hochschule 21

Technical Report Nr. 25, 2026

EnQuaFlex – Energiewendedienlicher Quartiersbetrieb durch gemeinschaftliche Flexibilitätskoordination

Wirtschaftliche Bewertung der Wärmeversorgung eines realen Effizienzhaus-40-Plus-Quartiers unter eingeschränkter PV-Erzeugung nach VDI 2067 – Analyse der Wärmepumpenversorgung und theoretischer Vergleich mit einer Direktstromheizung

Dipl.-Kfm. Denis Neiwert,

Prof. Dr.-Ing. Nicolei Beckmann

hochschule 21 – Technical report

Buxtehude:
Hochschule 21 gemeinnützige GmbH
Staatlich anerkannte private Fachhochschule
Harburger Straße 6
21614 Buxtehude

Telefon: + 49 4161 648 124
Fax: +49 4161 648 123
E-Mail: bibliothek@hs21.de
http://www.hs21.de

ISSN 2196-5153

Kurzfassung

Im folgenden Dokument wird die Wirtschaftlichkeit zweier Varianten der Wärmeerzeugung für eine aus den realen Betriebs- und Gebäudedaten eines Effizienzhaus-40-Plus-Quartiers abgeleitete kalkulatorische Wohneinheit untersucht. Die ökonomische Betrachtung erfolgt nach VDI 2067 über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren und berücksichtigt die Investitions-, verbrauchs- und betriebsgebundenen Kosten sowie erforderliche Reinvestitionen von Komponenten mit kürzerer Nutzungsdauer. Die Studie stellt fest, dass bei hohem energetischen Baustandard des Gebäudes sowohl die Wärmepumpenheizung als auch eine Direktstromheizung effizient betrieben werden können, sofern keine externen, einschränkenden Eingriffe in den Betrieb der regenerativen Energieerzeugung stattfinden. Allerdings reagieren beide Konzepte unterschiedlich stark aufsteigende Energiekosten. Während die Wärmepumpenlösung durch ihre Effizienz zu überschaubaren Kostensteigerungen für die Wärmeerzeugung führt, reagiert die Direktheizung besonders stark auf die Einschränkung der PV-Erzeugung und exogene Preisschocks auf dem Energiemarkt.

Inhaltsverzeichnis

Kurzfassung i
Inhaltsverzeichnis ii
Tabellenverzeichnis iii
1 Einführung 1
2 Einführung in die Wirtschaftlichkeitsanalyse nach VDI 2067 3
3 Autarkie/Resilienz 6
4 Stromkosten der Eigenversorgung im Quartier 8
5 Ermittlung der Kosten der Wärmeerzeugung 13
5.1 Parameter Kalkulatorische Wohneinheit 13
5.2 Kostengruppe Kapitalgebundene Kosten im Detail 14
5.2.1 Wärmeerzeugung (Kernanlage) 14
5.2.2 Hydraulik und Anlagenanbindung 14
5.2.3 Wärmeverteilung und Wärmeübergabe 15
5.2.4 Warmwasserbereitung 15
5.2.5 Elektrotechnik 15
5.2.6 Gesamte kapitalgebundene Kosten 16
5.3 Kostengruppen Übersicht 16
5.3.1 Kapitalgebundene Kosten 16
5.3.2 Verbrauchsgebundene Kosten 17
5.3.3 Betriebsgebundene Kosten 17
5.3.4 Sonstige Kosten 17
5.3.5 Erträge 18
5.3.6 Jährliche Gesamtkosten und Wärmeerzeugungskosten 18
5.3.7 Zwischenergebnisse 19
6 Gegenvergleich Direktstromheizung 21
7 Energiekostensensitivitäten 23
8 Schlussfolgerung 25
Literaturverzeichnis 27

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ergebnistabelle Autarkie 6
Tabelle 2: Übersicht Parameter kalkulatorische Wohneinheit 8
Tabelle 3: Abschätzung der Anschaffungskosten der Photovoltaikanlagen mit Speicher 9
Tabelle 4: Annahmen für die Kalkulation 10
Tabelle 5: Kalkulationsmatrix nach VDI 2067 11
Tabelle 6: Parameterübersicht kalkulatorische WE 2025 und der Referenzfall 13
Tabelle 7: Übersicht Kostengruppe A. Kapitalgebundene Kosten 16
Tabelle 8: Übersicht Kostengruppenrechnung 2025 und Referenzfall 19
Tabelle 9: Übersicht Kostengruppenrechnung für Direktstromheizung und Referenzfall 21
Tabelle 10: Energiekostensensitivitäten 23

1 Einführung

Das Objekt der vorliegenden Untersuchung ist ein Quartier mit 18 Wohneinheiten in der ländlich geprägten Region Nordniedersachsens. Die Wohnhäuser wurden 2023/24 als Einfamilienhäuser erbaut, unter dem zum Bauantrag geltenden Anforderungen eines KfW-Effizienzhauses 40 Plus. Alle Wohneinheiten sind mit Wärmepumpen, Solaranlagen, aktiven Lüftungsanlagen und Wallboxen unterschiedlicher Hersteller ausgestattet und erreichen einen Primärenergiebedarf von ~30 % zum Referenzhausverfahren nach dem GEG2024. Die Versorgung der elektrischen Energie erfolgt im Quartier über ein eigenes Quartiersnetz, welches über einen zentralen EZA-Regler mit dem lokalen Versorgungsnetz verbunden ist. Zusätzlich steht dem Quartier ein zentraler Quartiersspeicher zur Verfügung mit einer Kapazität von 144 kWh und einer maximalen Lade-/Entladeleistung von 2 x 22 kW. Von den 18 Wohneinheiten sind 15 der dachseitig montierten Photovoltaikanlagen direkt mit dem elektrischen Quartiersnetz gekoppelt, die übrigen drei Wohneinheiten heben sich durch eine eigenbedarfsoptimierte Betriebsführung mit eigenem dezentralem elektrochemischem Speicher und direkter Hauseinspeisung der PV-Anlagen ab.

Im Rahmen des Projekts EnQuaFlex – Energiewendedienlicher Quartiersbetrieb durch gemeinschaftliche Flexibilitätskoordination werden die Wohneinheiten während der dreijährigen Projektlaufzeit datentechnisch fortlaufend erfasst und ausgewertet. Das Ziel des Vorhabens ist es, ressourceneffiziente Technologien mit einer energiewende-, netz- und quartiersdienlichen Betriebsführung für die Wohnquartiere der Zukunft unter realen Betriebsbedingungen zu eruieren und ein passendes Energiemanagement zu entwickeln, welches das lokale Quartier sowie das Gesamtenergiesystem heute und in Zukunft (“energiewendedienlich”) optimiert.

Im Jahr 2025 wurde festgestellt, dass die meisten Photovoltaikanlagen des Quartiers einer Abregelung unterlagen. Anders als bei einer klassischen Einspeisebegrenzung oder Null-Einspeiseregelung wurde dabei nicht die Abgabe von Solarstrom in das öffentliche Netz verhindert. Vielmehr wurde die Erzeugungsleistung der Anlagen durch ein externes Steuersignal nahezu vollständig auf null reduziert. Dabei wurde nicht unterschieden, ob die Anlage mit Vergütungsabsicht produziert oder Eigenbedarf im Vordergrund stand. Die harte Abregelung kann eindeutig nachgewiesen werden und wurde zu den ertragreichen Tageszeiten von etwa 10 bis 16 Uhr auf nahezu alle Wohneinheiten angewendet. Ausgenommen waren einzelne Häuser, die zeitweise wegen technischer Schwierigkeiten für externe Signale unempfänglich waren.

Für die Absicht des Projekts, einen energiewendedienlichen Quartiersbetrieb mit Flexibilitätskoordination zu untersuchen, mag dies als besonders destruktiv erscheinen, da die einzige Quelle für erneuerbare Energieerzeugung signifikant reduziert war. Daraus bietet sich jedoch eine hervorragende Möglichkeit die langfristige ökonomische Auswirkung einer Abregelung auf einen realen Quartiersbetrieb zu untersuchen und daraus einzigartige Erkenntnisse zu generieren.

Die Untersuchung geht in folgenden Schritten vor: Kapitel 2 bietet eine kurze Einführung in die Wirtschaftlichkeitsanalyse nach VDI 2067, um die spätere Kostenaufstellung leichter nachvollziehen zu können. Kapitel 3 beinhaltet eine erste energetische Übersicht des Quartiers für das Jahr 2025 und untersucht die Resilienz des Quartiers anhand der Autarkie, die als Input für die Analyse genutzt wird. Im Kapitel 4 wird das Konzept einer kalkulatorischen Wohneinheit als repräsentatives Konstrukt für das ganze Quartier eingeführt und zugleich auch die Stromkosten der Eigenversorgung für die reale Situation im Jahr 2025 kalkuliert. Ergänzend erfolgt die Bewertung über einen Referenzfall, bei dem die einschränkenden Maßnahmen der PV-Erzeugung rausgerechnet wurden. Das Kapitel 5 enthält eine detaillierte Wirtschaftlichkeitsanalyse nach VDI 2067 für den Ist-Fall 2025 und den Referenzfall für einen Gegenvergleich. Zusätzlich wird im Kapitel 6 eine verkürzte Wirtschaftlichkeitsanalyse für eine Direktstromheizungslösung aufgestellt, als Gegenüberstellung zur Wärmepumpenvariante. Kapitel 7 analysiert die Chancen und Risiken beider Lösungen für die Wärmeerzeugung mithilfe kalkulierter Energiekostensensitivitäten. Abschließend fasst Kapitel 8 die Erkenntnisse zusammen.

2 Einführung in die Wirtschaftlichkeitsanalyse nach VDI 2067

Die Richtlinie VDI 2067 des Vereins Deutscher Ingenieure e.V. legt die methodischen Grundlagen zur wirtschaftlichen Bewertung gebäudetechnischer Anlagen fest und definiert hierfür sowohl die Voraussetzungen der Kostenberechnung als auch die systematische Ermittlung und Bewertung der anfallenden Kosten. Sie beantwortet die Frage: „Welche technische Lösung ist über ihre gesamte Lebensdauer am wirtschaftlichsten?“. Das grundsätzliche Vorgehen der folgenden ökonomischen Untersuchungen basiert auf der VDI 2067, Stand: September 2012. Vorauf es besonders zu achten gilt, wird in diesem Kapitel beschrieben.

Zunächst sind im Rahmen der Kostenberechnung grundlegende Randbedingungen festzulegen. Hierzu zählt insbesondere der Betrachtungszeitraum, der entsprechend der zu untersuchenden Anlage zu wählen ist und als Basis für die Beurteilung der Gesamtkosten dient. Grundsätzlich ist zur wirtschaftlichen Bewertung die Summe aller relevanten Kostenarten heranzuziehen, diese können je nach Vereinbarung in einzelne Kostenarten getrennt ausgewiesen werden[1]. Letzteres ist optional, aber von enormer Bedeutung für die Entscheidungsfindung, wenn es darum geht, eine zukunftssichere Lösung zu finden, indem man die dominante Kostengruppe und deren Risiken identifiziert. Man vergleiche dazu die Wärmepumpe als Wärmeerzeuger, die mit höheren Investitionen verbunden ist; folglich entstehen hohe kapitalgebundene Kosten. Demgegenüber steht die Stromdirektheizung mit der dominanten Kostengruppe der verbrauchsgebundenen Kosten. Der Vergleich zeigt, dass die Aufteilung in Kostengruppen erkennen lässt, ob die Wirtschaftlichkeit einer Lösung vor allem durch einmalig hohe Investitionen, durch langfristig schwankende Energiekosten oder durch politisch beeinflusste Preisbestandteile bestimmt wird. Als drittes Beispiel gilt der Einsatz fossiler Brennstoffe mit anfallender CO_2-Steuer. Diese stellt eine exogene Größe dar, deren Entwicklung über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren für einen Wärmeerzeuger nur bedingt vorhersehbar ist. Mit zunehmender Annäherung an die CO_2-Neutralitätsziele kann sich der CO_2-Preis deutlich vervielfachen[2]. Denkbar wäre folglich, dass die CO_2-Abgaben zur dominanten Kostengröße werden. Vor dem Hintergrund variabler Strompreise kann auch die Einspeisevergütung innerhalb der Kostengruppe Erlöse/Einnahmen einen entscheidenden Einfluss auf die wirtschaftliche Bewertung und Entscheidungsfindung ausüben.

Die ermittelten Kosten werden üblicherweise auf einen Bezugszeitraum von zwölf Monaten normiert, sodass die Varianten auf einer einheitlichen zeitlichen Bezugsbasis verglichen werden können. Die Berechnung erfolgt in der Regel auf dem Preis- und Kostenstand zum Zeitpunkt der Betrachtung, wobei Annahmen zur zukünftigen Zins- und Preisentwicklung zu treffen sind. Sofern keine projektspezifischen Vereinbarungen vorliegen, können hierfür beispielsweise langjährige statistische Preisindizes herangezogen werden. Für dynamische Vorausberechnungen ist zu berücksichtigen,

[1] (Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2012)
[2] (Enerdata, 2025)

dass unterschiedliche Kostenarten – insbesondere Investitions-, Instandhaltungs-, Personal- und Energiekosten – verschiedenen Änderungsraten unterliegen. Die Kostenbetrachtung kann sich dabei auf die gesamte Lebensdauer einer Anlage oder eines Gebäudes erstrecken. Üblicherweise erfolgt die Berechnung ohne Berücksichtigung der Umsatzsteuer.

Die Ermittlung der Kosten erfolgt gemäß der Richtlinie durch die Einteilung in vier wesentliche Kostengruppen: kapitalgebundene, bedarfsgebundene, betriebsgebundene sowie sonstige Kosten. Kapitalgebundene Kosten umfassen dabei insbesondere die Investitionen für technische Anlagen und zugehörige bauliche Komponenten, welche auf Grundlage von konkreter Kostenermittlungen, etwa anhand von Angeboten, Ausschreibungsunterlagen oder Kostenkennwerten, zu bestimmen sind. Für Vergleichszwecke können auch technisch gleichwertige Anlagen herangezogen werden. Die bedarfsgebundenen Kosten basieren auf dem standortspezifischen Energiebedarf des betrachteten Objekts und werden in der Regel aus dem Jahresenergiebedarf abgeleitet. Bei leitungsgebundener Energie ist eine differenzierte Betrachtung in Leistungs-, Arbeits- sowie gegebenenfalls Messpreise vorzunehmen. Betriebsgebundene Kosten beinhalten Aufwendungen für den Betrieb und die Instandhaltung der Anlagen, insbesondere für Wartung, Inspektion und Instandsetzung. Ergänzend dazu werden sonstige Kosten berücksichtigt, zu denen unter anderem Versicherungen, Abgaben, nicht anderweitig erfasste Steuern, anteilige Verwaltungskosten zählen.

Zur Bewertung der Wirtschaftlichkeit wird in der Richtlinienreihe VDI 2067 die Annuitätsmethode angewendet, mit der Investitionen über den Betrachtungszeitraum vergleichbar gemacht werden. Dabei erfolgt zunächst eine Unterteilung der Kosten in einmalige und laufende Kosten, aus denen sich die genannten Kostengruppen ableiten. Der Betrachtungszeitraum ist verbindlich festzulegen und zu dokumentieren. Für einzelne Anlagenkomponenten sind Restwerte zu bestimmen, wobei bei längeren Zeiträumen auch erforderliche Ersatzbeschaffungen zu berücksichtigen sind. Diese werden über ihre Barwerte in die Berechnung einbezogen. Der Restwert ergibt sich aus der linearen Abschreibung des Investitionsbetrags bis zum Ende des Betrachtungszeitraums sowie dessen Abzinsung auf den Anfangszeitpunkt. Zur Umrechnung der Barwerte in gleichmäßige Jahreswerte werden Annuitäts- und Barwertfaktoren verwendet.

Neben den Kosten können auch Erlöse in die Betrachtung einfließen, sofern diese projekt- oder betreiberabhängig anfallen. Die Gesamtbewertung erfolgt über die Annuität der Jahresgesamtzahlungen, welche sich aus der Differenz zwischen den Annuitäten der Erlöse und den aufsummierten Annuitäten aller Kosten ergibt. Dabei sind zwei Anwendungsfälle zu unterscheiden: Bei Anlagen, die der Gewinnerzielung dienen, ist die Variante mit der höchsten Gesamtannuität zu bevorzugen. Hingegen gilt bei Anlagen ohne Erlöse diejenige Lösung als wirtschaftlich, die die geringsten Gesamtkosten verursacht.

Die VDI 2067 bedient sich folgender Basisformeln zur wirtschaftlichen Bewertung gebäudetechnischer Anlagen:

Annuität / Annuitätenfaktor

Bedeutung: Umrechnung einmaliger Investitionskosten in gleichmäßige jährliche Kosten.

$$a = i * \frac{(1+i)^n}{((1+i)^n - 1)}$$

$$\mathrm{A} = \mathrm{K} \cdot \mathrm{a}$$

Barwert / Abzinsungsfaktor

Bedeutung: Bewertung zukünftiger Zahlungen zum heutigen Zeitpunkt.

$$BW = \frac{Z}{(1+i)^n}$$

Barwert der Ersatzbeschaffung

Bedeutung: Berücksichtigung zukünftiger Ersatzinvestitionen innerhalb des Betrachtungszeitraums.

$$\mathrm{BW_E} = \frac{\mathrm{I_E}}{(1+\mathrm{i})^{\mathrm{t}}}$$

Variablen

i: Zinssatz

n: Betrachtungszeitraum

K: Investitionskosten

A: Annuität

a: Annuitätenfaktor

Z: zukünftige Zahlung

BW: Barwert

I_E: Ersatzinvestition

t: Zeitpunkt der Ersatzbeschaffung

3 Autarkie/Resilienz

Als Voraussetzung für die Berechnung des Quartierstrompreises und die Kosten der Wärmeerzeugung im Jahr 2025 gilt es herauszufinden, wie stark die Solarabregelung das Quartier in 2025 beeinträchtigt hat. Es muss genau ermittelt werden, wie viel Strom durch die Solaranlagen erzeugt und wie viel Strom aus dem Verbundnetz bezogen wurde. Dies ermöglicht es im nächsten Schritt den eigentlichen Kilowattstundenpreis im Quartier bzw. für die einzelnen Wohneinheiten zu ermitteln. Hierzu werden aus dem Datenbestand des Quartiers die realen Messwerte der Energiezähler der einzelnen Wohneinheiten (WE) sowie des zentralen Quartierszählers benötigt. Für das Jahr 2025 konnten die Messdaten von 15 der insgesamt 18 WE im Quartier ausgelesen werden. Bei drei WE bestehen erhebliche Schwierigkeiten hinsichtlich der Datenanbindung, die bislang noch nicht behoben werden konnten. Da für drei Wohneinheiten keine auslesbaren Zählerdaten vorliegen, werden deren fehlende Verbrauchswerte für die Berechnung der Autarkie auf Grundlage der jeweiligen Gebäudenutzfläche näherungsweise approximiert. Dieses Vorgehen ist möglich, da es sich bei allen betrachteten Gebäuden um weitgehend baugleiche Einfamilienhäuser mit vergleichbaren baulichen Eigenschaften handelt, die sich im Wesentlichen hinsichtlich ihrer Nutzfläche unterscheiden. Die Gebäudenutzfläche wird daher als Bezugsgröße verwendet, da insbesondere der Energiebedarf für Raumheizung und Beleuchtung von der zu versorgenden Fläche beeinflusst wird. Die Modellierung basiert auf den erfassten Gesamtstromverbräuchen der auslesbaren Wohneinheiten und berücksichtigt somit auch weitere Verbrauchssysteme, beispielsweise die Warmwasserbereitung, Haushaltsgeräte und Wallboxen.

Die Differenz zwischen dem approximierten Gesamtstromverbrauch der Wohneinheiten und dem Strombezug des Quartiers aus dem Verbundnetz entspricht dem Anteil des Stromverbrauchs, der durch die lokale Energieversorgung gedeckt wurde. Dazu zählen insbesondere direkt genutzter Photovoltaikstrom sowie aus dem Quartiersspeicher bereitgestellte Energie. Eine kompakte Übersicht der zugrunde liegenden Energiemengen und der daraus berechneten Kennwerte enthält Tabelle 1.

Tabelle 1: Ergebnistabelle Autarkie

Kennwert	**Energiewert**
Kumulierter Stromverbrauch der 15 auslesbaren WE	90.193,78 kWh
Kumulierter Verbrauch der Wallboxen	10.654,26 kWh
Kumulierter Verbrauch der Wärmepumpen	49.991,89 kWh
Kumulierter Haushaltsstromverbrauch	40.191,23 kWh
Flächengewichtungsfaktor zur Hochrechnung auf 18 WE	1,196165221
Modellierter Gesamtstromverbrauch der 18 WE	107.886,66 kWh
Strombezug des Quartiers aus dem Verbundnetz	85.499,33 kWh
Tatsächliche PV-Erzeugung	47.119,10 kWh
In das Verbundnetz eingespeiste PV-Energie	32.860,99 kWh
Lokal genutzte PV-Energie gemäß PV-Bilanz	14.258,11 kWh
Bruttoautarkiequote	**20,75 %**
Bilanzieller Deckungsgrad	**51,21 %**

Die Bruttoautarkiequote beschreibt den Anteil des Gesamtstromverbrauchs, der innerhalb des Quartiers gedeckt und somit nicht aus dem Verbundnetz bezogen wurde. Überschüssige Energie, die in das Verbundnetz eingespeist wurde, blieb bei dieser Kennzahl unberücksichtigt, da sie nicht zur unmittelbaren Versorgung des Quartiers beigetragen hat.

Ergänzend wird ein bilanzieller Deckungsgrad ausgewiesen. Bei diesem wird neben der im Quartier genutzten Energie auch die in das Verbundnetz eingespeiste Energie berücksichtigt. Der Kennwert zeigt somit, welcher Anteil des Gesamtstromverbrauchs rechnerisch durch die lokale Energieerzeugung gedeckt werden könnte. Da eingespeiste Energie dem Quartier tatsächlich nicht mehr zur Verfügung steht, handelt es sich hierbei nicht um eine Autarkiequote im engeren physikalischen Sinn, sondern rein bilanziell zu verstehen.

Die trotz der zeitweisen Solarabregelung erreichte Bruttoautarkiequote von 20,75 % lässt sich unter anderem dadurch erklären, dass zwei bis drei Wohneinheiten aufgrund technischer Mängel in der Kommunikationsanbindung zeitweise nicht vom externen Abregelungssignal erfasst wurden. Die zugehörigen Photovoltaikanlagen erzeugten daher auch während der Abregelungszeiträume weiterhin Strom und konnten Energie für die Versorgung des Quartiers beziehungsweise für den Quartiersspeicher bereitstellen. Insgesamt zeigt das Ergebnis, dass trotz der Abregelung während ertragsreicher Tageszeiten, insbesondere zwischen etwa 10 und 16 Uhr, ein relevanter Anteil des Stromverbrauchs lokal gedeckt wurde.

4 Stromkosten der Eigenversorgung im Quartier

Der Strompreis der Eigenversorgung wird anhand einer kalkulatorischen Wohneinheit ermittelt, die aus den gemittelten energetischen und technischen Eigenschaften der im Quartier vorhandenen Wohneinheiten abgeleitet wird. Durch die Aggregation werden die Ergebnisse auf eine einheitliche und anschauliche Bezugsgröße heruntergebrochen, die dadurch besser mit bekannten Größen aus der Praxis verglichen werden können. Die Verwendung einer kalkulatorischen Wohneinheit verhindert zugleich, dass einzelne, reale Gebäude die Bewertung des Quartiers im Betrachtungsjahr verzerren. Dies betrifft beispielsweise die unterschiedliche Belegung der Häuser und der damit einhergehenden Unterschiede bei der Nutzung gebäudetechnischer Systeme. Auch die Energieerzeugung der Photovoltaikanlagen unterscheidet sich zwischen den Gebäuden sehr, da das Quartier als Ganzes im Betrachtungsjahr stark abgeregelt war aber wegen netzwerktechnischen Schwierigkeiten das Abregelungssignal einige Wohneinheiten zeitweise nicht erreichen konnte. Hinzu kommt, dass der Quartiersspeicher zentral betrieben wird, womit sich die heterogene Betriebsweise sinnvoller über eine gemittelte kalkulatorische Einheit abbilden lässt. Alles in allem, ist die Nutzung einer repräsentativen Vergleichseinheit zweckdienlich, wenn man wie es hier der Fall ist, das Ziel hat, das Quartier als Ganzes zu betrachten und dennoch eine Vergleichbarkeit mit regulären Energiehäusern anstrebt.

Bei den Kosten der verbauten technischen Ausstattung, die in die Kalkulation eingehen, wird bewusst auf öffentlich zugängliche Anbieter und Vergleichsportale zurückgegriffen. Langzeitverträge mit Zulieferern sowie mögliche Rabatte für Bauherren werden zugunsten einer für Privatpersonen nachvollziehbaren und realitätsnahen Kostenbetrachtung nicht berücksichtigt. Förderprogramme für Privatpersonen bleiben ebenfalls unberücksichtigt. Die Charakteristika der kalkulatorischen Wohneinheit sind in der Tabelle 2 dargestellt.

Tabelle 2: Übersicht Parameter kalkulatorische Wohneinheit

Summe Gebäudenutzfläche in m²:	198,2
Summe PV-Fläche in m²:	71,59
Summe kWp:	12,875
Summe Speicher kWh:	8
Energieverbrauch in Wh:	5.993.703,37
Bezug in Wh:	4.749.962,67
Genutzter PV-Strom 2025 in Wh:	1.243.740,71
Brutto-Autarkie 2025:	20,75 %
Genutzter PV-Strom Referenzwert[3] in Wh:	4.116.002,63
Brutto-Autarkie Referenz[4]:	32,15 %

[3] Basiert auf Kalkulationen des realen Nutzungsgrads des PV-Stroms im Quartier im nicht abgeregelten Betrieb im Jahr 2026, Januar bis Juni.
[4] Ebd.

Zur Abschätzung der Investitionskosten wurden drei Quellen herangezogen: der Kostenrechner von pv-berechnung.de, der PhotovoltaikCheck von co2online sowie Kostenangaben des ADAC. Die Ansätze basieren auf aktuellen Marktpreisen bzw. Angebotsdaten und decken unterschiedliche Bereiche der Kostenspanne ab.

Für das betrachtete System mit 12,875 kWp installierter Leistung und 8 kWh Speicherkapazität ergeben sich die in Tabelle 3 dargestellten Kosten.

Tabelle 3: Abschätzung der Anschaffungskosten der Photovoltaikanlagen mit Speicher

Quelle	PV-Anlage inkl. Installation	Speicher	Gesamtkosten
pv-berechnung.de[5]	21.971 €	6.334 €	28.305 €
co2online[6]	15.450 – 23.175 €	3.200 – 6.400 €	18.650 – 29.575 €
ADAC[7]	18.025 – 28.325 €	2.000 – 3.600 €	20.025 – 31.925 €

Auf Grundlage der projektspezifischen Berechnung sowie des Vergleichs mit den Literaturwerten wird für die weiteren Berechnungen ein konservativer Referenzwert von 28.300 € angesetzt.

Für den Batteriespeicher wird eine rechnerische Nutzungsdauer von zehn Jahren angesetzt. Dieser Ansatz orientiert sich an der Studie *Batteriespeicher in Netzen*[8], in der für die Bewertung von Investitionen in PV-Batteriespeichersysteme auf Haushaltsebene eine kalendarische Lebensdauer von zehn Jahren bei einer angenommenen Zykluslebensdauer von 10.000 Zyklen zugrunde gelegt wird. Für Lithium-Ionen-Batterien in stationären Anwendungen wird in derselben Studie eine technische Lebensdauer von etwa 10 bis 15 Jahren angegeben. Ergänzend entspricht der gewählte Betrachtungszeitraum den Anforderungen des früheren Förderprogramms des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie für stationäre Batteriespeichersysteme in Verbindung mit Photovoltaikanlagen[9]. Dort war für die Batterien eine Zeitwertersatzgarantie über zehn Jahre vorgeschrieben, wobei der Zeitwert anhand einer linearen Abschreibung über diesen Zeitraum bestimmt wurde. Da der Betrachtungszeitraum darüber hinaus geht, wird ein Ersatz des Speichers berücksichtigt. Die Speicherkosten gehen somit effektiv mehrfach in die Lebenszyklusbetrachtung ein. PV-Module werden mit vollen 20 Jahren angesetzt[10]. Es lassen sich für die nachfolgende Kalkulation folgende Annahmen zusammenfassen:

[5] (pv-berechnung.de, 2026)
[6] (co2online.de, 2026)
[7] (ADAC, 2025)
[8] (Fritz, Wolfgang et al., 2022)
[9] (Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2016)
[10] (Bundesministerium der Finanzen, 2026; nPro.energy, 2026)

Tabelle 4: Annahmen für die Kalkulation

PV-Leistung:	12,875	kWp
Betrachtungszeitraum:	20	Jahre
Kapitalzins:	3 %	Prozent
Jährliche Wartung + Instandsetzung[11]:	1 %	Prozent der Investition
Ist-Erzeugung kalkulatorisches Haus:	1.243,74	kWh/a
Referenz-Erzeugung kalk. Haus[12]:	12.264,81	kWh/a
Einmalige Investition:	28.300	€

Die PV-Leistung der kalkulatorischen Einheit entspricht dem Durchschnitt der im Quartier verbauten Anlagen. Der Betrachtungszeitraum orientiert sich an den Empfehlungen der VDI 2067[13]. Der für die Wirtschaftlichkeitsberechnung angesetzte Kapitalzinssatz wird als Berechnungsannahme festgelegt und im Rahmen der Annuitätenmethode nach VDI 2067 berücksichtigt. Für Wartung und Instandsetzung der Photovoltaikanlage wird ein jährlicher Kostenansatz von 1 % der Investitionskosten zugrunde gelegt. Dieser Ansatz entspricht der Empfehlung des National Renewable Energy Laboratory (NREL)[14], das für kleinere Photovoltaikanlagen jährliche Betriebs- und Instandhaltungskosten in Höhe von 1 % der ursprünglichen Investitionskosten als angemessenen Richtwert angibt. Die VDI 2067 weist für Photovoltaikanlagen keinen eigenen Tabellenwert aus, erlaubt jedoch für nicht aufgeführte gebäudetechnische Anlagen die Festlegung dokumentierter Annahmen in Anlehnung an die vorhandenen Tabellenwerte.

Wenn die drei Komponenten PV-Anlage, Wechselrichter und Speicher korrekt installiert werden, sollten sie nahezu wartungsfrei im Einsatz bleiben. Die Ist-Erzeugung wird aus der PV Erzeugung im Jahr 2025 abgeleitet, auf die kalkulatorische Wohneinheit runtergerechnet. Die Referenz-Erzeugung stammt aus dem Kalkulationstool der Photovoltaic Geographical Information System der Europäischen Kommission[15] wobei die geographischen und technischen Eigenschaften des Quartiers berücksichtigt wurden.

[11] (nPro.energy, 2026)
[12] (JRC PVGIS, 2026)
[13] (Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2012)
[14] (nPro.energy, 2026; Walker, 2018)
[15] (JRC PVGIS, 2026)

Tabelle 5: Kalkulationsmatrix nach VDI 2067

	Anschaffung	Nutzungs-dauer in Jahren	Kapitalzins-/Betriebs-kostenrate in %	Jahreskosten 2025	Jahreskosten Referenz
A. Kapitalgebundene Kosten				**1.902,20 €**	**1.902,20 €**
A.1 Anschaffung	28.300,00 €	20	3	1.902,20 €	1.902,20 €
B. Betriebskosten				**283,00 €**	**283,00 €**
B.1 Wartung			0,5	141,50 €	141,50 €
B.2 Instandsetzung			0,5	141,50 €	141,50 €
E. Ersatzinvestition				**316,79 €**	**316,79 €**
E.1 Speicher/WR	6.334,00 €	10		316,79 €	316,79 €
F. Einspeisung			0,07 €/kWh	**-96,18 €**	**−570,42 €**
Annuität				**2.405,82 €**	**1.931,58 €**
Ergebnis:				**2025**	**Referenz**
Gesamte PV-Erzeugung				2.617,73 kWh/a	12.264,81 kWh/a
Lokal nutzbare PV-Energie				1.243,74 kWh/a	4.116,00 kWh/a
Stromgestehungskosten [16] bezogen auf die Gesamterzeugung				**0,92 €/kWh**	**0,16 €/kWh**
Kosten des lokal nutzbaren PV-Stroms				**1,93 €/kWh**	**0,47 €/kWh**

Aus der Kalkulationsmatrix ergeben sich für die betrachtete Photovoltaikanlage jährliche Gesamtkosten von 2.405,82 € im Ist-Zustand des Jahres 2025 und 1.931,58 € im Referenzfall. Die Differenz resultiert ausschließlich aus den unterschiedlichen Einspeisemengen und den daraus erzielten Einspeiseerlösen; die kapital- und betriebsgebundenen Kosten bleiben in beiden Fällen unverändert.

Aufgrund der im Jahr 2025 wirksamen externen Abregelung beträgt die auf die kalkulatorische Wohneinheit bezogene PV-Erzeugung lediglich 2.617,73 kWh/a. In einem Betrieb ohne externe Abregelung wäre eine Referenzerzeugung von 12.264,81 kWh/a zu erwarten. Auf der Grundlage der Realwerte für 2025 wurde eine PV-Nutzungsquote von 47,51 % ermittelt und eine lokal nutzbare Energiemenge für die kalkulatorische WE von 1.243,74 kWh/a. Im Referenzfall, ohne externe Abregelung und bei gleichbleibender Konfiguration des Quartiers mit im wesentlichen gleichbleibenden Nutzungsprofilen, ist davon auszugehen, dass größere Überschussmengen entstehen, die weder unmittelbar verbraucht noch vollständig im Speicher aufgenommen werden können und daher in das Verbundnetz eingespeist werden. Als der beste, praxisnah erwartbare Nutzungsgrad für den Referenzfall wurde mithilfe der realen, energetischen Kennzahlen des ersten Halbjahrs 2026 kalkuliert in dem die externe Abregelung weggefallen ist. Im Januar bis Juni 2026 wurde eine Mehrerzeugung gegenüber der gleichen Periode des Jahres 2025 festgestellt, wobei das Nutzungsverhalten und die Konfiguration des Quartiers unverändert blieb. Wie

[16] (Lai & McCulloch, 2017)

erwartet, sinkt der Grad des selbstgenutzten PV-Stroms auf etwa 33,56 %. Angewendet auf den Referenzfall ergäbe sich eine lokal nutzbare Energiemenge von 4.116,00 kWh/a.

Zusammenfassend kann man aus der Tabelle 3 entnehmen, dass die jährlichen Kosten der PV-Anlagen, sich mithilfe einer vergüteten Einspeisung wesentlich verringern lassen. Im abgeregelten Betrieb mit geringer Einspeisung betragen die jährlichen Kosten 2.405,82 €, während sie im Referenzfall auf 1.931,58 € durch den Erlös aus Einspeisung von 570,42 € sinken. Die auf die gesamte Stromerzeugung bezogenen Stromgestehungskosten verringern sich dadurch von 0,92 €/kWh auf 0,16 €/kWh. Für die Bewertung der Eigenversorgung des Quartiers ist jedoch insbesondere die lokal nutzbare PV-Energie relevant. Im Jahr 2025 waren es 1.243,74 kWh/a gegenüber dem Referenzfall mit 4.116,00 kWh/a. Daraus ergeben sich Kosten des lokal nutzbaren PV-Stroms von 1,93 €/kWh im abgeregelten Betrieb und 0,47 €/kWh im Referenzfall.

5 Ermittlung der Kosten der Wärmeerzeugung

5.1 Parameter Kalkulatorische Wohneinheit

Für die Untersuchung der Wärmeerzeugung wird abermals eine kalkulatorische Wohneinheit zur Hilfe genommen, die den durchschnittlichen Werten der real vorliegenden 18 Smart City Wohneinheiten entspricht. Man erhält eine Einfamilienwohneinheit im Massivbaustil mit einer Gebäudenutzfläche von 202,3 m² und etwa 165 m² Nettogrundfläche. Der Effizienzhausstandard wird angegeben als Effizienzhaus 40 Plus. Das Haus ist mit einer Solaranlage aus dem vorangegangenen Kapitel mit einer Leistung von 12,875 kWp ausgestattet, die auf einem 45° Satteldach südöstlich ausgerichtet ist. Für die Wärmeerzeugung steht eine Außenluft-Wärmepumpe mit einer Innen- und einer Außeneinheit sowie einer thermischen Nennleistung von 7 kW. Die Wärmepumpe (WP) übernimmt die Beheizung der Nutzflächen sowie die Warmwassererzeugung, beides wird fortan zusammenfassend als Wärmeerzeugung geführt, eine Trennung der beiden Betriebsmodi ist für die folgende Untersuchung nicht erforderlich.

Tabelle 6: Parameterübersicht kalkulatorische WE 2025 und der Referenzfall

Gebäudenutzfläche	202,3 m²
Nettogrundfläche	165 m²
Außenluft-Wärmepumpe	7 kW
Wärmeerzeugung	10.001,10 kWh/a
Jahresarbeitszahl (JAZ)	3,61
Strombedarf Wärmeerzeugung	2.770,60 kWh/a
Deckungsanteil PV-Strom 2025	20,75 %
Genutzter PV-Strom 2025	574,92 kWh/a
Bruttoautarkie PV-Strom Referenzfall	32,15 %
Genutzter PV-Strom Referenzfall	890,84 kWh/a
Strommix kWh Preis	0,2640 €
Grundpreis Stromlieferung	197 €/a
Stundensatz Bedienung Anlagen	90 €/h

Die verbauten Wärmepumpen verfügen über multiple Möglichkeiten zur detaillierten Berichterstattung. Für die vorliegende Untersuchung sind lediglich zwei Kenngrößen entscheidend: die tatsächliche Wärmeerzeugung und die Energieaufnahme für das Jahr 2025. Die Werte in der Tabelle 6 gelten für die kalkulatorische WE und sind direkt abgeleitet von realen Werten aus den Smart City Häusern. Die kalkulatorische WE besteht genau zu 50 % aus Abluft- und 50 % Außenluft-Wärmepumpen und erreicht eine Jahresarbeitszahl (JAZ) von 3,61. Letztere stellt den Durchschnitt der JAZ aller Wohneinheiten dar, berechnet aus real gemessenen Energiewerten.

Mit Hilfe der in dem vorangehenden Kapitel ermittelten Autarkiequote lässt sich auch der Anteil an selbsterzeugtem, regenerativen PV-Strom ermitteln. Die Differenz des Strombedarfs der WP und dem PV-Strom wird als Verbundstrom zu 26,40 Eurocent/kW bezogen, wobei ebenfalls ein pauschaler Bereitstellungspreis anfällt.

Alles, was nicht der Wartung, Instandsetzung und Installation der Anlage zugeschrieben werden kann, etwa die Anbindung der Anlage an das Heimnetz, Konfigurationen, Software-Updates der Gebäudetechnik und ähnliche, die dennoch eine qualifizierte Unterstützung verlangt, wird als „Stundensatz Bedienung Anlagen“ berücksichtigt.

Als Untersuchungsmethode wird weiterhin die Annuitätenmethode der VDI 2067 genommen. Zwecks Einheitlichkeit gelten die gleichen Annahmen wie bereits bei der Untersuchung der Photovoltaik Anlage: Betrachtungszeitraum 20 Jahre und Kapitalzins 3 %.

5.2 Kostengruppe Kapitalgebundene Kosten im Detail

Zu den kapitalgebundenen Kosten gehören die Investitionen für betriebstechnische Anlagenteile und die zugehörigen Bauteile[17]. Die Investitionskosten des Heizsystems wurden komponentenweise auf Basis der Kostengruppensystematik nach VDI 2067 sowie unter Heranziehung der BKI-Objektdaten „Technische Gebäudeausrüstung“[18] angesetzt mit den zugehörigen Leistungsbereichen STLB-Bau. Dabei wurden die Kostenpositionen so gegliedert, dass sie den wesentlichen Funktionsbereichen des Gesamtaufbaus Wärmeerzeugung entsprechen. Insgesamt ergeben sich kapitalgebundene Kosten in Höhe von 36.925,50 €.

5.2.1 Wärmeerzeugung (Kernanlage)

Die Wärmeerzeugung bildet die zentrale Kernanlage des untersuchten Heizsystems. Sie wird durch eine Luft-Wasser-Wärmepumpe abgebildet, welche der Kostengruppe 421 zugeordnet ist. Als Kostenansatz wurde die BKI-Position 421/47 (BKI Band, Version, Adaptionen) herangezogen. Diese Position umfasst die Wärmepumpe als zentrale Betriebseinrichtung und bildet die Grundlage für die Bereitstellung der Heizwärme. Die Bestandteile wie Regelung, Anschlusszubehör und Inbetriebnahme werden nicht zusätzlich bilanziert, da sie im betrachteten BKI Katalog der Wärmepumpenposition bereits als Bestandteil der Kernanlage berücksichtigt werden, wörtlich out-of-the-box. Für die Wärmeerzeugung ergibt sich eine Zwischensumme von 15.238,00 €.

5.2.2 Hydraulik und Anlagenanbindung

Der Bereich Hydraulik und Anlagenanbindung umfasst die für den Betrieb und die Einbindung der Wärmepumpe erforderlichen Rohrleitungs-, Dämm-, Pumpen- und Sicherheitskomponenten. Hierzu zählen die Heizungsrohrleitungen, die zugehörige Rohrdämmung, ein Strangregulier- bzw. Strangabsperrventil, eine Umwälzpumpe, ein Membran-Druckausdehnungsgefäß, ein Dreiwege- bzw. Umschaltventil sowie ein Sicherheitsgruppenpaket. Dieses Sicherheitsgruppenpaket setzt sich aus Schnellentlüfter, Manometer, Kappenventil und Membran-Sicherheitsventil zusammen. Zusätzlich wurde ein Schlamm- und Magnetitabscheider berücksichtigt,

[17] (Verein Deutscher Ingenieure e.V., 2012)
[18] (BKI Baukosteninformationszentrum Deutscher Architektenkammern, 2025)

um Verunreinigungen im Heizkreis zu reduzieren und den sicheren Betrieb der Anlage zu gewährleisten.

Die Zuordnung erfolgt überwiegend zu den Kostengruppen 421 und 422 sowie zu den Leistungsbereichen LB 040, LB 041 und LB 047. Die Rohrleitungen und hydraulischen Armaturen sind im Wesentlichen dem Bereich der Wärmeversorgungsanlagen zuzuordnen, während die Rohrdämmung über den Bereich der Dämm- und Brandschutzarbeiten an technischen Anlagen abgebildet wurde. Für die Hydraulik und Anlagenanbindung ergibt sich eine Zwischensumme von 6.255,00 €.

5.2.3 Wärmeverteilung und Wärmeübergabe

Die Wärmeverteilung und Wärmeübergabe umfassen die Verteilung der erzeugten Wärme innerhalb des Gebäudes sowie deren Übertragung an die zu beheizenden Räume. Als zentrales Wärmeübergabesystem wurde eine Fußbodenheizung angesetzt. Die Kosten wurden über die BKI-Position und Leistungsbereich LB041, Nr. 86 für eine Fußbodenheizung des Typs A mit Träger und PE-X-Rohr ermittelt. Als Ansatzfläche wurde die Nutzfläche der Kalkulationswohneinheit von 202,3 m² verwendet. Ergänzend wurden Heizkreisverteiler, Verteilerschränke, die Einregulierung bzw. Inbetriebnahme der Fußbodenheizung sowie ein Bad- bzw. Handtuchheizkörper berücksichtigt.

Die einzelnen Bestandteile der Wärmeverteilung wurden der Kostengruppe 423 zugeordnet. Durch die separate Erfassung von Heizkreisverteilern, Verteilerschränken und Einregulierung wird die tatsächliche Systemstruktur der Fußbodenheizung differenzierter abgebildet als in einer rein pauschalen Betrachtung. Für den Bereich Wärmeverteilung ergibt sich eine Zwischensumme von 11.787,50 €.

5.2.4 Warmwasserbereitung

Die zentrale Warmwasserbereitung wird über einen Trinkwarmwasserspeicher abgebildet. Dieser wurde der Kostengruppe 421 zugeordnet und über die BKI-Position 421/61 angesetzt. Weitere ursprünglich vorgesehene Komponenten wie Warmwasser-Mischarmatur, Zirkulationszubehör oder eine Enthärtungsarmatur wurden nicht mit zusätzlichen Anschaffungskosten berücksichtigt, da hierfür im vorliegenden Ansatz keine gesondert belegten BKI-Positionen angesetzt wurden bzw. diese Komponenten nicht zwingend Bestandteil der betrachteten Standardausführung sind. Dadurch bleibt die Kostenstruktur nachvollziehbar und vermeidet nicht belegte Zusatzansätze. Für die Warmwasserbereitung ergibt sich eine Zwischensumme von 3.465,00 €.

5.2.5 Elektrotechnik

Die elektrotechnischen Kosten umfassen ausschließlich die unmittelbar für den Betrieb der Wärmepumpe erforderlichen elektrischen Komponenten. Berücksichtigt wurden eine Anschlussleitung der Wärmepumpe vom Typ NYM-J 5 × 6 mm² mit einer projektspezifisch angesetzten Länge von 20 m sowie ein Heizungs-Not-Ausschalter bzw. Trennschalter in Aufputzausführung. Diese Positionen wurden der Kostengruppe 440 zugeordnet und über den Leistungsbereich LB 053 abgebildet.

Nicht berücksichtigt wurden allgemeine Smart-Home-Komponenten oder zusätzliche Steuerungssysteme, da die Wärmepumpenregelung bereits innerhalb der Kernanlage enthalten ist und solche Systeme nicht zwingend für den Betrieb der Wärmepumpe erforderlich sind. Für den Bereich Elektrotechnik ergibt sich eine Zwischensumme von 180,00.

5.2.6 Gesamte kapitalgebundene Kosten

Die gesamten kapitalgebundenen Kosten ergeben sich aus der Addition der einzelnen Funktionsbereiche Wärmeerzeugung, Hydraulik und Anlagenanbindung, Wärmeverteilung, Warmwasserbereitung sowie Elektrotechnik. Die Summe der angesetzten Anschaffungskosten beträgt 36.925,50 €. Diese Kosten bilden die Grundlage für die weitere wirtschaftliche Bewertung nach der Annuitätenmethode gemäß VDI 2067 Blatt 1. In den folgenden Berechnungsschritten werden neben den Investitionskosten auch die rechnerischen Nutzungsdauern sowie die Aufwendungen für Instandsetzung, Wartung und Bedienung berücksichtigt, um die Anlage über den Betrachtungszeitraum wirtschaftlich vergleichbar zu machen.

Tabelle 7: Übersicht Kostengruppe A. Kapitalgebundene Kosten

A. Kapitalgebundene Kosten	Anschaffungskosten in €
1. Wärmeerzeugung (Kernanlage)	15.238,00
2. Hydraulik & Anlagenanbindung	6.255,00
3. Wärmeverteilung	11.787,50
4. Warmwasserbereitung	3.465,00
5. Elektrotechnik	180,00
Kapitalgebundene Kosten gesamt:	36.925,50

5.3 Kostengruppen Übersicht

5.3.1 Kapitalgebundene Kosten

Die kapitalgebundenen Kosten umfassen die aus der Investition der Anlagentechnik resultierenden jährlichen Kostenanteile. Sie setzen sich aus der Annuität der Erstinvestition, den anteiligen Kosten für erforderliche Ersatzinvestitionen sowie gegebenenfalls aus der Restwertkorrektur zusammen. Die Erstinvestition beschreibt dabei die Anschaffungskosten der betrachteten Wärmepumpenanlage einschließlich der zugehörigen Anlagenkomponenten. Ersatzinvestitionen werden berücksichtigt, wenn einzelne Komponenten innerhalb des Betrachtungszeitraums eine kürzere rechnerische Nutzungsdauer aufweisen und daher rechnerisch ersetzt werden müssen. Ein vorhandener Restwert wird kostenmindernd angesetzt, sofern eine Komponente am Ende des Betrachtungszeitraums noch nicht vollständig abgeschrieben ist. Die kapitalgebundenen Kosten bilden damit den investitionsbezogenen Anteil der jährlichen Gesamtkosten ab.

5.3.2 Verbrauchsgebundene Kosten

Die verbrauchsgebundenen Kosten ergeben sich aus dem für den Betrieb der Wärmepumpe erforderlichen Strombedarf. Dabei wird zwischen dem Anteil des Stroms aus der Photovoltaikanlage und dem aus dem öffentlichen Netz bezogenen Strom unterschieden. Zusätzlich wird der Grundpreis der Stromlieferung berücksichtigt. Für den Ist-Fall im Jahr 2025 wird der tatsächlich nutzbare PV-Stromanteil angesetzt, während im Referenzfall die unter Referenzbedingungen nutzbare PV-Erzeugung berücksichtigt wird mit dem Autarkiewert gemessen im ersten Halbjahr 2026, in dem die Abregelung weggefallen ist. Die verbrauchsgebundenen Kosten bilden somit die energiemengenabhängigen Kosten des Anlagenbetriebs ab und hängen unmittelbar vom Strombedarf der Wärmepumpe, vom PV-Deckungsanteil sowie vom verbleibenden Netzstrombezug ab.

5.3.3 Betriebsgebundene Kosten

Die betriebsgebundenen Kosten umfassen die laufenden Aufwendungen, die unabhängig vom Energieverbrauch für den Betrieb und die Funktionsfähigkeit der Anlage entstehen. Hierzu zählen insbesondere die jährlichen Instandhaltungskosten, die Wartungskosten sowie der Aufwand für die Bedienung der Anlage. Die Instandhaltungskosten bilden den rechnerischen Aufwand zur Erhaltung der technischen Betriebsfähigkeit ab. Die Wartungskosten berücksichtigen regelmäßige Prüf-, Kontroll- und Wartungsarbeiten. Die Instandhaltungs- und Wartungskosten werden in Anlehnung an VDI 2067 als prozentuale Ansätze der jeweiligen Investitionskosten berücksichtigt. Diese unterscheiden sich je nach Anlagenkomponente und werden den Richtlinienunterlagen der VDI 2067 Blatt 1 entnommen oder bestmöglich geschätzt. Damit stellen die betriebsgebundenen Kosten den regelmäßig wiederkehrenden Aufwand für den ordnungsgemäßen Betrieb des Wärmeerzeugers dar.

Ein gesonderter Bedienaufwand wird, soweit relevant, separat ausgewiesen. Im vorliegenden Fall wird eine Stunde zu 90 € Bedienaufwand im Jahr für Sonderfälle als Rücklage vorgesehen, die sich strikt genommen nicht der Instandhaltung oder Wartung zuweisen lassen. Die Rede ist von Fällen, bei denen fachkundiges Personal erforderlich ist, um etwa Ungereimtheiten mit der Einstellung oder Abstimmung der Wärmepumpe oder Lüftung das Wohlempfinden beeinträchtigen. Denkbar sind auch Fälle bei denen die Standardeinstellungen der Anlagen auf die jeweilige Wohneinheit verfeinert oder optimiert werden. Beide solcher Fälle sind aus der Praxis bekannt.

5.3.4 Sonstige Kosten

Unter den sonstigen Kosten werden Kostenbestandteile zusammengefasst, die keiner der zuvor genannten Kostengruppen eindeutig zugeordnet werden können. Hierzu könnten beispielsweise unplanmäßige Kosten, sonstige Abgaben, Verwaltungskosten oder weitere projektspezifische Aufwendungen zählen. In der vorliegenden

Berechnung wurden für diese Kostengruppe keine zusätzlichen Kosten angesetzt. Die sonstigen Kosten gehen daher nicht in die jährlichen Gesamtkosten ein.

5.3.5 Erträge

Erträge können entstehen, wenn durch die Anlage oder durch zugehörige Systeme Einnahmen erzielt werden, beispielsweise durch die Einspeisung von Strom oder durch sonstige Vergütungen. In der vorliegenden Betrachtung wurden keine gesonderten Erträge berücksichtigt. Die Einspeisung der PV-Anlage wird in diesem Zusammenhang nicht als separater Erlös innerhalb der Wärmegestehungskostenrechnung angesetzt, sondern über die Stromkostenbetrachtung und den nutzbaren PV-Anteil bereits berücksichtigt. Dadurch bleibt die Wärmegestehungskostenberechnung auf die tatsächlich für den Wärmepumpenbetrieb relevanten Kostenbestandteile ausgerichtet.

5.3.6 Jährliche Gesamtkosten und Wärmeerzeugungskosten

Die jährlichen Gesamtkosten ergeben sich aus der Summe der kapitalgebundenen, verbrauchsgebundenen, betriebsgebundenen und sonstigen Kosten abzüglich möglicher Erträge. Sie stellen die zentrale Bezugsgröße für die wirtschaftliche Bewertung der Wärmepumpenanlage dar. Auf Grundlage dieser jährlichen Kosten wird anschließend der Wärmegestehungspreis ermittelt, indem die Jahreskosten auf die bereitgestellte Wärmemenge bezogen werden. Dadurch können die Kosten der Wärmebereitstellung sowohl für den Ist-Fall als auch für den Referenzfall der PV-Erzeugung vergleichbar dargestellt werden. Die nachfolgende Tabelle bietet eine Übersicht der Kostengruppenrechnung.

Tabelle 8: Übersicht Kostengruppenrechnung 2025 und Referenzfall

	Ist-Fall 2025	Referenzfall	Anteil Ist 2025	Anteil Referenz
A. Kapitalgebundene Kosten				
A.1 Annuität der Erstinvestition	2.481,97 €	2.481,97 €		
A.2 Annuität der Ersatzinvestition	900,52 €	900,52 €		
A.3 Restwertkorrektur	-1.008,54 €	-1.008,54 €		
Zwischensumme A.	**2.373,95 €**	**2.373,95 €**	48,01%	56,97%
B. Verbrauchsgebundene Kosten				
B.1 Energiekosten PV-Strom	1.112,09 €	418,06 €		
B.2 Energiekosten Strommix	579,66 €	496,26 €		
B.3 Grundpreis Stromlieferung GP	197,00 €	197,00 €		
Zwischensumme B.	**1.888,75 €**	**1.111,32 €**	38,20%	26,67%
C. Betriebsgebundene Kosten				
C.1 Instandhaltungskosten	363,25 €	363,25 €		
C.2 Wartungskosten	228,57 €	228,57 €		
C.3 Bedienungskosten	90,00 €	90,00 €		
Zwischensumme C.	**681,82 €**	**681,82 €**	13,79%	16,36%
Jahreskosten	**4.944,52 €**	**4.167,09 €**	100%	100%
Kosten der Wärmeerzeugung pro kWh	0,49 €	0,42 €		

5.3.7 Zwischenergebnisse

Die in Tabelle 8 dargestellte Kostengruppenrechnung zeigt die jährlichen Kosten der betrachteten Wärmepumpenlösung für den Ist-Fall 2025 sowie für den Referenzfall der PV-Erzeugung. Die Jahreskosten betragen im Ist-Fall 2025 insgesamt 4.944,52 € und sinken im Referenzfall auf 4.167,09 €. Daraus ergeben sich für die Kosten der Wärmeerzeugung: 0,49 €/kWh im Ist-Fall und 0,42 €/kWh im Referenzfall.

Die kapitalgebundenen Kosten stellen den größten Kostenblock in beiden Fällen dar und setzen sich aus der Annuität der Erstinvestition, der Annuität der Ersatzinvestition sowie der Restwertkorrektur zusammen. Die Erstinvestition bildet dabei den jährlichen Kapitaldienst des betrachteten Wärmeerzeugers und zugehöriger Komponenten ab. Die Ersatzinvestition berücksichtigt Komponenten, deren rechnerische Nutzungsdauer kürzer ist als der Betrachtungszeitraum. Die Restwertkorrektur wirkt kostenmindernd, da am Ende des Betrachtungszeitraums noch nicht vollständig verbrauchte Anlagenwerte berücksichtigt werden. Im Ist-Fall entfallen 48,01 % der jährlichen Gesamtkosten auf die kapitalgebundenen Kosten, im Referenzfall steigt der Anteil auf 56,97 %. Der absolute Betrag bleibt in beiden Fällen gleich, da sich die Investitionskosten der Anlage durch die unterschiedliche PV-Erzeugung nicht verändern.

Die verbrauchsgebundenen Kosten unterscheiden sich dagegen deutlich zwischen Ist-Fall und Referenzfall. Sie umfassen die Kosten für den genutzten PV-Strom, den

ergänzenden Strombezug aus dem Strommix sowie den Grundpreis der Stromlieferung. Im Ist-Fall 2025 betragen die verbrauchsgebundenen Kosten 1.888,75 €, im Referenzfall sinken sie auf 1.111,32 €. Ursache dafür ist der höhere PV-Deckungsanteil im Referenzfall. Während im Ist-Fall nur ein begrenzter Anteil des Wärmepumpenstroms durch nutzbaren PV-Strom gedeckt wird, kann im Referenzfall aufgrund der höheren PV-Erzeugung ein größerer Anteil des Strombedarfs der Wärmepumpe über PV-Strom bilanziell berücksichtigt werden. Die dafür verwendeten Parameter sind in Tabelle 6 dargestellt. Dort ist ersichtlich, dass der genutzte PV-Strom von 574,92 kWh/a im Ist-Fall auf 890,84 kWh/a im Referenzfall steigt.

Die Kosten des PV-Stroms wurden separat in Tabelle 5 berechnet. Für das Jahr 2025 ergibt sich aufgrund der starken Abregelung ein deutlich erhöhter Preis des tatsächlich erzeugten bzw. nutzbaren PV-Stroms. Dieser hohe PV-Strompreis führt jedoch nicht zu einem überproportionalen Anstieg der Wärmeerzeugungskosten. Dies liegt daran, dass die Wärmepumpenlösung in ihrer Kostenstruktur überwiegend investitionsgeprägt ist. Der größte Anteil der jährlichen Kosten entfällt auf die kapitalgebundenen Kosten, während die verbrauchsgebundenen Kosten nur einen Teil der Gesamtkosten ausmachen. Zusätzlich wurde im Ist-Fall 2025 nur eine vergleichsweise geringe PV-Strommenge für den Betrieb der Wärmepumpe genutzt. Dadurch wirkt sich der hohe PV-Strompreis zwar auf die verbrauchsgebundenen Kosten aus, dominiert jedoch nicht die gesamten Wärmeerzeugungskosten.

Die betriebsgebundenen Kosten bleiben im Ist-Fall und im Referenzfall unverändert. Sie umfassen die angesetzten Instandhaltungs-, Wartungs- und Bedienungskosten der Wärmepumpenanlage. Da diese Kosten nicht von der Höhe der PV-Erzeugung abhängen, ergeben sich in beiden Fällen identische absolute Kosten.

Insgesamt zeigen die Zwischenergebnisse, dass die betrachtete Wärmepumpenlösung trotz der ungünstigen PV-Situation im Ist-Fall 2025 nicht durch die Stromkosten dominiert wird. Die Jahreskosten werden wesentlich durch die Investitionskosten der Anlage bestimmt. Der Referenzfall verdeutlicht jedoch, dass eine höhere nutzbare PV-Erzeugung die verbrauchsgebundenen Kosten deutlich reduziert und dadurch auch den Wärmeerzeugungspreis senkt. Die Gegenüberstellung macht somit sichtbar, dass die Wirtschaftlichkeit der Wärmepumpenlösung sowohl von der Investitionsstruktur als auch vom nutzbaren PV-Anteil beeinflusst wird.

6 Gegenvergleich Direktstromheizung

Zur Einordnung der Wärmepumpenlösung wurde ergänzend ein vereinfachter Gegenvergleich mit einer elektrischen Direktstromheizung durchgeführt. Für diese Variante wurde ein pauschaler Investitionsansatz von 10.000 € gewählt. Dieser Ansatz umfasst die zur Raumheizung erforderlichen elektrischen Heizkörper bzw. Direktheizflächen sowie die elektrische Warmwasserbereitung über mehrere Durchlauferhitzer. Die Kosten wurden nicht detailliert nach Einzelkomponenten aufgeschlüsselt, sondern als überschlägiger Systemansatz abgebildet. Für Instandsetzung, Wartung und Bedienung wurden zur Vergleichbarkeit dieselben methodischen Ansätze wie bei der Wärmepumpenlösung verwendet.

Tabelle 9: Übersicht Kostengruppenrechnung für Direktstromheizung und Referenzfall

	Ist-Fall 2025	Referenzfall	Anteil Ist 2025	Anteil Referenz
A. Kapitalgebundene Kosten				
A.1 Annuität der Erstinvestition	672,16 €	672,16 €		
A.2 Annuität der Ersatzinvestition	0,00 €	0,00 €		
A.3 Restwertkorrektur	0,00 €	0,00 €		
Zwischensumme A.	**672,16 €**	**672,16 €**	9,19%	14,91%
B. Verbrauchsgebundene Kosten				
B.1 Energiekosten PV-Strom	4.014,35 €	1.509,07 €		
B.2 Energiekosten Strommix	2.092,41 €	1.791,35 €		
B.3 Grundpreis Stromlieferung GP	197,00 €	197,00 €		
Zwischensumme B.	**6.303,76 €**	**3.497,42 €**	86,16%	77,56%
C. Betriebsgebundene Kosten				
C.1 Instandhaltungskosten	100,00 €	100,00 €		
C.2 Wartungskosten	150,00 €	150,00 €		
C.3 Bedienungskosten	90,00 €	90,00 €		
Zwischensumme C.	**340,00 €**	**340,00 €**	4,65%	7,54%
Jahreskosten	**7.315,92 €**	**4.509,58 €**	100%	100%
Wärmegestehungspreis pro kWh	0,73 €	0,45 €		

Die Ergebnisse in Tabelle 9 zeigen, dass sich die Direktstromheizung und die Wärmepumpenlösung im Referenzfall der PV-Erzeugung weniger stark unterscheiden als zunächst zu erwarten wäre. Im Referenzfall liegen die Wärmegestehungskosten der Direktstromheizung bei rund 0,45 €/kWh, während für die Wärmepumpenlösung in Tabelle 8 rund 0,42 €/kWh ermittelt wurden. Der Abstand zwischen beiden Varianten ist damit im Referenzfall vergleichsweise gering. Dies ist vor allem auf den hohen energetischen Standard des betrachteten Gebäudes sowie den hohen nutzbaren PV-Stromanteil im Referenzfall zurückzuführen. Bei einem Gebäude mit niedrigem Wärmebedarf wirkt sich die geringere Effizienz der Direktstromheizung weniger stark aus als bei Gebäuden mit höherer Heizlast.

Die Kostenstruktur der beiden Systeme unterscheidet sich jedoch deutlich. Die Wärmepumpenlösung weist mit 36.925,50 € deutlich höhere Investitionskosten auf und ist dementsprechend stärker durch kapitalgebundene Kosten geprägt. Nach der Anwendung der VDI 2067, mit einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren, machen diese im Ist-Fall 48,01 % und im Referenzfall 56,97 % der jährlichen Gesamtkosten aus. Die Direktstromheizung besitzt dagegen mit 10.000 € erheblich geringere Investitionskosten. Der kapitalgebundene Anteil liegt hier lediglich bei 9,19 % im Ist-Fall und 14,91 % im Referenzfall.

Im Ist-Fall 2025 zeigt sich jedoch ein deutlicher Unterschied zwischen den Varianten. Für die Direktstromheizung ergeben sich Wärmegestehungskosten von rund 0,73 €/kWh, während die Wärmepumpenlösung bei rund 0,49 €/kWh liegt. Der höhere Wert der Direktstromheizung resultiert aus ihrem wesentlich höheren Strombedarf zur Bereitstellung derselben Wärmemenge. Die Wärmepumpe weist mit einer Jahresarbeitszahl von 3,61 eine deutlich höhere Effizienz bei der Umwandlung elektrischer Energie in Nutzwärme auf. Im Jahresmittel werden je eingesetzter Kilowattstunde Strom rechnerisch 3,61 kWh Wärme bereitgestellt. Bei einer Direktstromheizung erfolgt die Umwandlung elektrischer Energie in Wärme dagegen näherungsweise im Verhältnis 1:1. Der daraus resultierende höhere Strombedarf der Direktstromheizung kann im betrachteten Ist-Fall durch deren geringere Investitionskosten nicht kompensiert werden.

Der Gegenvergleich zeigt damit, dass die Direktstromheizung unter günstigen Randbedingungen, insbesondere bei hohem PV-Deckungsanteil und niedrigem Wärmebedarf, wirtschaftlich an die Wärmepumpenlösung heranrücken kann. Im Ist-Fall 2025 verschlechtert sich ihre Wirtschaftlichkeit dagegen deutlich. Bei der Einordnung dieses Ergebnisses ist jedoch zu berücksichtigen, dass mögliche systemspezifische Effekte von Direkt- beziehungsweise Infrarotheizungen in der vorliegenden Untersuchung nicht berücksichtigt werden. Hierzu zählen insbesondere potenziell geringere Wärmeverluste durch den Entfall wassergeführter Verteilstrukturen sowie mögliche Verbrauchsänderungen infolge einer abweichenden Regelungs- und Behaglichkeitscharakteristik. Eine belastbare Quantifizierung dieser Effekte würde eine gesonderte gebäudetechnische und nutzungsbezogene Untersuchung erfordern und liegt außerhalb des Rahmens der vorliegenden Wirtschaftlichkeitsanalyse. Die Ursachen der unterschiedlichen Kostenentwicklung werden im folgenden Kapitel anhand der Energiekostensensitivitäten weiter differenziert betrachtet.

7 Energiekostensensitivitäten

Zur differenzierten Bewertung der Stromkostenabhängigkeit wurden für beide Heizsysteme drei Sensitivitätskennwerte gebildet. Die Kennwerte beschreiben, welcher Anteil der jährlichen Gesamtkosten unmittelbar von den jeweiligen Strompreisen abhängig ist. Ihre Bildung erfolgt jeweils als Verhältnis der betreffenden stromabhängigen Kostenposition zu den gesamten jährlichen Kosten der jeweiligen Variante.

Die Energiekostensensitivität ergibt sich aus der Summe der Kosten des genutzten PV-Stroms und des ergänzenden Netzstrombezugs im Verhältnis zu den jährlichen Gesamtkosten. Sie setzt sich aus der PV-Stromsensitivität und der Strommixsensitivität zusammen. Die PV-Stromsensitivität wird aus dem Verhältnis der Kosten des genutzten PV-Stroms zu den jährlichen Gesamtkosten gebildet, während die Strommixsensitivität entsprechend den Anteil der Kosten des ergänzenden Netzstrombezugs an den jährlichen Gesamtkosten beschreibt. Der Grundpreis der Stromlieferung wird nicht als strompreissensitiver Anteil berücksichtigt, da er unabhängig von der tatsächlich bezogenen Strommenge anfällt.

Die Sensitivitätskennwerte können zugleich als Maß für die Reaktion der jährlichen Gesamtkosten auf Änderungen des jeweiligen Strompreises interpretiert werden. Eine PV-Stromsensitivität von beispielsweise 20 % bedeutet unter ansonsten unveränderten Randbedingungen, dass eine Verdopplung des angesetzten PV-Strompreises zu einer Erhöhung der jährlichen Gesamtkosten um 20 % führen würde. Entsprechend würde eine Erhöhung des PV-Strompreises um 10 % die jährlichen Gesamtkosten um 2 % erhöhen.

Tabelle 10: Energiekostensensitivitäten

Variante	Fall	Energiekosten-sensitivität	PV-Stromsensitivität	Strommixsensitivität
Wärmepumpe	2025	34,21 %	22,49 %	11,72 %
Wärmepumpe	Referenz	21,94 %	10,03 %	11,91 %
Direktstromheizung	2025	83,47 %	54,87 %	28,60 %
Direktstromheizung	Referenz	73,19 %	33,46 %	39,72 %

Für die Wärmepumpenlösung ergibt sich im Ist-Fall 2025 eine Energiekostensensitivität von 34,21 %. Davon entfallen 22,49 % auf den genutzten PV-Strom und 11,72 % auf den ergänzenden Strommix. Im Referenzfall sinkt die Energiekostensensitivität auf 21,94 %. Die PV-Stromsensitivität halbiert sich mit etwa 10,03 % gegenüber dem Ist-Fall. Die deutlich geringere PV-Stromsensitivität der Wärmepumpe im Referenzfall ist insbesondere auf die reduzierten spezifischen Kosten des lokal nutzbaren PV-Stroms zurückzuführen. Im Ist-Fall 2025 führt die starke Abregelung dazu, dass die kapital- und betriebsgebundenen Kosten der Photovoltaikanlage auf eine vergleichsweise geringe nutzbare Energiemenge entfallen. Im Referenzfall steht eine deutlich größere PV-Energiemenge zur Verfügung, wodurch die Kosten des lokal nutzbaren PV-Stroms sinken. Obwohl dadurch mehr PV-

Strom zur Deckung des Wärmebedarfs eingesetzt werden kann, reduziert sich dessen Kostenanteil an den jährlichen Gesamtkosten. Der Anteil der Kosten des ergänzenden Netzstrombezugs bleibt dagegen mit 11,72 % beziehungsweise 11,91 % nahezu unverändert.

Bei der Direktstromheizung ist die Strompreissensitivität deutlich stärker ausgeprägt. Im Ist-Fall 2025 beträgt die Energiekostensensitivität 83,47 %, wobei 54,87 % auf den PV-Strom und 28,60 % auf den ergänzenden Strommix entfallen. Im Referenzfall sinkt die gesamte Energiekostensensitivität auf 73,19 %. Gleichzeitig verändert sich die Kostenstruktur deutlich: Die PV-Stromsensitivität reduziert sich auf 33,46 %, während die Strommixsensitivität auf 39,72 % ansteigt. Dieser Anstieg bedeutet jedoch nicht, dass der absolute Netzstrombedarf oder die absoluten Netzstromkosten im Referenzfall zunehmen. Vielmehr sinken die gesamten Jahreskosten stärker als die Kosten des verbleibenden Netzstrombezugs, sodass dessen relativer Anteil an den Gesamtkosten steigt.

Der Vergleich der beiden Heizsysteme verdeutlicht damit den wesentlichen Unterschied ihrer Kostenstruktur. Aufgrund der höheren Effizienz der Wärmepumpe ist nur ein vergleichsweise geringer Anteil ihrer jährlichen Gesamtkosten unmittelbar von den Strompreisen abhängig. Bei der Direktstromheizung dominieren dagegen in beiden Szenarien die stromabhängigen Kosten. Der uneingeschränkte PV-Betrieb reduziert zwar insbesondere die Kosten des lokal nutzbaren PV-Stroms und damit die gesamte Energiekostensensitivität, die Direktstromheizung bleibt jedoch auch im Referenzfall wesentlich stärker gegenüber Veränderungen der Strompreise exponiert als die Wärmepumpenlösung.

8 Schlussfolgerung

Die vorliegende Untersuchung zeigt, dass die wirtschaftliche Bewertung der Wärmeerzeugung in einem hochgedämmten Quartier nicht allein über die Investitionskosten oder den Wirkungsgrad einzelner Anlagen erfolgen kann. Entscheidend ist vielmehr die Zusammensetzung der jährlichen Gesamtkosten über den gesamten Betrachtungszeitraum. Die Anwendung der Annuitätenmethode nach VDI 2067 ermöglicht dabei eine strukturierte Einordnung der kapitalgebundenen, verbrauchsgebundenen und betriebsgebundenen Kosten und macht sichtbar, welche Kostengruppe die Wirtschaftlichkeit der jeweiligen technischen Lösung bestimmt.

Für die betrachtete kalkulatorische Wohneinheit im Effizienzhaus-40-Plus-Standard zeigt sich, dass die Wärmepumpenlösung trotz höherer Anfangsinvestition die wirtschaftlich günstigere Variante darstellt. Damit liegen nicht nur die spezifischen Wärmegerzeugungskosten, sondern auch die absoluten Jahreskosten der Wärmepumpenlösung niedriger als bei einer Direktstromheizung unter identischen Randbedingungen. Die höhere Investition der Wärmepumpe wird durch den deutlich geringeren Strombedarf infolge ihrer Effizienz mit der Jahresarbeitszahl von 3,61 überkompensiert.

Im Referenzfall der regulären ungeregelten PV-Erzeugung verringert sich der Abstand zwischen beiden Varianten. Die Wärmepumpe und die Direktstromheizung erreichen vergleichbare Wärmegestehungsskosten von 0,42 €/kWh beziehungsweise 0,45 €/kWh. Dieser geringe Abstand zeigt, dass eine Direktstromheizung unter günstigen Randbedingungen (niedrigem Wärmebedarf, hohem energetischen Gebäudestandard, hohem nutzbaren PV-Anteil) wirtschaftlich näher an eine Wärmepumpenlösung heranrücken kann. Dennoch bleibt auch im Referenzfall die Wärmepumpe sowohl bei den spezifischen Wärmegestehungskosten als auch bei den absoluten Jahreskosten günstiger.

Der Vergleich der beiden Szenarien verdeutlicht zugleich die ökonomische Bedeutung der PV-Abregelung im Jahr 2025. Die starke Einschränkung der PV-Erzeugung führte zu einem hohen rechnerischen Preis des tatsächlich nutzbaren PV-Stroms. Dieser Effekt wirkt sich auf beide Heizungssysteme aus, jedoch unterschiedlich stark. Die Wärmepumpe ist aufgrund ihrer höheren Effizienz weniger stark von den Stromkosten abhängig. Die Direktstromheizung mit einen rechnerischen Umwandlungsfaktor von 1 reagiert wesentlich unmittelbarer auf hohe PV-Stromkosten oder steigende Netzstrompreise. Die Sensitivitätsanalyse bestätigt diese Unterschiede in der Kostenstruktur. Während die Wärmepumpenlösung gegenüber Veränderungen der Strompreise vergleichsweise robust bleibt, reagiert die Direktstromheizung deutlich stärker auf Preisänderungen. Dabei ist die Strompreissensitivität nicht mit der energetischen Abhängigkeit von einer Stromquelle gleichzusetzen, sondern beschreibt den Einfluss einer Änderung des jeweiligen Strompreises auf die jährlichen Gesamtkosten.

Die Ergebnisse zeigen damit zwei unterschiedliche Risikoprofile. Die Wärmepumpenlösung ist investitionsintensiver und weist höhere kapitalgebundene

Kosten auf, bietet dafür aber eine robustere Kostenstruktur gegenüber Veränderungen der Strompreise und der PV-Verfügbarkeit. Die Direktstromheizung ist in der Anschaffung deutlich günstiger, verschiebt das wirtschaftliche Risiko jedoch nahezu vollständig in die verbrauchsgebundenen Kosten. Sie kann unter idealen Bedingungen wirtschaftlich vertretbar erscheinen, wird aber bei Abregelung, höheren Strompreisen oder steigendem Wärmebedarf schnell nachteilig.

Für das untersuchte Quartier folgt daraus, dass eine hohe energetische Gebäudequalität und eine leistungsfähige PV-Infrastruktur zwar zentrale Voraussetzungen für niedrige Wärmegestehungskosten darstellen, jedoch allein nicht ausreichen. Entscheidend ist, ob die erzeugte PV-Energie tatsächlich genutzt oder gespeichert werden kann. Die Abregelung im Jahr 2025 zeigt, dass technische und regulatorische Eingriffe in die Erzeugung erhebliche ökonomische Folgen haben können. Gerade in Quartieren, die auf hohe Eigenversorgung und Flexibilitätskoordination ausgelegt sind, wird die Nutzbarkeit der erneuerbaren Erzeugung damit zu einem zentralen wirtschaftlichen Faktor.

Insgesamt bestätigt die Untersuchung, dass die Wärmepumpenlösung für die betrachtete Wohneinheit die wirtschaftlich stabilere Variante darstellt. Sie verursacht in beiden untersuchten Fällen geringere absolute Jahreskosten und niedrigere Wärmegestehungskosten als die Direktstromheizung. Der Vorteil fällt im abgeregelten Ist-Fall besonders deutlich aus und bleibt auch im Referenzfall erhalten. Gleichzeitig zeigt der Vergleich, dass die Wirtschaftlichkeit technischer Wärmeerzeugungssysteme nicht isoliert, sondern immer im Zusammenhang mit Gebäudestandard, PV-Verfügbarkeit, Eigenverbrauchsanteil und Stromkostenstruktur bewertet werden muss. Für zukünftige Quartierskonzepte ergibt sich daraus die Notwendigkeit, Wärmeerzeugung, PV-Erzeugung, Speicherbetrieb und Flexibilitätsmanagement gemeinsam zu planen und zu betreiben.

Literaturverzeichnis

ADAC. (2025, Dezember 11). *Stromspeicher: Kosten und Nutzen von Batteriespeichern*. Stromspeicher: Kosten und Nutzen von Batteriespeichern. https://www.adac.de/rund-ums-haus/energie/versorgung/pv-stromspeicher/

BKI Baukosteninformationszentrum Deutscher Architektenkammern (Hrsg.). (2025). *BKI Objektdaten Gebäudetechnik G7: Mit aktuellen Kosten für energieeffiziente Gebäudetechnik im Bild von Passiv- und Energieeffizienzhäusern*. RM Rudolf Müller Medien GmbH & Co. KG.

Bundesministerium der Finanzen. (2026, April 2). *AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter (AfA-Tabelle „AV“)—Bundesfinanzministerium—Themen*. AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter. https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/Ergaenzende-AfA-Tabellen/AfA-Tabelle_AV.html

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. (2016, Februar 17). *Bekanntmachung zur Förderung von stationären und dezentralen Batteriespeichersystemen zur Nutzung in Verbindung mit Photovoltaikanlagen* [Förderbekanntmachung]. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.bundeswirtschaftsministerium.de/Redaktion/DE/Downloads/F/foerderbekanntmachung-pv-batteriespeicherprogramm.pdf

co2online.de. (2026, April 2). *Kosten und Finanzierung*. Solaranlage: Kosten & Förderung 2026. https://www.co2online.de/modernisieren-und-bauen/photovoltaik/kosten-und-finanzierung/

Enerdata. (2025, November 27). *Carbon Price Forecast 2030-2050: Assessing Market Stability & Future Challenges | Enerdata*. https://www.enerdata.net/publications/executive-briefing/carbon-price-projections-eu-ets.html

Fritz, Wolfgang, Ladermann, Alexander, Willemsen, Sebastian, George, Jan, Klobasa, Marian, Kühnbach, Matthias, Neef, Christoph, Stute, Judith, Kahl, Hartmut, Senders, Julian, & :unav. (2022). *Batteriespeicher in Netzen*. Fraunhofer-Gesellschaft. https://doi.org/10.24406/PUBLICA-238

JRC PVGIS. (2026, April 2). *JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS)—European Commission*. Photovoltaic Geographical Information System. https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/de/

Lai, C. S., & McCulloch, M. D. (2017). Levelized cost of electricity for solar photovoltaic and electrical energy storage. *Applied Energy*, *190*, 191–203. https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2016.12.153

nPro.energy. (2026, April 2). *Wirtschaftliche Parameter für die Auslegung von Energiesystemen—nPro*. nPro: Planungstool für Gebäude & Quartiere. https://www.npro.energy/main/de/help/economic-parameters

pv-berechnung.de. (2026, April 2). *Solaranlage Kosten: Online Kostenrechner für Solaranlage - Der Solarrechner ☀️ Online PV Anlagen unabhängig berechnen*. PV Berechnung | Solarrechner. https://www.pv-berechnung.de/solaranlage-kosten-rechner

Verein Deutscher Ingenieure e.V. (2012). *VDI 2067 Blatt 1—Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen—Grundlagen und Kostenberechnung*. https://www.vdi.de/mitgliedschaft/vdi-richtlinien/details/vdi-2067-blatt-1-wirtschaftlichkeit-gebaeudetechnischer-anlagen-grundlagen-und-kostenberechnung-1

Walker, H. A. (2018). *Best Practices for Operation and Maintenance of Photovoltaic and Energy Storage Systems; 3rd Edition* (NREL/TP-7A40-73822, 1489002; S. NREL/TP-7A40-73822, 1489002). https://doi.org/10.2172/1489002