnig, V. (2013). *Regenerative Energiesysteme*. München: Hanser.
- Quaschnig, V. (2022). *Regenerative Energiesysteme*. München: Carl Hanser Verlag München.
- RLSH. (2. Mai 2023). Von Richtlinie zur Förderung nachhaltiger Wärmeversorgungssysteme. abgerufen
- Schleswig-Holstein, Ministerium für Inneres, Kommunales, Wohnen und Sport. (19.. 12. 2023). Hintergrundinformationen: Eckpunkte der Windenergieplanung. Kiel, Schleswig-Holstein, Deutschland.
- SH Netz. (2023). *Preisblatt Netzentgelte Strom*. Von https://www.sh-netz.com/content/dam/revu-global/sh-netz/Documents/Schleswig-Holstein-Netz/Netzentgelte/Strom/Allgemeine-Netzentgelte/2024_netzentgelte/vorl%C3%A4ufige%20Netzentgelte%20Strom%20ab%2001.01.2024.pdf abgerufen
- Solarthermalworld. (8. Dezember 2021). Abgerufen am 2. August 2022 von <https://solarthermalworld.org/news/between-three-and-eight-million-heat-pumps-2030/>
- statista. (2021). *Bevölkerung in Deutschland nach Anzahl der PKW im Haushalt von 2018 bis 2021*. Von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/172093/umfrage/anzahl-der-pkw-im-haushalt/> abgerufen
- Statista. (2023). *Durchschnittlicher Kraftstoffverbrauch der in Deutschland zugelassenen PKW in den Jahren von 2011 bis 2021*. Von <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/484054/umfrage/durchschnittsverbrauch-pkw-in-privaten-haushalten-in-deutschland/> abgerufen
- Statistisches Bundesamt. (2011). *Zensus 2011*.
- Stober, I. (2016). *Tiefe Geothermie - Grundlagen und Nutzungsmöglichkeiten in Deutschland*. Hannover: Leibnitz-Institut für Angewandte Geophysik (LIAG=).
- TGA-Praxis. (12. Mai 2022). PVT-Wärmepumpensysteme für Mehrfamilienhäuser. Abgerufen am 2. August 2022 von https://www.tga-praxis.de/sites/default/files/public/data-fachartikel/MGT_2022_05_PVT-Waermepumpensysteme-_fuer-Mehrfamilienhaeuser_12-15.pdf
- Uhland, T. S., Sutter, J., & Vogtmann, M. (2020). *Photovoltaik in Kommunen - Solarenergie sinnvoll einsetzen*. Stuttgart: Photovoltaik Netzwerk Baden-Württemberg.

- Umweltbundesamt. (2021a). *Radverkehr*. Von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/verkehr/nachhaltige-mobilitaet/radverkehr#vorteile-des-fahrradfahrens> abgerufen
- Umweltbundesamt. (2021b). *Vergleich der durchschnittlichen Emissionen*. Von <https://www.umweltbundesamt.de/bild/vergleich-der-durchschnittlichen-emissionen-0> abgerufen
- Umweltbundesamt. (2023). *Emissionsfaktoren für Verkehrsmittel*. Abgerufen am 13. 9 2023
- Umweltbundesamt. (06. November 2023). *Erneuerbare Energien in Zahlen*. Von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/erneuerbare-energien-in-zahlen#uberblick> abgerufen
- Umweltbundesamt. (2023). *Photovoltaik*. Von <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/photovoltaik#photovoltaik> abgerufen
- Umweltbundesamt. (2023). *Projektionsbericht 2023 für Deutschland*. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11740/publikationen/2023_08_21_climate_change_39_2023_projektionsbericht_2023_0.pdf abgerufen
- Umweltbundesamt. (2023a). *Emissionsfaktoren für Verkehrsmittel*. Von https://www.umweltbundesamt.at/fileadmin/site/themen/mobilitaet/daten/ekz_fzk_m_verkehrsmittel.pdf abgerufen
- Umweltbundesamt. (2023b). *Projektionsbericht 2023 für Deutschland*. Von https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/11740/publikationen/2023_08_21_climate_change_39_2023_projektionsbericht_2023_0.pdf abgerufen
- VDEW. (1999). *Representative VDEW-Lastprofile*. Frankfurt (Main): Verband der Elektrizitätswirtschaft e. V.
- VDEW. (2000). *Zuordnung der VDEW-Lastprofile zum Kundengruppenschlüssel*. Verband der Elektrizitätswirtschaft e.V.
- Verein Deutscher Ingenieure. (2012). *Von Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung*. abgerufen