

Jahresauswertung der Energieströme 2025

(Bericht 6 – Jahresbericht)

im Rahmen des Verbundvorhabens

EnQuaFlex - Energiewendedienlicher Quartiersbetrieb durch
gemeinschaftliche Flexibilitätskoordination

Teilprojekt: Messtechnische Erfassung und Datenauswertung

Autoren:
Dipl.-Kfm. Denis Neiwert
Selvana Younes, B. Eng.
Lutz Meinecke, M. Sc.
René Weiß, B. Eng.
Prof. Dr.-Ing. Nicolei Beckmann

Buxtehude, 30.04.2025

Hochschule 21
Harburger Str. 6
21614 Buxtehude

Gefördert durch:



aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	ii
Abbildungsverzeichnis	iv
Tabellenverzeichnis	v
1 Vorstellung und aktueller Zustand des Quartiers	1
2 Energieflüsse des Quartiers	2
2.1 Aufgenommene elektrische Wirkenergie aus dem Verbundnetz (EZA-Regler)	2
2.2 Energiebezug, -lieferung und -bilanz des Quartiers im Detail	4
2.3 Verwendung der elektrischen Energie nach Sektoren	6
2.4 Netzdienlichkeit des Quartiers	8
3 Energiebilanz der einzelnen Häuser	13
3.1 Aufbaudiagramm mit Messstellen & Gebäudetechnik	13
3.2 Photovoltaik	15
3.2.1 Messergebnisse und Jahresgang	15
3.2.2 Einfluss der Betriebs- und Messarchitektur auf die registrierte PV-Erzeugung	16
3.2.3 Anomalien ab August und Indizien für eine zeitweise aussetzende Abregelung	16
3.2.4 Diskussion unter Berücksichtigung der externen Null-Regelung	17
3.2.5 Einordnung über Soll-Ist-Vergleich (PVGIS) und Konsequenzen für Analysen	18
3.3 Resilienzanalyse	19
3.3.1 Zielsetzung und Datengrundlage	19
3.3.2 Vorgehensweise der Bilanzierung und Hochrechnung	19
3.3.3 Definition und Abgrenzung von Brutto- und Netto-Resilienzquote	19
3.3.4 Resilienzergebnisse für 2025	20
3.3.5 Einordnung und Unsicherheiten im Kontext externer Abregelung	20
3.3.6 Schlussfolgerung und Ausblick	20
3.4 Wärmeerzeugung	21
3.4.1 Wärmebedarf und Wärmeerzeugung	21
3.4.2 Theoretische Heizlastüberdeckung	25
3.4.3 Warmwasserversorgung	27
3.4.4 Kompressorstarts	28
3.4.5 Betriebsstunden Verdichter	31
3.4.6 Zusatzheizung & Abtauen	31
3.4.7 Arbeitszahl über das Jahr im Durchschnitt	32
3.5 Lüftungsanlagen	34
3.5.1 Nicht-Heizperiode: erhöhte Niveaus und starke Varianz	34
3.5.2 Heizperiode: stabilisierte Verläufe und reduziertes Grundniveau	35
3.5.3 Einordnung gegenüber den kalkulierten Sollwerten und Mindestanforderungen	35
3.5.4 Technischer Rahmen der Anlagen	36

3.5.5	Zusammenfassung	36
3.6	Bilanz Wallbox	37
3.7	Ökologische Bilanz Quartier	49
4	Weiteres.....	50
4.1	Datenerfassung, -sicherheit und -sicherung.....	50
4.1.1	Ausgangslage und Zielsetzung	50
4.1.2	Stabilisierung der Datenakquisition	50
4.1.3	Stolpersteine bei der Datenerfassung	50
4.1.4	Redundante Speicherung und Wiederherstellbarkeit.....	50
4.1.5	Redundante Datenerfassung im Quartier	51
4.1.6	Datensicherheit durch Systemtrennung und Anonymisierung	51
4.1.7	Früherkennung von Kommunikationsproblemen.....	51
4.1.8	Zusammenfassend	51
4.2	Öffentlichkeitsarbeit	52

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Summierte aufgenommene und eingespeiste Wirkarbeit in kWh des Quartiers gemessen an dem EZA-Regler für alle Häuser im Quartiersnetz.....	3
Abbildung 2: Erfasste Leistung am EZA-Regler für das Jahr 2025.....	4
Abbildung 3: Summierter Energiebezug der jeweiligen Monate für das gesamte Quartier.	4
Abbildung 4: Summierte Energielieferung der jeweiligen Monate für das gesamte Quartier.	5
Abbildung 5: Bilanzierte Darstellung von Bezug und Lieferung pro Monat.	5
Abbildung 6: Energieflussdiagramm für das gesamte Quartier als Summe für den erfassten Zeitraum, aufgeschlüsselt in Quellen (links) und Senken (rechts).	7
Abbildung 7: Energieflussdiagramm für das gesamte Quartier im August, aufgeschlüsselt in Quellen (links) und Senken (rechts).....	8
Abbildung 8: Energieflussdiagramm für das gesamte Quartier im Dezember, aufgeschlüsselt in Quellen (links) und Senken (rechts).	8
Abbildung 9: Gewichtete Bewertung des Bezugs und der Lieferung Anhang der Frequenz des Quartiersnetzes im Vergleich zur Zielfrequenz des Verbundnetzes für das Jahr 2025	10
Abbildung 10: Netzdienlichkeitsanalyse für das Jahr 2025 aufgeschlüsselt nach Monat	11
Abbildung 11: Übersicht des Quartiersnetzes mit dem Netzanschlusspunkt und dem EZA-Regler zum Verbundnetz.	13
Abbildung 12: Schematischer Aufbau der Häuser mit NIBE F2050-6 Außenluftwärmepumpen, Stromleitungen in Rot, Modbus TCP/IP in Blau (Bildquelle: Viebrockhaus AG).	14
Abbildung 13: Schematischer Aufbau der Häuser mit Abluftwärmepumpen, Stromleitungen in Rot, Modbus TCP/IP in Blau.	15
Abbildung 14: Außentemperaturverlauf Quartier Harsefeld.	22
Abbildung 15: Theoretische Heizlast für Häuser mit Abluft-Wärmepumpen.	23
Abbildung 16: Theoretische Heizlast für Häuser mit Außenluft-Wärmepumpen.....	23
Abbildung 17: Theoretische Überdeckung der Heizlast für Abluft-Wärmepumpen.....	26
Abbildung 18: Theoretische Überdeckung der Heizlast für Außenluft-Wärmepumpen.	26
Abbildung 19: Kompressorstarts Luft-Wasser-Wärmepumpen.....	29
Abbildung 20: Kompressorstarts Abluft-Wärmepumpen	30
Abbildung 21: Effizienzverlauf Luft-Wasser-Wärmepumpen.....	33
Abbildung 22: Effizienzverlauf Abluft-Wärmepumpen	33
Abbildung 23: Luftvolumenströme, Jahresübersicht.	35
Abbildung 24: Wallbox-Nutzung in Haus Leeds nach Tageszeit (2025).....	40
Abbildung 25: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Leeds nach Uhrzeit im Jahr 2025 .	41
Abbildung 26: Wallbox-Nutzung in Haus Alnwick nach Tageszeit im Jahr 2025	42
Abbildung 27: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Alnwick nach Uhrzeit im Jahr 2025	42
Abbildung 28: Wallbox-Nutzung in Haus Stirling nach Tageszeit im Jahr 2025	43
Abbildung 29: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Stirling nach Uhrzeit im Jahr 2025	43
Abbildung 30: Wallbox-Nutzung in Haus Carrickfergus nach Uhrzeit im Jahr 2025	44
Abbildung 31: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Carrickfergus nach Tageszeit im Jahr 2025.....	44
Abbildung 32: Wallbox-Nutzung in Haus Inveraray nach Tageszeit im Jahr 2025	45
Abbildung 33: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Inveraray nach Tageszeit im Jahr 2025.....	45
Abbildung 34: Wallbox-Nutzung in Haus Raby nach Uhrzeit im Jahr 2025	46
Abbildung 35: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Raby nach Tageszeit im Jahr 2025	46

Abbildung 36: Wallbox-Nutzung in Haus Ludlow nach Uhrzeit im Jahr 2025	47
Abbildung 37: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Ludlow nach Tageszeit im Jahr 2025	47
Abbildung 38: Wallbox-Nutzung in Haus Doune nach Uhrzeit im Jahr 2025	48
Abbildung 39: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Doune nach Tageszeit im Jahr 2025	48

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: PV-Erzeugung und technische Spezifikationen, 2025	17
Tabelle 2: Daten der Brauchwasserbereitung im Jahr 2025	28
Tabelle 3: Kompressorstarts im Jahr 2025	28
Tabelle 4: Betriebszeiten der Verdichter im Jahr 2025	31
Tabelle 5: Daten der Zusatzheizungen im Jahr 2025	32
Tabelle 6: Effizienzwerte der Wärmepumpenanlagen im Jahr 2025	32
Tabelle 7: Luftvolumenströme kalkuliert.	36
Tabelle 8: Ausgelesene Verbrauchsdaten in [kWh]	38

1 Vorstellung und aktueller Zustand des Quartiers

Für die vorliegende Jahresauswertung wird ein Quartier mit 18 Wohnhäusern in der ländlich geprägten Region Nordniedersachsens betrachtet. Die Wohnhäuser in Ein- und Zweifamilienhausbauweise sind mit unterschiedlicher Gebäudetechnik ausgestattet und sollen für eine größtmögliche Resilienz im Quartiersverbund agieren. Aktuell sind davon 14 Häuser bewohnt, die verbleibenden vier dienen als Musterhäuser. Zum Schutz der Bewohner*innen wurden die betrachteten Häuser in der vorliegenden Auswertung nach britischen Schlössern pseudonymisiert. Eine mieterbezogene Zuordnung ist so auszuschließen.

Die Jahresauswertung erfolgt im Rahmen des über drei Jahre geförderten Forschungsverbundvorhabens „Energiewendedienlicher Quartiersbetrieb durch gemeinschaftliche Flexibilitätskoordination“ (EnQuaFlex) - Teilprojekt: Messtechnische Erfassung und Datenauswertung. Ziel des Verbundvorhabens ist es, ressourceneffiziente Technologien mit einer energiewende-, netz- und quartiersdienlichen Betriebsführung für die Wohnquartiere der Zukunft unter realen Betriebsbedingungen zu betrachten und ein Lastmanagement zu implementieren, welches das lokale Quartier sowie das Gesamtenergiesystem heute und in Zukunft („energiewendedienlich“) optimiert.

Parallel zu diesen technischen Transformationen sollen Wechselwirkungen auf die Bewohner*innen des Wohnquartiers untersucht werden. Um dieses Ziel zu erreichen, werden die Gebäudetechnologien im Einzelnen, deren intelligentes Zusammenwirken mittels agentenbasierten Energiemanagement auf Quartiersebene sowie das Verhalten der verschiedenen Akteursgruppen analysiert. Zum Zeitpunkt dieses Berichtes ist noch kein Quartiersenergiemanagementsystem (QEMS) implementiert.

Kapitel 1 gibt einen Überblick über den Aufbau und die Inhalte dieses Berichts. In Kapitel 2 werden die Energieflüsse des Quartiers detailliert analysiert, einschließlich Netzbezug, Energieaustausch und sektoraler Nutzung innerhalb des Quartiers sowie der Bewertung der Netzdienlichkeit. Kapitel 3 widmet sich der Energiebilanz der einzelnen Gebäude und behandelt unter anderem die Themen Photovoltaik, Resilienzbewertung mithilfe der Autarkie, Wärmeerzeugung, Lüftungssysteme sowie Elektromobilität und eine kurze Zusammenfassung zum Thema ökologische Bilanz mit dem Hinweis auf weitere Veröffentlichung mit ausführlicher Lebenszyklusanalyse. Abschließend werden in Kapitel 4 weiterführende Themen wie Datenerfassung und -sicherheit sowie die Zusammenfassung der Öffentlichkeitsarbeit innerhalb des Projekts vorgestellt.

2 Energieflüsse des Quartiers

Die Energieflüsse des Quartiers setzen sich zusammen aus:

- den Verbräuchen der Häuser durch Wärmepumpen, Lüftungsanlagen, Wallboxen und Haushaltsverbraucher;
- der zusammengefassten, direkt ins Quartiersnetz eingespeisten PV-Produktion;
- den zwei zentralen Ladepunkten sowie
- dem ausgleichenden Bezug bzw. der Einspeisung über den Netzanschlusspunkt.

Seit Beginn des Berichtszeitraums ist zudem ein Quartiersspeicher mit einer Kapazität von 144 kWh und einer maximalen Lade-/Entladeleistung von 2 x 22 kW bereits installiert und technisch in Betrieb. Dessen Einfluss auf die Energieflüsse ist funktional bereits wirksam und beeinflusst die Netzbezugswerte durch Zwischenspeicherung von PV-Überschüssen sowie Lastverschiebungen.

Seit 25. Juli 2025 kann der Quartiersspeicher mittlerweile mit den Basisdatenpunkten State of Charge (SoC) und Leistung Netzanschlusspunkt ausgelesen werden. Die Daten werden in der Projektdatenbank gespeichert und teilweise bereits auf der Projektwebseite enquaflex.de unter Forschungsergebnisse, Quartierdaten live abgebildet. Um belastbare, datenbasierte Aussagen über den Speicherbetrieb und dessen Beitrag zur Resilienzoptimierung des Quartiers treffen zu können ist die Datenbasis leider noch nicht hinreichend. Es bedarf weiterer, zusätzlicher Datenererschließung um sinnvolle Erkenntnisse generieren zu können. Diese ist aber leider an die Zusammenarbeit eines Dienstleisters verknüpft, daher im Moment noch nicht abgeschätzt werden, wann die ersten Analysen generiert werden können.

Die aus dem Verbundnetz aufgenommene elektrische Energie ergibt sich weiterhin aus der Differenz zwischen dem Bedarf im Quartier, der Einspeisung aus den PV-Anlagen und dem Beitrag des Quartierspeichers.

2.1 Aufgenommene elektrische Wirkenergie aus dem Verbundnetz (EZA-Regler)

Die elektrische Wirkenergieaufnahme des betrachteten energetischen Quartiers mit insgesamt 18 Einfamilienwohneinheiten wurde im gesamten Kalenderjahr 2025 kontinuierlich über den zentralen EZA-Regler erfasst. Der Auswertezeitraum beginnt am 01.01.2025 um 00:00 Uhr mit einem registrierten Zählerstand des Energiebezugs von 112.151,31 kWh und endet am 31.12.2025 um 23:59 Uhr bei einem Stand von 197.649,30 kWh. Daraus ergibt sich für das Berichtsjahr ein kumulierter elektrischer Energiebezug von 85.497,99 kWh.

Die Erfassung umfasst – analog zu den unterjährigen Quartalsauswertungen – den gesamten elektrischen Bedarf sämtlicher bewohnter und unbewohnter Einfamilienhäuser des Quartiers. In die Messung gehen auch jene Gebäude ein, die mit eigenverbrauchsoptimierten Photovoltaikanlagen ausgestattet sind. Der zeitliche Verlauf des kumulierten Energiebezugs sowie der Energielieferung an das vorgelagerte Netz ist in Abbildung 1 dargestellt.

Im selben Zeitraum wurde eine elektrische Energielieferung in Höhe von 32.860,98 kWh in das vorgelagerte Netz registriert. Diese ergibt sich aus der Differenz zwischen dem ersten erfassten Zählerstand der Energielieferung am 01.01.2025 von 110.063,52 kWh und dem letzten Messwert am 31.12.2025 von 142.924,51 kWh. Die Einspeisung stammt aus den im Quartier installierten Photovoltaikanlagen, deren nicht vor Ort genutzte Erzeugungsanteile über den EZA-Regler erfasst und in das vorgelagerte Netz abgegeben werden.

Der Jahresverlauf der Energielieferung zeigt eine ausgeprägte saisonale Abhängigkeit. Während in den Frühjahrs- und Sommermonaten aufgrund höherer solaren Globalstrahlung und längerer Tageslängen signifikante Einspeisemengen auftreten, ist die Energielieferung in den Herbst- und Wintermonaten deutlich reduziert und zeitlich auf wenige Stunden um die Mittagszeit begrenzt. Entsprechend überwiegt insbesondere in den Winterquartalen der elektrische Energiebezug gegenüber der Einspeisung.

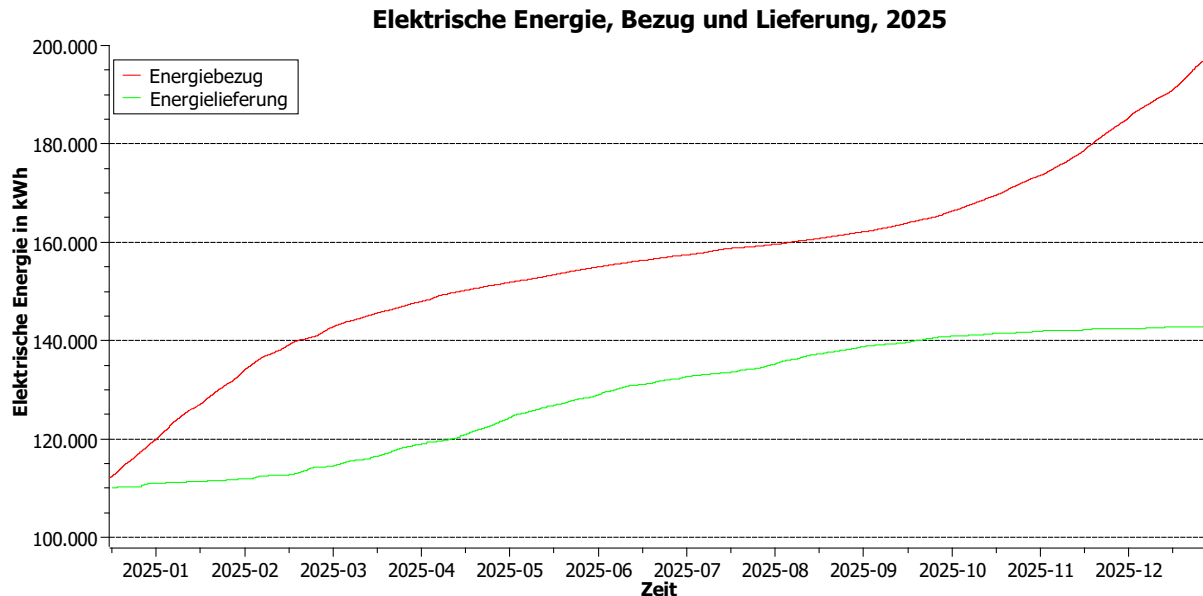


Abbildung 1: Summierte aufgenommene und eingespeiste Wirkarbeit in kWh des Quartiers gemessen an dem EZA-Regler für alle Häuser im Quartiersnetz

Abbildung 2 zeigt den zeitlichen Verlauf der am EZA-Regler erfassten elektrischen Leistung über das gesamte Jahr 2025. Über weite Teile des Jahres ist ein positiver Leistungsbezug aus dem vorgelagerten Netz erkennbar, der insbesondere in den Nachtstunden sowie in den Morgen- und Abendstunden auftritt. Negative Leistungswerte, welche eine Einspeisung elektrischer Energie kennzeichnen, treten überwiegend in den sonnenreichen Monaten auf und konzentrieren sich dabei auf die Tagesstunden mit hoher photovoltaischer Erzeugung.

Der dargestellte Lastgang weist im Jahresverlauf typische tageszeitliche Muster auf. In den frühen Morgenstunden ist ein Anstieg der Leistungsaufnahme zu beobachten, der mit dem Beginn der Haushaltsaktivitäten korrespondiert. Weitere Lastspitzen treten regelmäßig in den Abendstunden auf, wenn der elektrische Leistungsbedarf der Wohneinheiten ansteigt und keine solaren Erträge mehr zur Verfügung stehen. In diesen Zeiträumen wird der Leistungsbedarf vollständig über das vorgelagerte Netz gedeckt.

Wie bereits in den vorangegangenen Quartalen fließen auch im Jahresverlauf 2025 die beiden zentralen Wallboxen zur Ladung der gemeinschaftlich genutzten Mietfahrzeuge mit einer jeweiligen maximalen Ladeleistung von 22 kW in die gemessenen Leistungs- und Verbrauchswerte ein. Da für diese Ladeinfrastruktur keine separate messtechnische Erfassung vorliegt, kann deren Anteil am Gesamtleistungsverlauf nicht eindeutig quantifiziert werden. Entsprechende Ladevorgänge können sich insbesondere in den Abendstunden sowie an Wochenenden in Form kurzzeitig erhöhter Leistungsbezüge im dargestellten Lastgang widerspiegeln.

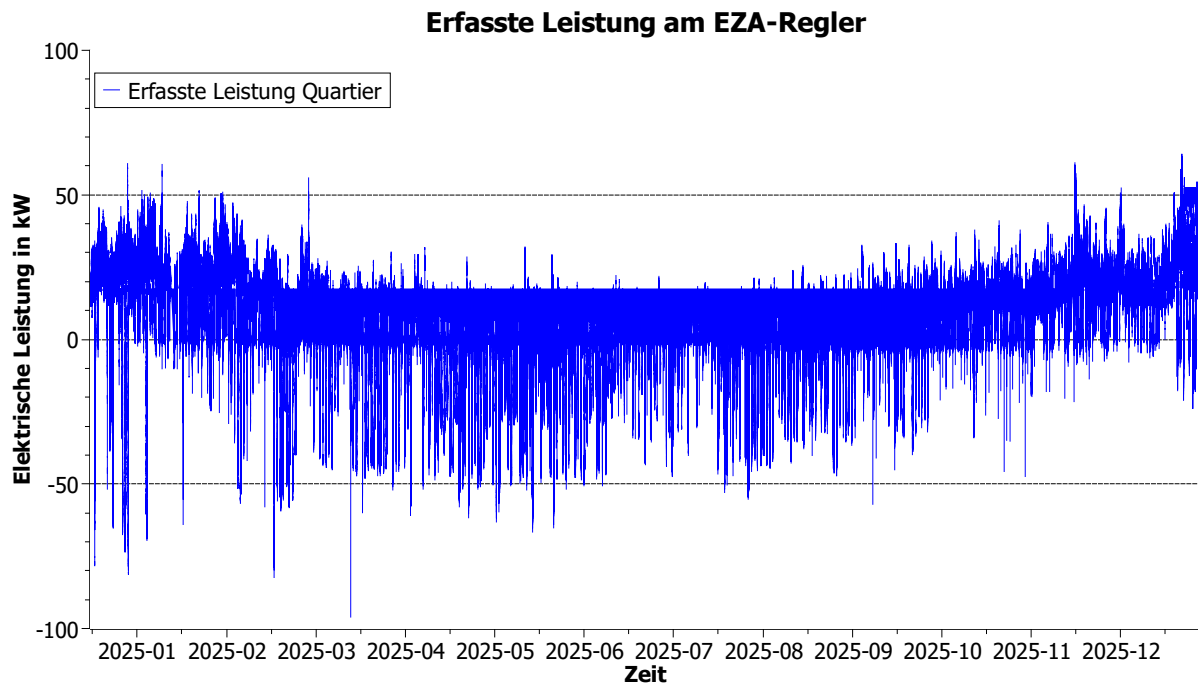


Abbildung 2: Erfasste Leistung am EZA-Regler für das Jahr 2025

2.2 Energiebezug, -lieferung und -bilanz des Quartiers im Detail

Die Energieflüsse des Quartiers werden für das gesamte Kalenderjahr 2025 differenziert nach elektrischem Netzbezug (Abbildung 3) und elektrischer Netzeinspeisung (Abbildung 4) dargestellt. Die daraus resultierende monatliche Energiebilanz, definiert als Differenz zwischen bezogener und eingespeister elektrischer Arbeit, ist in Abbildung 5 zusammengefasst. Die Ergebnisse zeigen einen ausgeprägt saisonalen Verlauf, der sowohl durch witterungsbedingte Einflüsse als auch durch die jahreszeitlich variierende photovoltaische Stromerzeugung geprägt ist.

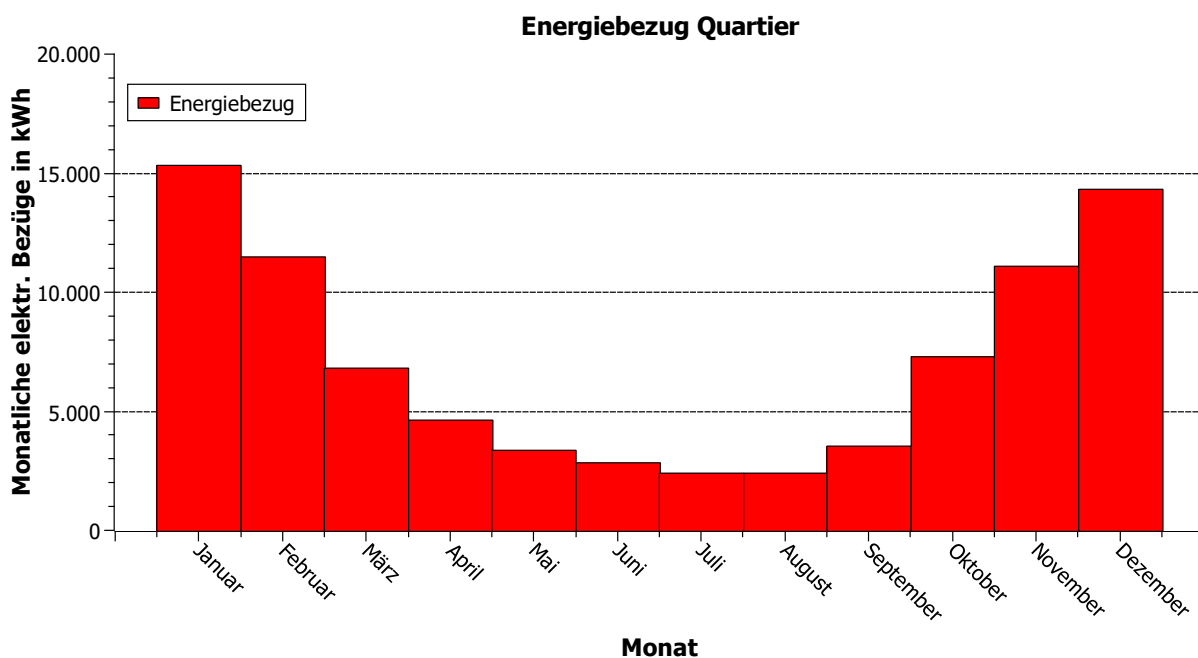


Abbildung 3: Summierter Energiebezug der jeweiligen Monate für das gesamte Quartier.

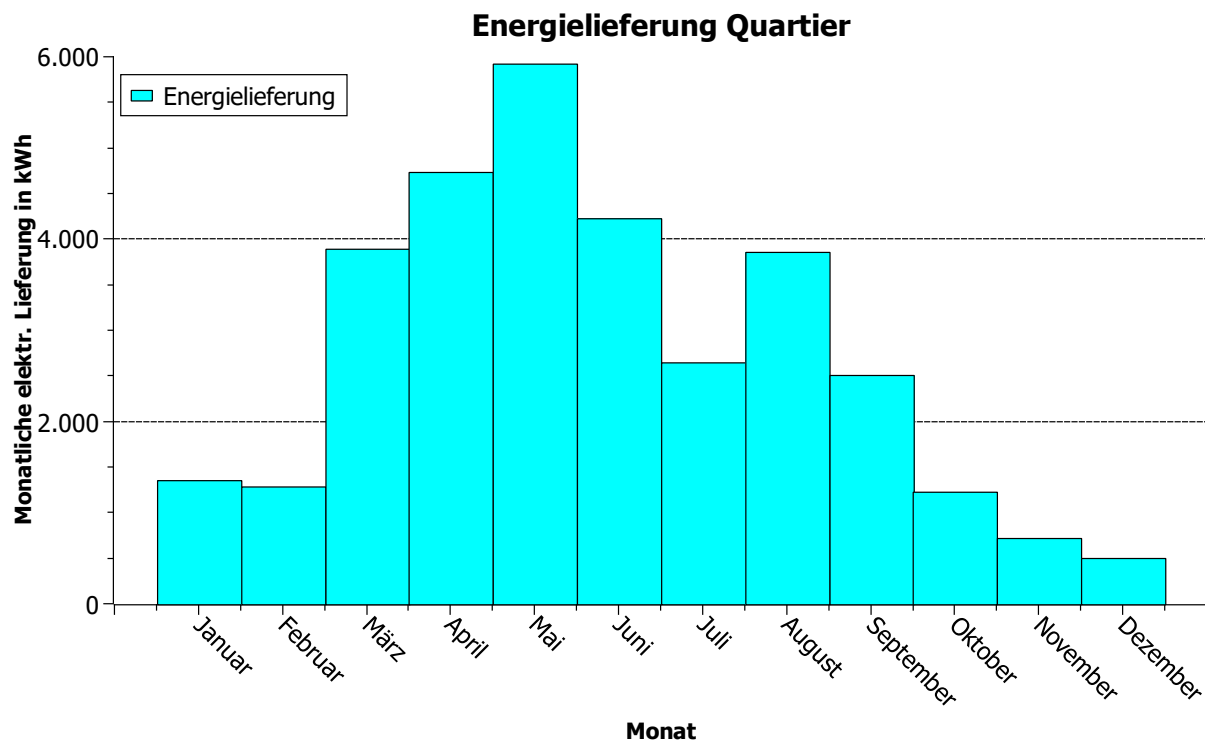


Abbildung 4: Summierte Energieförderung der jeweiligen Monate für das gesamte Quartier.

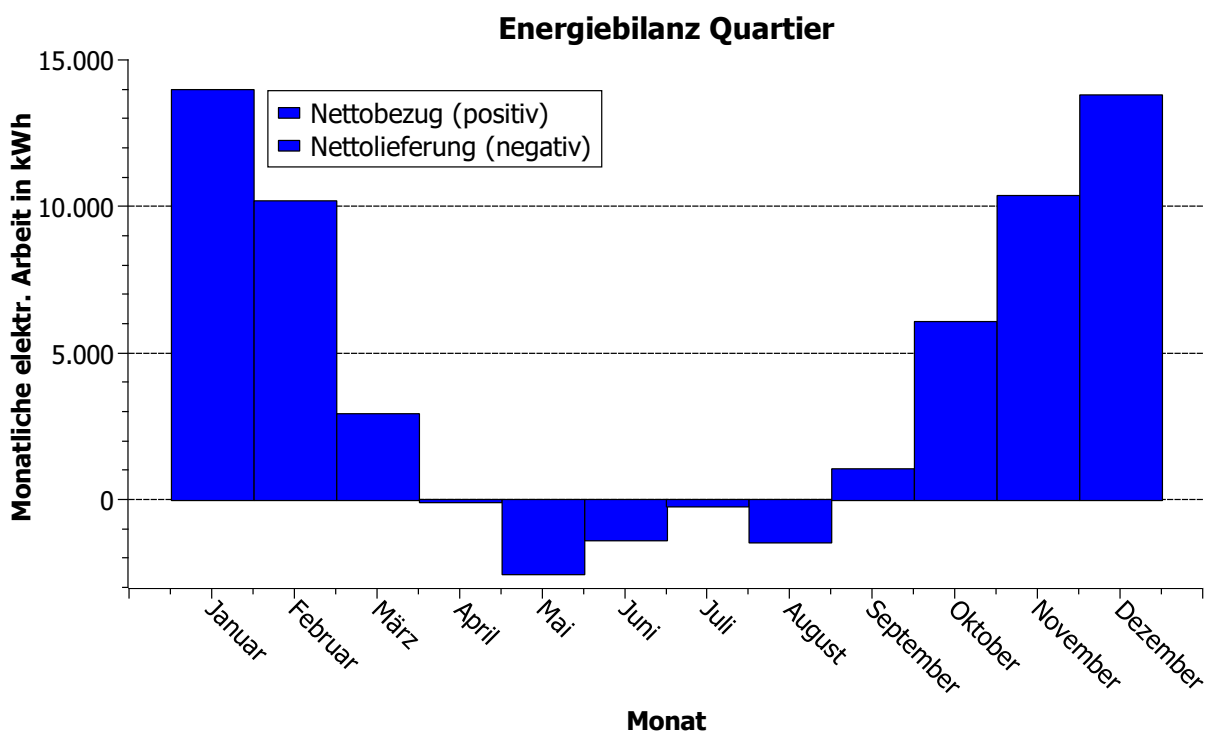


Abbildung 5: Bilanzierte Darstellung von Bezug und Lieferung pro Monat.

In den Wintermonaten Januar und Februar weist das Quartier einen hohen elektrischen Energiebezug von 15.362,84 kWh beziehungsweise 11.514,32 kWh auf. Gleichzeitig ist die Netzeinspeisung mit 1.305,27 kWh im Januar und 1.210,84 kWh im Februar vergleichsweise gering. Daraus resultieren

deutlich positive Nettoenergiebilanzen von +14.057,57 kWh und +10.303,48 kWh, womit das Quartier in diesen Monaten eindeutig als Nettobezüger auftritt. Ursache hierfür sind die geringen solaren Erträge bei gleichzeitig erhöhtem Energiebedarf im Winterhalbjahr.

Mit dem Übergang in das Frühjahr ist ab März ein kontinuierlicher Rückgang des Netzbezugs zu beobachten. Der monatliche Energiebezug sinkt von 6.873,21 kWh im März auf 4.685,94 kWh im April und weiter auf 3.412,66 kWh im Mai. Parallel dazu steigt die eingespeiste elektrische Arbeit deutlich an und erreicht im Mai mit 5.928,74 kWh ihren höchsten Monatswert. Infolge dessen weist das Quartier im Mai erstmals eine negative Nettoenergiebilanz von -2.516,08 kWh auf und tritt in diesem Monat als Nettoeinspeiser auf.

In den Sommermonaten Juni bis August setzt sich dieser Trend fort. Der elektrische Energiebezug verbleibt mit Werten zwischen 2.356,18 kWh und 2.918,44 kWh auf einem niedrigen Niveau, während die Einspeisemengen weiterhin signifikant sind. Die monatliche Energiebilanz ist in diesem Zeitraum überwiegend negativ oder nur leicht positiv, was auf eine hohe Deckung des elektrischen Bedarfs durch die Photovoltaikanlagen sowie zeitweise Überschüsse hinweist. Besonders im Juni und Juli dominiert die Einspeisung gegenüber dem Netzbezug.

Ab September ist ein erneuter Anstieg des Energiebezugs erkennbar. Mit 3.528,97 kWh im September, 7.292,43 kWh im Oktober und 11.112,11 kWh im November verschiebt sich die Energiebilanz zunehmend in Richtung eines Nettobezugs. Gleichzeitig nehmen die Einspeisemengen aufgrund sinkender solarer Erträge kontinuierlich ab. Im Dezember erreicht der Energiebezug mit 14.306,93 kWh seinen höchsten Monatswert des Jahres, während die Einspeisung mit 501,26 kWh auf ein Minimum zurückgeht. Die resultierende Nettoenergiebilanz von +13.805,66 kWh verdeutlicht die nahezu vollständige Deckung des elektrischen Bedarfs über das vorgelagerte Netz.

Insgesamt zeigen die monatlichen Energieflüsse des Jahres 2025 einen klaren saisonalen Charakter. Während das Quartier in den Wintermonaten durchgängig als Nettobezüger auftritt, ermöglichen die hohen photovoltaischen Erträge im Frühjahr und Sommer zeitweise eine vollständige Eigenversorgung sowie eine relevante Netzeinspeisung. Die Energiebilanz des Quartiers wird somit maßgeblich durch die jahreszeitliche Verfügbarkeit solarer Erzeugung und den temperaturabhängigen Energiebedarf bestimmt.

2.3 Verwendung der elektrischen Energie nach Sektoren

Zur systematischen Darstellung der Nutzung elektrischer Energie in den verschiedenen Sektoren Wärme, Mobilität und Haushaltsstrom wurde erneut ein Sankey-Diagramm erstellt. Sankey-Diagramme sind grafische Darstellungen von Mengenströmen, bei denen die Breite der Pfeile proportional zur dargestellten Energiemenge ist, wodurch Energieflüsse übersichtlich visualisiert werden können.

Für das Kalenderjahr 2025 konnte der Zeitraum Januar bis Juni jedoch nicht bewertet werden, da in mehreren Haushalten erhebliche Datenlücken auftraten. Teilweise fehlten vollständige Messreihen

einzelner Gebäude, sodass die berechneten Energieflüsse nicht plausibel nachvollzogen werden konnten. Eine belastbare energetische Bewertung war daher für diesen Zeitraum nicht möglich.

Ab Juli 2025 verbesserte sich die Datenqualität deutlich, sodass für den Zeitraum Juli bis Dezember eine konsistente Datengrundlage vorliegt. Die nachfolgende Analyse bezieht sich daher ausschließlich auf diesen Zeitraum.

Juli bis Dezember

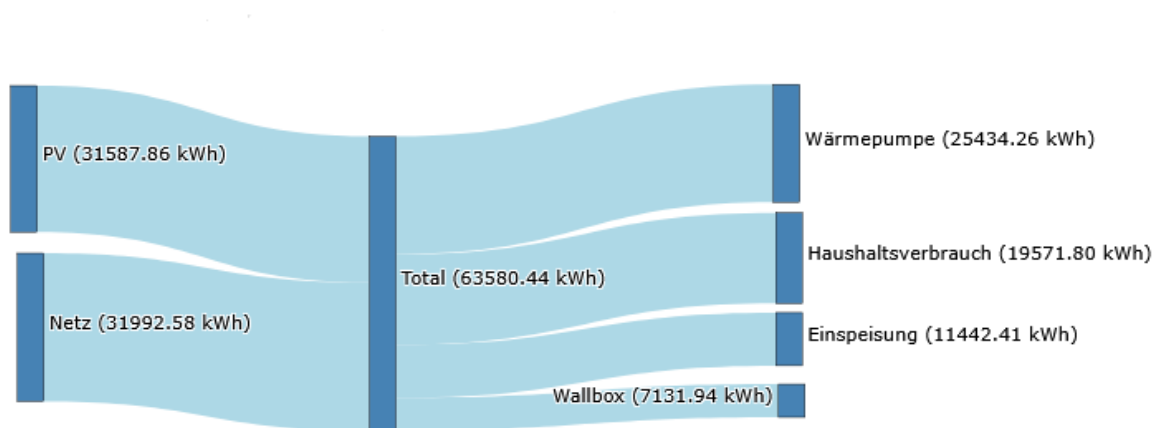


Abbildung 6: Energieflussdiagramm für das gesamte Quartier als Summe für den erfassten Zeitraum, aufgeschlüsselt in Quellen (links) und Senken (rechts).

Die Analyse des gesamten Betrachtungszeitraums Juli bis Dezember 2025 im Quartier (Abbildung 6) zeigt, dass die größte Senke des Energieflusses die Wärmepumpen darstellen, gefolgt vom sonstigen Haushaltsverbrauch. Der Mobilitätssektor (Wallbox) trägt einen messbaren, jedoch im Vergleich zum Wärmesektor geringeren Anteil zum Gesamtenergiebedarf bei.

Die im Quartier erzeugte PV-Energie deckt in den Sommermonaten einen erheblichen Anteil des Bedarfs der Wärmepumpen, Wallboxen und des sonstigen Haushaltsverbrauchs ab. Mit abnehmender solarer Einstrahlung in den Herbst- und Wintermonaten verschiebt sich der Energiefluss zunehmend in Richtung Netzbezug.

Die Abbildung 7 und Abbildung 8 stellen die Energieflüsse exemplarisch für einen Monat mit hoher sowie für einen Monat mit niedriger Eigenversorgung dar.

Im August (Abbildung 7) ist die Einspeisung in das Verbundnetz eine der größten Senken des Energieflusses. Die PV-Produktion übersteigt in diesem Zeitraum zeitweise den Eigenbedarf des Quartiers deutlich. Der Energiebedarf ist im Vergleich zu den Wintermonaten gering, was insbesondere auf die niedrige Heizlast zurückzuführen ist.

Im Dezember (Abbildung 8) hingegen fällt auf, dass die Einspeisung aufgrund der geringen PV-Produktion stark reduziert ist. Die PV-Erzeugung ist nicht mehr in der Lage, den Energiebedarf des Quartiers zu decken. Der Energiebedarf der Wärmepumpen steigt deutlich an und stellt die dominierende Senke dar. Entsprechend nimmt der Netzbezug signifikant zu.

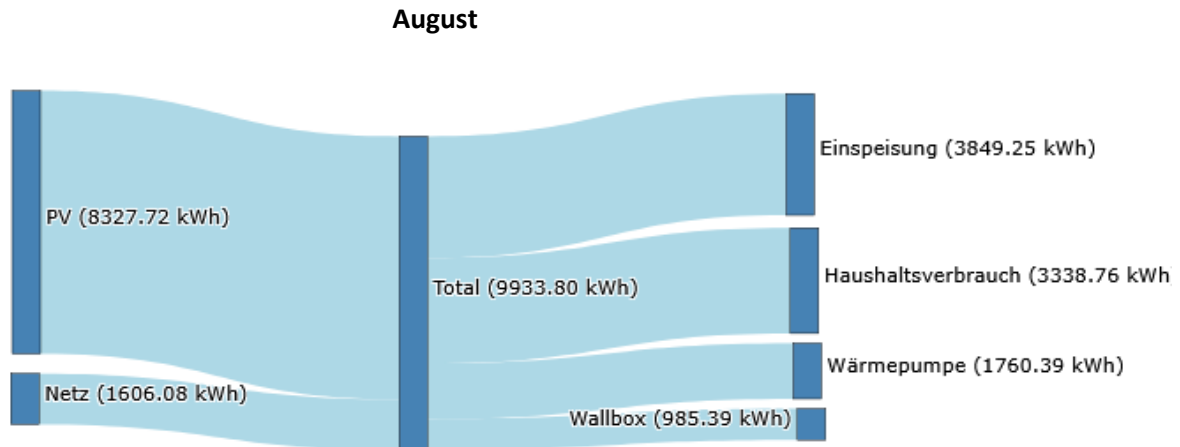


Abbildung 7: Energieflussdiagramm für das gesamte Quartier im August, aufgeschlüsselt in Quellen (links) und Senken (rechts).

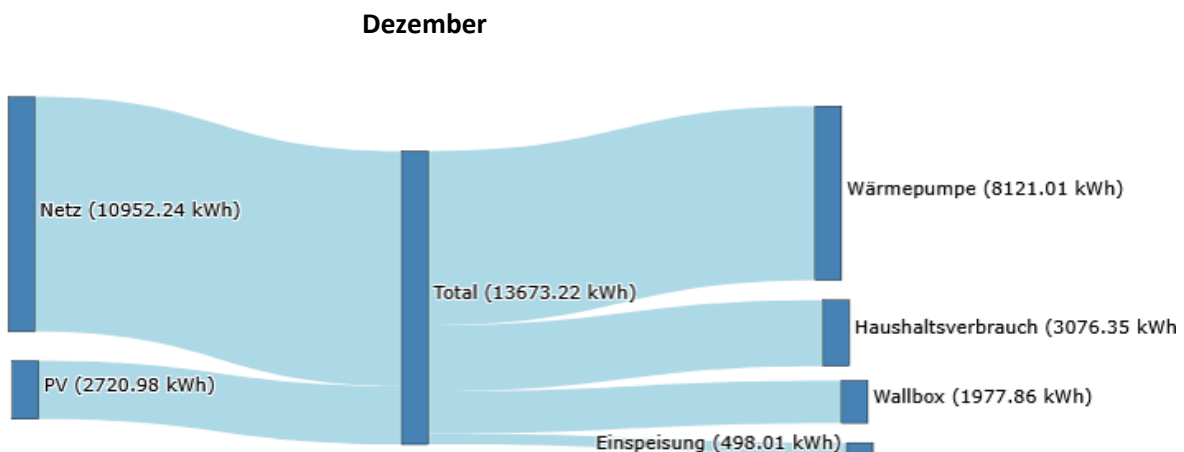


Abbildung 8: Energieflussdiagramm für das gesamte Quartier im Dezember, aufgeschlüsselt in Quellen (links) und Senken (rechts).

Der Unterschied zwischen Sommer- und Wintermonaten lässt sich im Wesentlichen durch die Heizlast erklären. Während der sonstige Haushaltsverbrauch über den betrachteten Zeitraum vergleichsweise stabil bleibt, steigt der Energiebedarf der Wärmepumpen in den kälteren Monaten stark an und bestimmt maßgeblich die energetische Bilanz des Quartiers.

Insgesamt verdeutlichen die Sankey-Diagramme für das zweite Halbjahr 2025 die ausgeprägte saisonale Abhängigkeit des Quartiers von der PV-Erzeugung. Hohe Eigenversorgung in den Sommermonaten steht einer deutlich erhöhten Netzabhängigkeit in den Wintermonaten gegenüber.

2.4 Netzdienlichkeit des Quartiers

Für die Bewertung der Netzdienlichkeit des Quartiers wurde ein automatisierter Analyseprozess angewendet, bei dem zeitlich korrespondierende Messdaten der Netzfrequenz f und der elektrischen Wirkleistung P verarbeitet wurden. Die Auswertung erfolgte für das gesamte Kalenderjahr 2025 auf Basis von CSV-Dateien mit einer zeitlichen Schrittweite von 10 Sekunden. Insgesamt wurden damit sämtliche Betriebszustände des Quartiers über alle Jahreszeiten hinweg berücksichtigt.

Zur Normierung der Bewertungsgröße wurde der maximale absolute Leistungswert des betrachteten Zeitraums herangezogen. Im Jahr 2025 betrug die höchste gemessene elektrische Leistung 96,232 kW. Dieser Wert bildet den Bezugsmaßstab für die Skalierung der Bewertungsfunktion und stellt sicher, dass sowohl hohe Bezugs- als auch Einspeiseleistungen angemessen gewichtet werden.

Die Bewertung jedes Zeitfensters erfolgte gemäß einer regelbasierten Logik, bei der die momentane Frequenzlage des Netzes mit Richtung und Betrag des Energieflusses kombiniert wird. Die resultierende kontinuierliche Bewertungsgröße wird auf eine Skala von 0 bis 100 abgebildet und wie folgt definiert:

- Frequenz < 49,98 Hz:
 - *Liefern* (Einspeisung) → netzdienlich (Wert 75–100)
 - *Beziehen* → destabilisierend (Wert 0–24)
- $49,98 \text{ Hz} \leq \text{Frequenz} < 50 \text{ Hz}$:
 - *Liefern* → leicht netzdienlich (50–75)
 - *Beziehen* → leicht destabilisierend (50–24)
- $50 \text{ Hz} \leq \text{Frequenz} < 50,02 \text{ Hz}$:
 - *Beziehen* → leicht netzdienlich (50–75)
 - *Liefern* → leicht destabilisierend (50–24)
- Frequenz $\geq 50,02 \text{ Hz}$:
 - *Beziehen* → netzdienlich (75–100)
 - *Liefern* → destabilisierend (0–24)

Die kontinuierlichen Bewertungswerte wurden anschließend in drei diskrete Kategorien überführt:

- 0–24: destabilisierend
- 25–74: neutral
- 75–100: netzdienlich

Diese Klassifizierung ermöglicht sowohl eine aggregierte Gesamtbewertung als auch eine zeitlich aufgelöste Analyse der Netzdienlichkeit über einzelne Monate hinweg.

Netzdienlichkeit

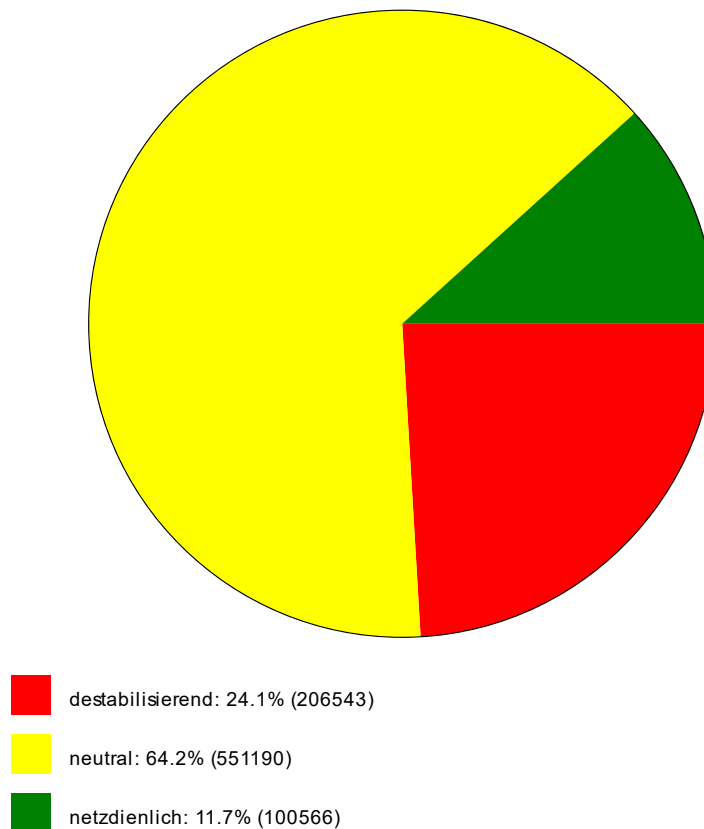


Abbildung 9: Gewichtete Bewertung des Bezugs und der Lieferung Anhang der Frequenz des Quartiersnetzes im Vergleich zur Zielfrequenz des Verbundnetzes für das Jahr 2025

Im Kalenderjahr 2025 wurden mehrere Millionen Zeitfenster à 10 Sekunden ausgewertet. Die aggregierte Verteilung der Bewertungswerte über den gesamten Zeitraum ist in Abbildung 9 dargestellt. Es ergibt sich folgendes Bild:

- **Destabilisierend (rot):** 24,1 % – 206.543 Zeitfenster
- **Neutral (gelb):** 64,2 % – 551.190 Zeitfenster
- **Netzdienlich (grün):** 11,7 % – 100.566 Zeitfenster

Aus diesen Anteilen resultiert ein **Netzdienlichkeitsindex von 45,655**. Damit liegt das Quartier im Jahresmittel unterhalb der Neutralmarke von 50 und weist insgesamt ein überwiegend neutrales, leicht netzbelastendes Betriebsverhalten auf. Der vergleichsweise geringe Anteil netzdienlicher Zeitfenster spiegelt wider, dass aktive netzstützende Betriebszustände – insbesondere frequenzangepasste Einspeisung oder Lastreduktion – über das Jahr hinweg nur in begrenztem Umfang auftreten.

Die monatsweise Aufschlüsselung der Netzdienlichkeitsanteile ist in Abbildung 10 dargestellt und verdeutlicht einen ausgeprägten saisonalen Verlauf. In den Wintermonaten Januar und Februar dominieren neutrale Anteile von über 60 %, während der netzdienliche Anteil mit unter 10 % vergleichsweise gering ist. Gleichzeitig liegt der destabilisierende Anteil in diesen Monaten bei rund 25 % bis 28 %, was auf hohe und zeitlich konzentrierte Leistungsbezüge bei geringer solarer Erzeugung zurückzuführen ist.

Mit dem Übergang in das Frühjahr und den Frühsommer verschiebt sich die Verteilung sichtbar. In den Monaten März bis Juni nimmt der Anteil netzdienlicher Zeitfenster kontinuierlich zu und erreicht in den Sommermonaten Juli und August Werte von bis zu rund 18 %. Gleichzeitig sinkt der destabilisierende Anteil in diesem Zeitraum auf Werte von etwa 15 % bis 18 %. Diese Entwicklung korrespondiert mit höheren PV-Erträgen, längeren Tageslichtphasen sowie einer zeitweisen Reduktion des Netzbezugs.

Ab September ist erneut eine Verschiebung in Richtung eines weniger netzdienlichen Betriebs erkennbar. Der netzdienliche Anteil nimmt sukzessive ab, während der destabilisierende Anteil wieder ansteigt. In den Monaten Oktober bis Dezember liegt der Anteil netzdienlicher Zeitfenster nur noch zwischen 6 % und 11 %, während der destabilisierende Anteil erneut Werte von bis zu 26 % erreicht. Der neutrale Anteil bleibt über das gesamte Jahr hinweg dominant und bewegt sich in allen Monaten stabil im Bereich von etwa 59 % bis 69 %.

Netzdienlichkeitsanalyse

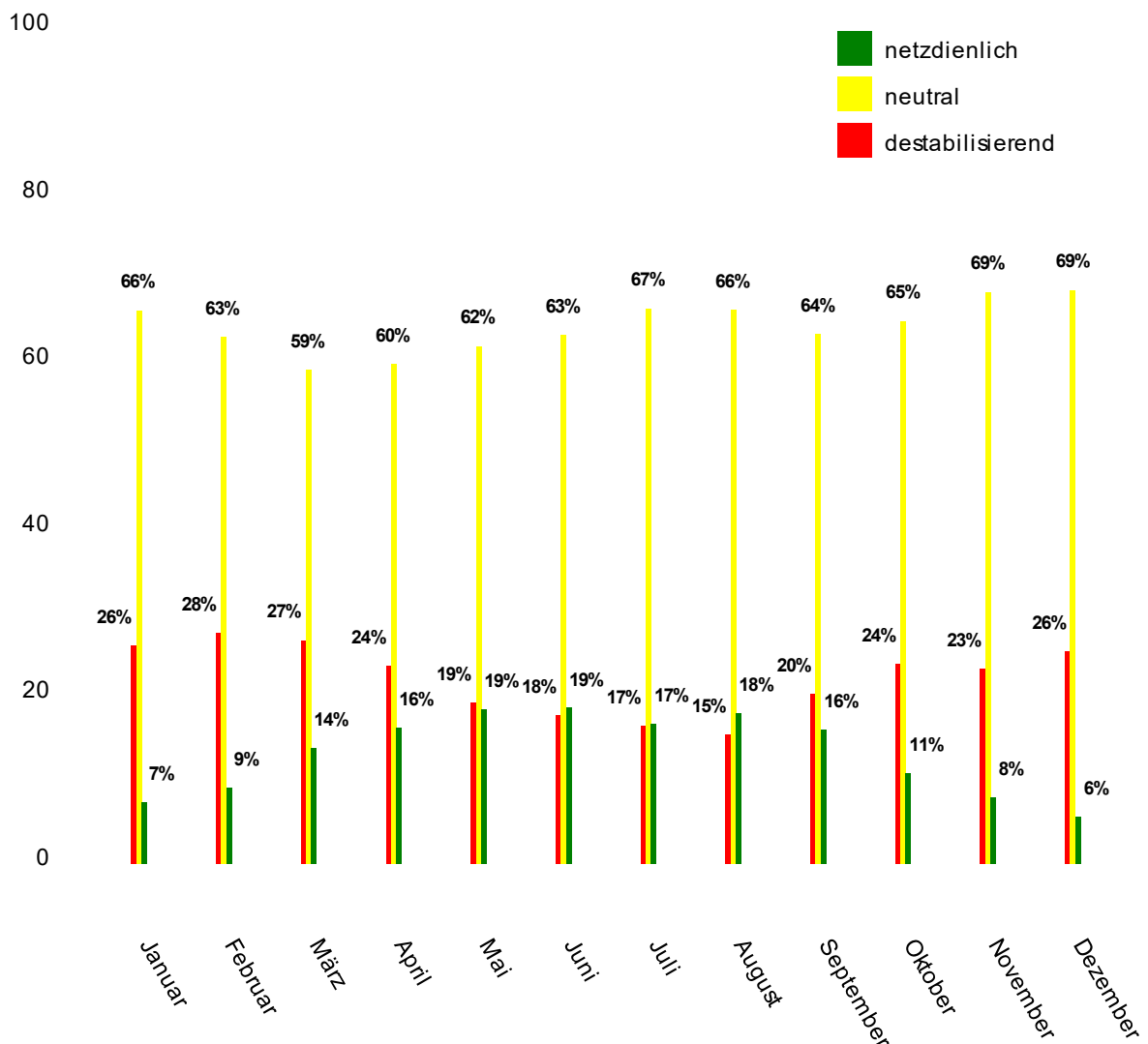


Abbildung 10: Netzdienlichkeitsanalyse für das Jahr 2025 aufgeschlüsselt nach Monat

Zusammenfassend zeigt die Ganzjahresanalyse, dass das Netzdienlichkeitsprofil des Quartiers stark von den saisonalen energetischen Randbedingungen geprägt ist. Während in den Sommer- und Übergangsmonaten zeitweise ein moderat netzstützendes Verhalten beobachtet werden kann, überwiegt im Winterhalbjahr ein überwiegend neutraler bis leicht destabilisierender Betrieb. Die im

Jahresverlauf gemessene maximale elektrische Leistung von 96,232 kW verdeutlicht zudem, dass insbesondere hohe Lastspitzen im Winter einen relevanten Einfluss auf die netzanalytische Bewertung haben.

Insgesamt stellt die beobachtete Entwicklung keine strukturelle Verschlechterung dar, sondern spiegelt die jahreszeitlich variierenden Erzeugungs- und Verbrauchsbedingungen wider. Die Ergebnisse liefern eine belastbare Grundlage für weiterführende Untersuchungen, etwa zur gezielten Aktivierung netzdienlicher Betriebsstrategien in Zeiten hoher Netzbelastung.

3 Energiebilanz der einzelnen Häuser

Die folgenden Abschnitte gehen näher auf die einzelnen Häuser ein. In Abschnitt 3.1 wird der verwendete Messaufbau vorgestellt. Anschließend werden die gebäudetechnischen Systeme der einzelnen Häuser miteinander verglichen.

3.1 Aufbaudiagramm mit Messstellen & Gebäudetechnik

Das gesamte Quartier ist über einen Netzanschlusspunkt mit einem Erzeugungsanlagenregler-Regler (EZA-Regler) mit dem Verbundnetz verbunden. Das Quartiersnetz ist Eigentum des assoziierten Partners *Viebrockhaus AG* und wird von *Green Planet Energy* verwaltet, somit handelt es sich beim Quartiersnetz aus Sicht des Energieversorgers EWE um eine Kundenanlage. Im Folgenden wird das Quartiersnetz als lokaler Verbund der einzelnen Häuser hinter dem Netzanschlusspunkt bezeichnet. Das Besondere am Betrieb des Quartiers im Jahre 2025 war die externe Abschaltung der PV-Anlagen bei einer Eispeisung des Quartiers in das Verbundnetz. Diese Abschaltungen wurde von EWE Vorgenommen, weil es keinen Direktvermarkter für den PV-Strom gab.

Mit Ausnahme der Häuser *Windsor*, *Warwick* und *Conwy* speisen alle PV-Anlagen vorbei an den Hauseingangstromzählern direkt in das Quartiersnetz ein. Die erzeugte Energie wird anschließend entweder auf die Verbraucher innerhalb des Quartiers verteilt, gespeichert oder ins übergeordnete Verbundnetz eingespeist. Eine direkte Nutzung der PV-Energie durch das jeweilige Erzeugerhaus selbst findet somit, abgesehen von den drei genannten Ausnahmen, nicht statt. Der EZA-Regler am Netzanschlusspunkt erfasst sowohl die Verbräuche der einzelnen Häuser als auch die aktuelle Leistung der einzelnen PV-Anlagen, indem die Energiezähler und Wechselrichter über Modbus ausgelesen werden (siehe Abbildung 11). Der Quartierspeicher mit einer Speicherkapazität von 144 kWh wurde in zwei Schritten installiert. Am 22.05.2024 wurde der Speicher mit einer Wechselrichter Leistung von 11 kW im Betrieb genommen. Die Nachrüstung auf 22 kW erfolgt am 20.12.2024. Der Quartierspeicher verfolgt die Strategie einer Nulleinspeisung in das Verbundnetz. Das bedeutet ausgeschrieben, dass der Speicher so viel in das Quartier einspeist das der Netzbezug aus dem Verbundnetz des Landes am Netzanschlusspunkt auf Null sinkt. Der Quartierspeicher ist mit zwei Ladepunkten für E-Autos ausgerüstet die für die Allgemeinheit bereitgestellt werden. Im Jahr 2025 wurden insgesamt 427,5 kWh über den Quartierspeicher geladen.

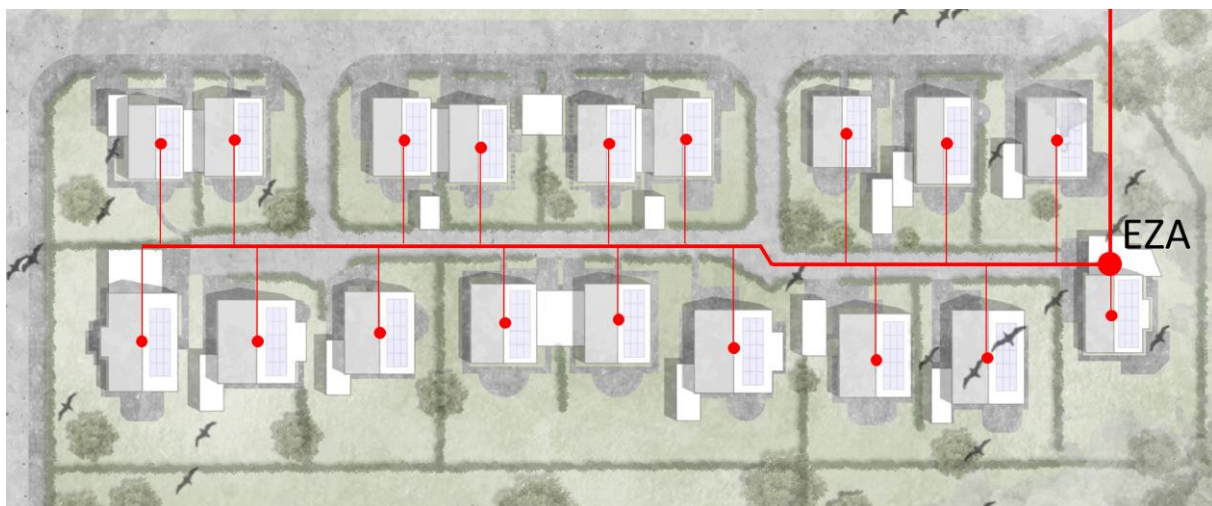


Abbildung 11: Übersicht des Quartiersnetzes mit dem Netzanschlusspunkt und dem EZA-Regler zum Verbundnetz.

Die Gebäudetechnik und die Messstellen der einzelnen Häuser sind entsprechend den Übersichten in Abbildung 12 (Gebäude mit Außenluftwärmepumpen) und Abbildung 13 (Gebäude mit Abluftwärmepumpen) aufgebaut. An jedem Hausanschluss ist ein Energiezähler zusätzlich zum Hauseingangszähler vom Energieversorger installiert, der die gesamte Energieaufnahme des Hauses bilanziert. Vor den jeweiligen Wärmepumpen, Wallboxen und ggf. Lüftungsanlagen sind ebenfalls Energiezähler installiert. Die Differenz zwischen der Summe dieser Verbräuche und dem Hausanschlusspunkt ergibt den Stromverbrauch der Bewohner durch andere Elektrogeräte des

alltäglichen Verbrauches. Die gebäudetechnischen Anlagen werden zusätzlich über Modbus TCP/IP direkt ausgelesen. Die Daten der PV-Anlagen können direkt über die Wechselrichter ermittelt werden. Bis auf Haus *Windsor*, *Warwick*, und *Conwy*, werden sie vom EZA-Regler ausgelesen.

Alle Geräte sind zusammen in einem lokalen Netzwerk angeschlossen und werden zentral erfasst. In der Abbildung 12 und Abbildung 13 als Quartiersnetzwerk dargestellt. Die verbauten Systeme sind von unterschiedlichen Herstellern.

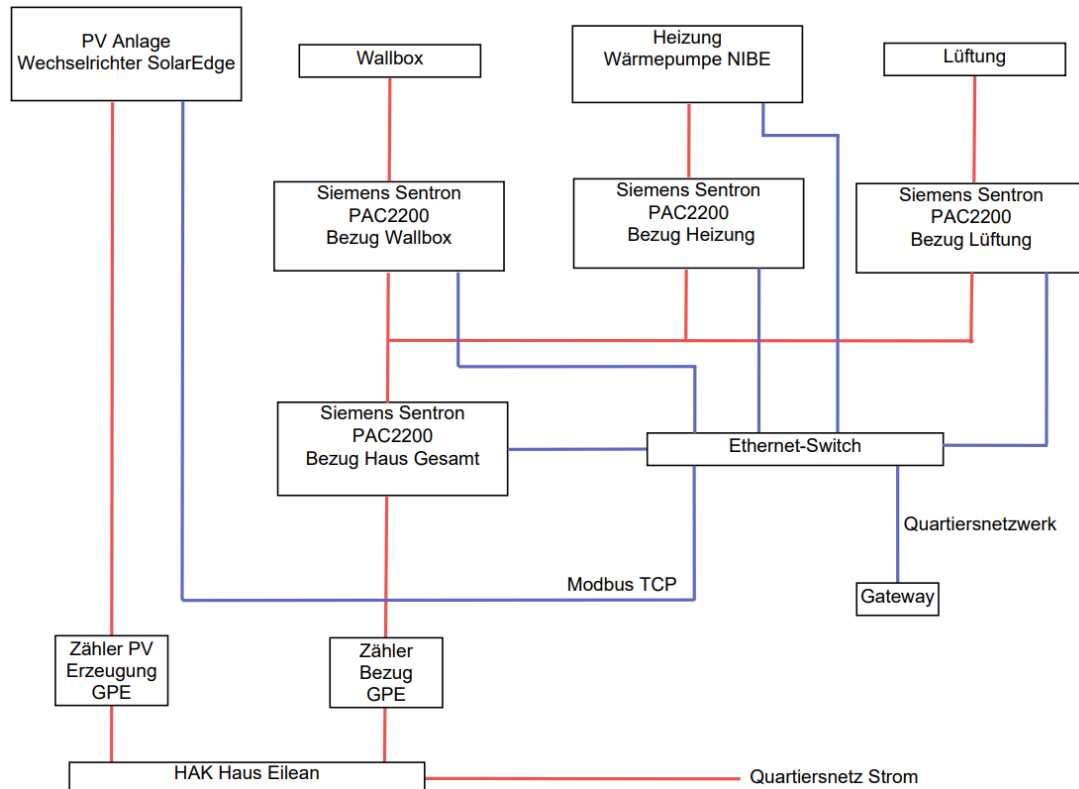


Abbildung 12: Schematischer Aufbau der Häuser mit NIBE F2050-6 Außenluftwärmepumpen, Stromleitungen in Rot, Modbus TCP/IP in Blau (Bildquelle: Viebrockhaus AG).

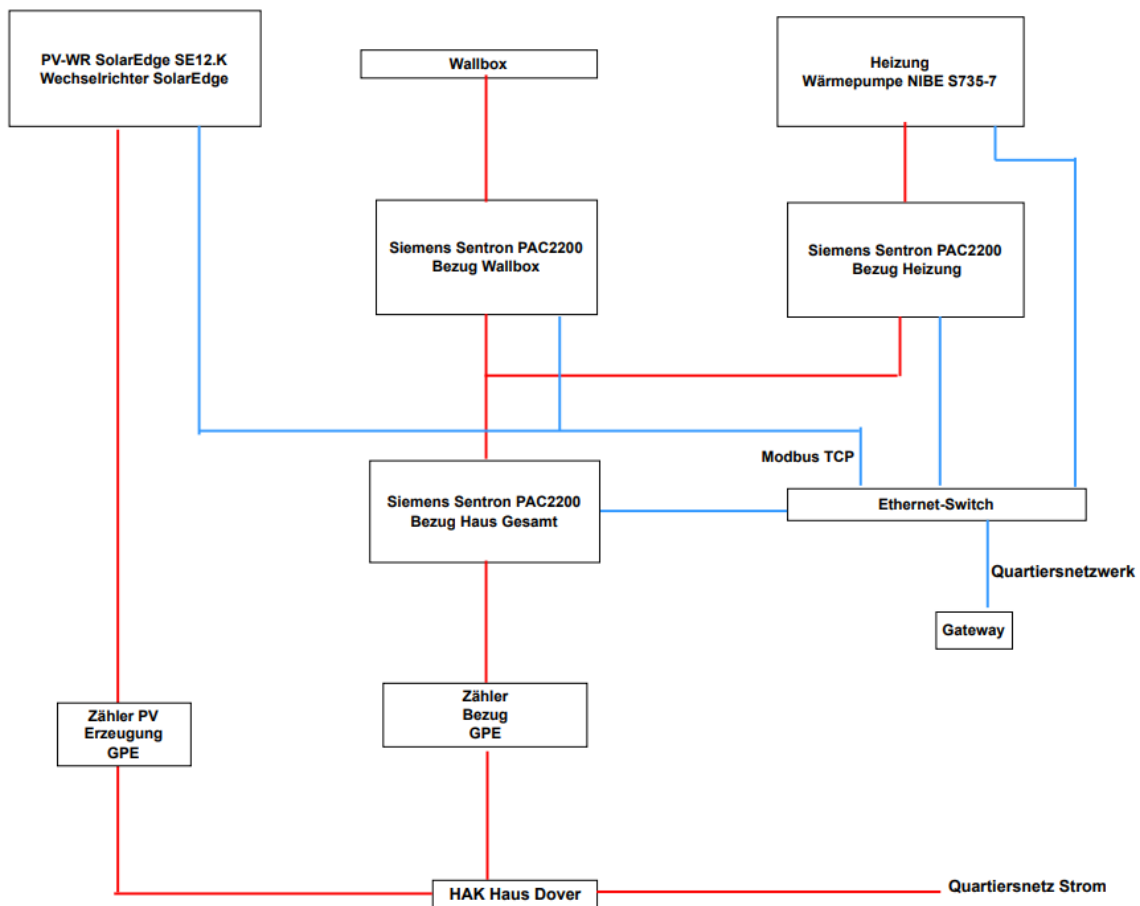


Abbildung 13: Schematischer Aufbau der Häuser mit Abluftwärmepumpen, Stromleitungen in Rot, Modbus TCP/IP in Blau.

Die Häuser *Windsor*, *Warwick*, und *Conwy* weichen von diesem Aufbau ab. Bei diesen drei Häusern speist die PV Anlage nicht direkt in das Quartiersnetz ein, sondern über den Hausanschluss. Die erzeugte Energie kann somit ohne den Umweg über das Quartiersnetz direkt im Haus verwendet werden. Der abweichende Aufbau und die differente Einbindung der PV-Anlage resultiert aus den verbauten Anlagentechniken in den drei Gebäuden. Das Erste der drei Häuser besitzt ein Hauskraftwerk von E3DC, indem die sektorübergreifenden Energieströme zwischen dem Strom-, Wärme- und Mobilitätssektor durchgehend optimiert werden. Die Anlagentechnik vom zweiten Haus stammt von Viessmann und kombiniert die Sektoren Strom und Wärme in einer kombinierten und in das Design integrierten Einheit ins Gebäude. Das dritte Haus weist eine Wasserstoffbrennstoffzelle, einen Elektrolyseur sowie einen Wasserstoffspeicher auf. Zusätzlich haben die drei Gebäude elektrochemische Speicher innerhalb der jeweiligen Gebäude verbaut, in einem Fall z.B. die installierte Wasserstoffanlage. Die genannten Häuser sind auf den Eigenverbrauch mit eigenen Speichermöglichkeiten optimiert und sollen möglichst wenig in das Quartiersnetz einspeisen. Der Aufbau dieser Häuser ist bis auf diese zusätzlichen Speicher gleich den bereits genannten in der Abbildung 12 und Abbildung 13.

3.2 Photovoltaik

3.2.1 Messergebnisse und Jahresgang

Tabelle 1 dokumentiert die im Kalenderjahr 2025 im Quartier registrierten PV-Erzeugungsmengen der einzelnen Wohneinheiten sowie die monatlichen Summen auf Quartiersebene. Für das Gesamtquartier ergibt sich eine im Messsystem erfasste PV-Jahresarbeit von 54.465,52 kWh. Der Jahresgang zeigt eine grundsätzlich saisonale Struktur mit niedrigen Erträgen im Winterhalbjahr und höheren Werten im

Sommerhalbjahr. Auf Quartiersebene liegen die monatlichen Summen im Januar bei 2.710,33 kWh und im Februar bei 3.562,17 kWh. Im Frühjahr bewegen sich die Werte zwischen 3.611,81 kWh (April) und 4.295,27 kWh (März). Im Sommerhalbjahr steigen die registrierten Monatswerte an und erreichen im August mit 8.906,14 kWh den höchsten Monatswert des Jahres. Im weiteren Verlauf sinken die Summen auf 7.552,16 kWh (September), 5.415,74 kWh (Oktober) und 3.555,47 kWh (November) und liegen im Dezember bei 2.773,15 kWh.

Auf Objektebene zeigen die Jahressummen eine deutliche Streuung. Diese ist nicht allein durch Unterschiede der installierten Leistung und Dachgeometrien erklärbar, sondern ist vor dem Hintergrund der quartiersseitigen Betriebs- und Messarchitektur sowie externer Regelungseinflüsse zu interpretieren.

3.2.2 Einfluss der Betriebs- und Messarchitektur auf die registrierte PV-Erzeugung

Für die Interpretation der in Tabelle 1 ausgewiesenen PV-Erzeugung ist die im Quartier umgesetzte Energieflussarchitektur maßgeblich. Der überwiegende Teil der Gebäude speist die PV-Erzeugung primär in den Zentralspeicher ein; der Eigenverbrauch wird nachgelagert über den Speicher bzw. bei entladenen Speicher über das öffentliche Netz gedeckt. In diesem Aufbau ist die PV-Erzeugung grundsätzlich gut über die quartiersseitige Messung abbildbar, sofern keine externen Eingriffe die Erzeugung oder Einspeisung begrenzen.

Abweichend davon sind die Gebäude Conwy, Warwick und Windsor eigenverbrauchsorientiert ausgeführt. Bei diesen Objekten dient die PV-Erzeugung primär der direkten Deckung der Gebäudelasten; nur Überschüsse werden in den quartiersseitigen Pfad (Speicher/Netz) abgegeben. Dadurch kann ein relevanter Anteil der PV-Produktion innerhalb der Gebäudegrenzen verbleiben und wird in der quartiersseitigen Erfassung nur teilweise sichtbar. Die in Tabelle 1 ausgewiesenen Erzeugungsmengen dieser drei Gebäude sind daher nicht als vollständiger Bruttoertrag der jeweiligen PV-Anlage zu interpretieren, sondern als jener Anteil, der im Quartierskontext mess- bzw. bilanziell wirksam wird. Damit ist die Vergleichbarkeit dieser Objekte mit den übrigen, über den Zentralspeicher geführten Anlagen eingeschränkt.

3.2.3 Anomalien ab August und Indizien für eine zeitweise aussetzende Abregelung

Neben den systembedingten Unterschieden der Messperspektive zeigt Tabelle 1 ab etwa August eine auffällige Veränderung der registrierten Erzeugungsmengen einzelner, nicht eigenverbrauchsorientierter Objekte. Insbesondere bei Bodiam, Edinburgh und Leeds steigen die Monatswerte im Spätsommer deutlich an und liegen in einzelnen Monaten erheblich über dem Niveau der ersten Jahreshälfte. Diese sprunghaften Erhöhungen fallen in einen Zeitraum mit typischerweise hoher Einstrahlung und damit hohen potenziellen PV-Erträgen.

Die zeitliche Lage dieser Anomalien und die Tatsache, dass es sich um Anlagen handelt, die grundsätzlich in den quartiersseitigen Speicherpfad einspeisen, sprechen dafür, dass die externe Null-Einspeiseregulierung in diesem Zeitraum ganz oder teilweise nicht gegriffen hat oder ausgesetzt war. Damit liefern die im Spätsommer beobachteten höheren Monatswerte einen begrenzten, aber relevanten Hinweis auf das technische Erzeugungspotenzial des Quartiers unter weniger restriktiven Randbedingungen. Gleichzeitig bleibt festzuhalten, dass ergänzende Auswertungen, etwa in Form zeitlicher Dichteanalysen (Heatmaps), in der vorliegenden Form keine eindeutigere zeitliche Trennung zwischen Betriebszuständen mit und ohne externe Eingriffe erlaubt haben.

Tabelle 1: PV-Erzeugung und technische Spezifikationen, 2025

Objekt	Januar	Februar	März	April	Mai	Juni	Juli	August
Alnwick	166.767,80	219.181,69	264.290,19	222.236,32	242.875,95	238.177,44	694.340,00	302.072,00
Arundel	136.865,50	139.868,50	143.327,50	133.933,00	113.211,00	130.919,50	175.118,50	165.952,50
Bodiam	150.383,38	197.647,76	238.324,48	200.402,28	219.014,13	214.777,23	148.439,00	2.002.073,00
Caerphilly	150.804,03	198.200,62	238.991,13	200.962,85	219.626,76	215.378,01	237.314,88	495.541,99
Carrickfergus	306.712,00	358.098,00	391.165,00	354.288,00	382.352,00	299.682,00	271.162,00	244.180,00
Conwy	11.571,25	11.854,50	45.965,75	36.828,75	318.687,75	191.559,75	140.901,00	488.913,50
Doune	116.621,50	123.748,50	129.018,50	120.748,50	103.721,00	123.186,50	162.969,00	152.329,00
Dover	179.821,00	176.030,00	162.079,00	158.205,00	111.213,00	138.778,00	204.294,00	183.268,00
Edinburgh	150.383,38	197.647,76	238.324,48	200.402,28	219.014,13	214.777,23	8.700,00	1.084.438,00
Eilean	222.329,00	201.872,00	175.670,00	169.803,00	125.839,00	150.056,00	220.445,00	194.469,00
Hampton	194.629,00	321.921,00	351.588,00	198.850,00	137.769,00	219.518,00	250.767,00	248.894,00
Inveraray	201.299,00	293.336,00	367.791,00	155.374,00	282.091,00	219.605,00	309.425,00	213.284,00
Leeds	149.647,23	196.680,25	237.157,86	199.421,29	217.942,03	213.725,88	129.016,00	1.673.486,00
Ludlow	178.199,00	299.295,00	267.355,00	164.732,00	167.906,00	155.318,00	199.145,00	239.458,00
Raby	216.576,00	359.439,00	359.205,00	275.092,00	171.384,00	257.581,00	294.505,00	293.230,00
Stirling	120.839,00	138.671,00	137.383,00	126.389,00	94.434,00	119.713,00	172.053,00	155.914,00
Warwick	698,01	1.269,93	2.404,45	2.190,95	2.019,50	1.994,98	2.169,07	2.133,58
Windsor	56.183,00	127.404,00	545.233,50	691.950,50	818.147,00	766.139,00	644.384,00	766.504,00
Summe:	2.710.329,07	3.562.165,52	4.295.273,84	3.611.809,74	3.947.247,25	3.870.886,52	4.265.147,45	8.906.140,57

Objekt	September	Oktober	November	Dezember	Summe in Wh	PV-Fläche in m ²	Anlagen- typ in kWp	Neigung
Alnwick	346.846,00	362.896,00	277.920,00	219.126,00	3.556.729,39	79,29	18,00	45
Arundel	180.804,00	169.142,00	132.165,00	104.090,00	1.725.397,00	79,29	9,68	45
Bodiam	1.405.124,00	588.760,00	347.056,00	290.564,00	6.002.565,27	71,50	14,58	45
Caerphilly	420.205,62	301.334,45	197.828,05	154.275,70	3.030.464,08	71,70	15,75	45
Carrickfergus	316.376,00	340.122,00	238.018,00	196.626,00	3.698.781,00	71,70	15,75	45
Conwy	1.024.961,50	852.007,50	448.495,00	177.121,00	3.748.867,25	71,70	15,75	45
Doune	164.574,00	151.054,00	117.593,00	91.011,00	1.556.574,50	53,57	9,68	30
Dover	209.183,00	216.214,00	164.568,00	128.826,00	2.032.479,00	71,50	10,94	45
Edinburgh	261.415,00	277.812,00	246.111,00	26.140,00	3.125.165,27	71,50	12,15	45
Eilean	223.868,00	239.602,00	187.625,00	147.650,00	2.259.228,00	72,14	12,95	45
Hampton	236.872,00	239.546,00	170.442,00	156.139,00	2.726.935,00	71,40	12,38	45
Inveraray	265.631,00	223.211,00	181.812,00	138.488,00	2.851.347,00	71,70	11,25	45
Leeds	1.177.522,00	496.642,00	278.132,00	515.536,00	5.484.908,55	71,15	12,38	30
Ludlow	198.754,00	249.441,00	161.588,00	128.151,00	2.409.342,00	71,40	11,25	45
Raby	452.060,00	324.288,00	179.728,00	117.926,00	3.301.014,00	71,40	15,75	45
Stirling	177.443,00	171.995,00	123.935,00	90.593,00	1.629.362,00	53,30	7,92	30
Warwick	2.595,65	150.349,77	61.671,44	35.320,38	264.817,70	71,70	8,73	45
Windsor	487.921,00	61.324,00	40.782,00	55.571,00	5.061.543,00	92,69	16,88	30
Summe:	7.552.155,77	5.415.740,71	3.555.469,49	2.773.154,07	54.465.520,01	1.288,63	231,75	

3.2.4 Diskussion unter Berücksichtigung der externen Null-Regelung

Ein besonderer Einflussfaktor, der sich in den vorliegenden Messdaten nicht eindeutig abbilden lässt, ist die externe Null-Regelung, die im Quartier im Jahr 2025 Anwendung fand. Darunter ist zu verstehen, dass PV-Anlagen durch ein externes Signal des Netzbetreibers bzw. durch ein übergeordnetes Energiemanagement vollständig abgeregelt oder selektiv stark gedrosselt werden. In diesem Fall wird weder der zentrale Quartiersspeicher geladen noch kann überschüssiger Solarstrom in das öffentliche Netz eingespeist werden. Nach vorliegenden Informationen traten solche Eingriffe insbesondere in Spitzenzeiten zwischen etwa 10:00 und 15:00–16:00 Uhr auf und damit in Zeitfenstern, die für den Tagesertrag der PV-Anlagen typischerweise besonders relevant sind.

Für die Interpretation der Werte aus Tabelle 1 ergeben sich daraus drei zentrale Konsequenzen:

Erstens besteht eine Ungewissheit hinsichtlich des tatsächlichen Umfangs der dadurch verursachten Verluste. Die Messdaten zeigen die real erzielte Energie, jedoch ist nicht immer transparent rekonstruierbar, ob und wann genau Abregelungen stattgefunden haben. Der Verlustfaktor ist im ausgewiesenen Ertrag enthalten, kann jedoch nicht als eigener Term separat quantifiziert werden.

Zweitens ist die Vergleichbarkeit zwischen den Wohneinheiten eingeschränkt. Die bisherigen Erkenntnisse deuten darauf hin, dass die externe Null-Regelung entweder beabsichtigt oder irrtümlich selektiv angewendet wurde. Hierdurch wird die Vergleichbarkeit der Anlagen untereinander erschwert, da Unterschiede in den registrierten Erträgen nicht grundsätzlich auf technische oder standortbedingte Ursachen zurückgeführt werden können.

Drittens können Abregelungen zeitweise erhebliche Ertragsverluste verursachen, insbesondere bei hoher Einstrahlung, wenn die Anlagen eigentlich nahe ihrer maximalen Leistung arbeiten könnten. Da solche Eingriffe meist netz- oder speicherbedingt sind, sind sie schwer vorab zu kalkulieren und lassen sich in der Jahresbilanz nur indirekt über auffällige Muster und Soll-Ist-Abweichungen diskutieren.

Damit ist der in Tabelle 1 berichtete Ertrag als Ergebnis eines Betriebs unter technischen sowie regelungsbedingten Randbedingungen zu interpretieren. Neben typischen technischen Verlusten können regelungsinduzierte Reduktionen unbemerkt in die Messwerte einfließen und in Summe einen signifikanten Anteil am Ertragsverlust darstellen, ohne dass dieser Anteil separat ausgewiesen werden kann.

3.2.5 Einordnung über Soll-Ist-Vergleich (PVGIS) und Konsequenzen für Analysen

Zur quantitativen Einordnung wurde für das Quartier eine PV-Ertragssimulation mit PVGIS¹ unter Verwendung der standortspezifischen Parameter (Modultechnologie, installierte Gesamtleistung, Dachneigungen und geographische Lage) durchgeführt. Der simulierte Sollwert beträgt 220.766,58 kWh/a. Dem gegenüber steht der in Tabelle 1 ausgewiesene, im Quartier registrierte PV-Jahresertrag von 54.465,52 kWh. Der Messwert liegt damit bei etwa 24,7 % des simulierten Wertes; der Sollwert ist um den Faktor vier höher.

Eine Abweichung dieser Größenordnung ist unter üblichen Annahmen zu temperatur-, wechselrichter- und leitungsbedingten Verlusten sowie meteorologischer Variabilität allein nicht plausibel vollständig erklärbar. Vor diesem Hintergrund erscheint es naheliegend, dass die externe Abregelung – insbesondere in ertragsstarken Stunden am späten Vormittag und frühen Nachmittag – einen wesentlichen Beitrag zur beobachteten Soll-Ist-Differenz geleistet hat. Die im Spätsommer sichtbaren Phasen erhöhter registrierter Erzeugung stützen diese Interpretation insofern, als sie auf ein deutlich höheres mögliches Ertragsniveau bei reduzierten Eingriffen hinweisen.

Für energetische und ökonomische Bewertungen ergibt sich daraus eine wesentliche Einschränkung: Kennwerte, die auf den registrierten PV-Erträgen basieren (z. B. Eigenversorgungsanteile, Speicherbewirtschaftung, Überschuss- und Einspeisepotenziale sowie daraus abgeleitete Erlös- und Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen), sind im Jahr 2025 systematisch unterschätzt. Unter diesen Randbedingungen ist eine faire Beurteilung der technischen Leistungsfähigkeit des Quartiers nur eingeschränkt möglich, da der Betrieb im Jahr 2025 unter einem strukturellen Handicap stattfand.

Nach aktueller Mitteilung soll die Null-Einspeise-Regelung bzw. externe Abregelung/Fernabschaltung im Folgejahr entfallen. Damit eröffnen die Messungen 2026 die Möglichkeit, die PV-Erzeugung unter weniger restriktiven Randbedingungen neu zu bewerten und die in Tabelle 1 dokumentierte Diskrepanz zwischen simuliertem und realisiertem Ertrag durch Beobachtungsdaten systematisch einzuordnen.

¹ JRC Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) -
https://re.jrc.ec.europa.eu/pvg_tools/de/ - Abgerufen am 13.02.2026

3.3 Resilienzanalyse

3.3.1 Zielsetzung und Datengrundlage

Zur Bewertung der elektrischen Resilienz des Quartiers im Berichtsjahr 2025 wurde eine jahresbezogene Bilanzierung der Energieflüsse durchgeführt. Der Begriff Resilienz wird dabei im Sinne der aktuellen Begriffsverwendung als Maß für die Fähigkeit verstanden, den elektrischen Energiebedarf der Wohneinheiten anteilig aus quartiersintern verfügbaren Quellen (insbesondere PV-Erzeugung und Speicher) zu decken und damit die Abhängigkeit vom vorgelagerten Netz zu reduzieren. Inhaltlich entspricht dies der in der energiewirtschaftlichen Literatur etablierten Autarkiequote, wird im Bericht jedoch konsistent als Resilienzquote geführt.

Die Berechnungen basieren auf einer Bilanz der relevanten Jahresenergien aus Zählerständen (Start-/Endwerten) sowie aus gebäudespezifischen zusammengeführten Messgrößen. Für 2025 ergibt sich daraus ein Jahresenergiebezug des Quartiers aus dem öffentlichen Netz von 85.499,33 kWh sowie eine Jahresenergielieferung in das öffentliche Netz von 32.860,99 kWh. Die zugrunde liegenden Messdaten umfassen zunächst 15 Wohneinheiten; für die Gesamtheit der 18 Wohneinheiten wurde eine Hochrechnung vorgenommen (Abschnitt 3.3.2).

3.3.2 Vorgehensweise der Bilanzierung und Hochrechnung

Die Resilienzbewertung wurde als Jahresbilanz durchgeführt. Dazu wurden die für die betrachteten Wohneinheiten erfassten Jahresenergien aus den Differenzen der Zählerstände (Ende 2025 minus Anfang 2025) ermittelt und zu Summenwerten aggregiert. Da im Berichtsjahr nicht für alle 18 Wohneinheiten durchgängig vollständige Datensätze in gleicher Detailtiefe vorlagen, wurde die Gesamtsumme aus den 15 vollständig berücksichtigten Häusern auf das Quartier hochgerechnet.

Die Hochrechnung erfolgt über einen Flächengewichtungsfaktor, wobei die Gebäudenutzfläche als belastbarer Proxy für die verbrauchsseitige Skalierung (insbesondere des witterungsabhängigen Anteils) verwendet wird. Damit wird die Differenz zwischen erfasster Teilmenge und Gesamtbestand der Wohneinheiten systematisch berücksichtigt. Die Resilienzquote als Endergebnis bezieht sich auf die modellierte Gesamtheit (18 Wohneinheiten) des Quartiers.

3.3.3 Definition und Abgrenzung von Brutto- und Netto-Resilienzquote

Für die Auswertung werden zwei Kennzahlen unterschieden, die unterschiedliche Bilanzperspektiven abbilden:

Brutto-Resilienzquote

Die Brutto-Resilienzquote bewertet die Unabhängigkeit vom Netz ausschließlich anhand des tatsächlich aus dem öffentlichen Netz bezogenen Stroms im Verhältnis zum gesamten elektrischen Bedarf des Quartiers. Eine zeitgleich auftretende Einspeisung wird hierbei nicht als nutzbarer Beitrag zur Resilienz gewertet, da sie aus dieser Perspektive als „nicht für den Eigenbedarf verfügbar“ betrachtet wird. Formal entspricht dies einer Bilanz, bei der der Netzbezug als alleiniger Indikator für externe Abhängigkeit herangezogen wird.

Netto-Resilienzquote

Die Netto-Resilienzquote berücksichtigt zusätzlich die im selben Zeitraum erfolgte Einspeisung in das öffentliche Netz. Damit wird bilanziell abgebildet, dass lokal erzeugte Energie zwar nicht zwangsläufig zeitgleich verbraucht wird, aber grundsätzlich im Quartier erzeugt wurde und – bei hinreichender Speicher- und Betriebsführung – potenziell zur Deckung des Eigenbedarfs beitragen könnte. Diese Kennzahl nähert sich damit einer „systemischen“ Resilienzbetrachtung an, indem sie die Netto-Abhängigkeit vom vorgelagerten Netz bewertet (Netzbezug abzüglich Netzeinspeisung).

Beide Kennzahlen sind für die Bewertung sinnvoll, weil sie unterschiedliche Fragestellungen adressieren: Die Brutto-Resilienzquote beschreibt die tatsächlich realisierte operative Unabhängigkeit im bestehenden Betriebsregime; die Netto-Resilienzquote beschreibt eine bilanziell erweiterte Perspektive, die insbesondere im Kontext von Optimierungspotenzialen (Speicherbewirtschaftung, Lastverschiebung, Betriebsstrategien) relevant ist.

3.3.4 Resilienzergebnisse für 2025

Für das Berichtsjahr 2025 ergibt sich für das Gesamtquartier (hochgerechnet auf 18 Wohneinheiten) eine Brutto-Resilienzquote von 0,2075 und eine Netto-Resilienzquote von 0,5121. Damit konnten im Jahr 2025 bilanziell rund 20,8 % (brutto) beziehungsweise 51,2 % (netto) des Jahresbedarfs ohne dauerhafte externe Netto-Energiezufuhr abgedeckt werden.

Die deutliche Differenz zwischen beiden Kennzahlen ist konsistent mit der im Energiemonitoring beobachteten Struktur der Energieflüsse: Es trat im Jahresverlauf eine relevante Einspeisung in das vorgelagerte Netz auf, während gleichzeitig in vielen Zeitfenstern Netzbezug erforderlich war. Dies weist auf eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch hin und unterstreicht die Bedeutung von Speicherkapazität, Speicherbetriebsführung und Lastflexibilität für eine operative Erhöhung der Resilienz.

3.3.5 Einordnung und Unsicherheiten im Kontext externer Abregelung

Die Interpretation der Resilienz Kennzahlen 2025 ist im Zusammenhang mit dem im vorhergehenden Kapitel diskutierten Einfluss der externen Null-Einspeise-/Abregelungsregelung vorzunehmen. Für 2025 liegen Hinweise vor, dass in ertragsstarken Zeitfenstern – typischerweise zwischen etwa 10:00 und 15:00–16:00 Uhr – einzelne Anlagen oder Teilbereiche des Quartiers selektiv und teils vollständig abgeregelt wurden. Dadurch konnten potenziell relevante PV-Erträge weder in den Quartiersspeicher geladen noch bilanziell wirksam genutzt werden.

Aus dieser Randbedingung ergeben sich für die Resilienzbewertung drei zentrale Konsequenzen:

Erstens besteht eine Ungewissheit hinsichtlich der tatsächlich verursachten Ertragsverluste. Die Bilanzkennwerte bilden den real gemessenen Betrieb ab; Umfang und Zeitanteile von Abregelungen lassen sich aus den Aggregaten nicht eindeutig separieren. Die Resilienzquoten enthalten diese Effekte somit implizit.

Zweitens ist die Vergleichbarkeit zwischen Wohneinheiten und Zeiträumen eingeschränkt, sofern Abregelungen selektiv oder nicht konsistent angewendet wurden. Dies betrifft insbesondere die Bewertung der Wirksamkeit von Speicher- und Betriebsstrategien, da ein Teil des Potenzials unterdrückt sein kann, ohne dass dies in den Messdaten eindeutig als externer Eingriff gekennzeichnet ist.

Drittens können Abregelungen in den genannten Mittagsstunden erhebliche Auswirkungen auf die Resilienz haben, da diese Zeitfenster typischerweise einen überproportionalen Beitrag zur PV-Jahresarbeit liefern. Der im PV-Kapitel dargestellte Soll-Ist-Vergleich (PVGIS-Sollwert gegenüber gemessener Erzeugung) weist auf ein deutlich höheres technisch verfügbares Erzeugungspotenzial ohne derartige Eingriffe hin. Vor diesem Hintergrund sind die Resilienzquoten 2025 als konservative, durch externe Randbedingungen geprägte Realwerte zu interpretieren und bilden das strukturelle Potenzial des Quartiers nur eingeschränkt ab.

3.3.6 Schlussfolgerung und Ausblick

Die Resilienzbewertung 2025 zeigt, dass das Quartier bilanziell eine substanzielle interne Energieerzeugung aufweist, die jedoch im operativen Betrieb nur teilweise in eine hohe Brutto-Resilienz überführt wird. Die Netto-Resilienzquote verdeutlicht, dass grundsätzlich ein deutlich höherer Anteil der Jahresbilanz intern bereitgestellt wird, die zeitliche Nutzbarkeit jedoch begrenzt ist und im Berichtsjahr zusätzlich durch externe Abregelung beeinflusst wurde.

Da nach aktueller Mitteilung die Null-Einspeiseregulierung im Folgejahr entfallen soll, ist für 2026 eine erneute Bewertung unter veränderten Randbedingungen erforderlich. Insbesondere ist zu erwarten, dass sich bei unveränderter Anlagenkonfiguration sowohl die PV-Erzeugung als auch die daraus abgeleiteten Resilienzkenzahlen in Richtung des technischen Potenzials entwickeln können. Entsprechend werden die Messungen 2026 entscheidend sein, um die Resilienzbewertung von 2025 einzuordnen und Optimierungspotenziale belastbarer zu quantifizieren.

3.4 Wärmeherzeugung

3.4.1 Wärmebedarf und Wärmeherzeugung

3.4.1.1 Kennzahlen und Beurteilungskriterien

Theoretische Heizlast

Die theoretische Heizlast beschreibt den Wärmebedarf eines Gebäudes bei einer bestimmten Außentemperatur. Sie hängt maßgeblich von den Eigenschaften des Gebäudes sowie von der Temperaturdifferenz zwischen Innen- und Außenraum ab. Zwei zentrale Einflussfaktoren sind dabei die Wärmeverluste über die Gebäudehülle, etwa durch Wände, Fenster und das Dach, sowie die Verluste, die durch den Luftaustausch entstehen, sei es durch Undichtigkeiten oder geplante Lüftungssysteme. Während der Anteil der Transmissionsverluste im Wesentlichen unabhängig von der Außentemperatur ist und sich direkt auf die Bauweise und Größe des Gebäudes bezieht, steigen die Lüftungsverluste mit zunehmender Temperaturdifferenz zwischen innen und außen. Je größer diese Differenz ist, desto mehr Energie wird benötigt, um die gewünschte Innentemperatur konstant zu halten.

Theoretische Unter- bzw. Überdeckung der Heizlast

Die theoretische Unter- oder Überdeckung der Heizlast beschreibt, ob die von der Wärmepumpe bereitgestellte Heizleistung ausreicht, um den Wärmebedarf eines Gebäudes vollständig zu decken. Liegt die Heizleistung der Wärmepumpe unter dem erforderlichen Bedarf, wird dies als Unterdeckung bezeichnet. Wird hingegen mehr Wärme bereitgestellt als benötigt, liegt eine Überdeckung vor. Im Idealfall entspricht die erzeugte Wärme exakt dem Bedarf, dann ist die Heizlast vollständig gedeckt. Grundlage dieser Betrachtung ist der Vergleich zwischen dem tatsächlichen Heizbedarf, bestehend aus Transmissions- und Lüftungsverlusten, und der verfügbaren Leistung der Wärmepumpe.

3.4.1.2 Theoretische Heizlast

Die theoretische Heizlast stellt eine zentrale Kenngröße der technischen Gebäudeplanung dar. Sie beschreibt die Wärmeleistung, die einem Raum bzw. Gebäude zugeführt werden muss, um unter definierten Randbedingungen (insbesondere bei niedrigen Außentemperaturen) eine vorgegebene Rauminnentemperatur sicherzustellen. Die Berechnung erfolgt normativ nach DIN EN 12831-1 und ist damit sowohl Grundlage für die Auslegung von Wärmeherzeugern und Wärmeübertragern als auch Voraussetzung zur Einhaltung aktueller energiegesetzlicher Anforderungen, insbesondere des Gebäudeenergiegesetzes (GEG). In die Norm-Heizlast fließen Transmissionswärmeverluste über die Gebäudehülle (Wände, Fenster, Dach, Boden) sowie Lüftungswärmeverluste (Infiltration und kontrollierte Lüftung) ein. Die Norm verknüpft hierfür Bauteilkennwerte (u. a. U-Werte), Geometrie, Soll-Raumtemperaturen und standortspezifische Norm-Außentemperaturen in einem standardisierten Verfahren.

Im Quartier wird die Heizlast nicht als statische Auslegungsgröße, sondern als zeitvariable Größe fortlaufend bestimmt. Für jede Wohneinheit wird auf Basis von Primärdaten (u. a. Außentemperatur, Betriebszustände) sowie gebäudespezifischer Parameter eine theoretische Heizlast berechnet und zeitlich hochaufgelöst bereitgestellt. Für die nachfolgende Auswertung wurden die Zeitreihen im Berichtsjahr 2025 in 15-Minuten-Schritten betrachtet; erkannte Messausreißer wurden vorab bereinigt.

3.4.1.3 Außentemperatur als maßgebliche Randgröße

Abbildung 14 zeigt den Verlauf der durchschnittlichen Außentemperatur im Quartier 2025. Der Wert wurde als Mittel über alle an den Wärmepumpensystemen verfügbaren Temperaturmessstellen gebildet, um lokale Sensorabweichungen zu reduzieren und eine repräsentative Quartiersrandbedingung zu erhalten. Im Jahresmittel ergibt sich eine mittlere Außentemperatur von 11,23 °C. Für die Interpretation der Heizlasten ist die saisonale Differenzierung maßgeblich: In den Monaten Januar bis März sowie Oktober bis Dezember (im Folgenden als Heizperiode zusammengefasst) liegt die mittlere Außentemperatur bei 5,57 °C, während sie in den übrigen Monaten (Übergangs-/Nichtheizperiode) im Mittel 16,76 °C erreicht. Der Verlauf in Abbildung 14 bildet damit die zu erwartende saisonale Temperaturschwankung ab und liefert die zentrale Erklärung für die ausgeprägten Änderungen der theoretischen Heizlast in der Abbildung 15 und Abbildung 16.

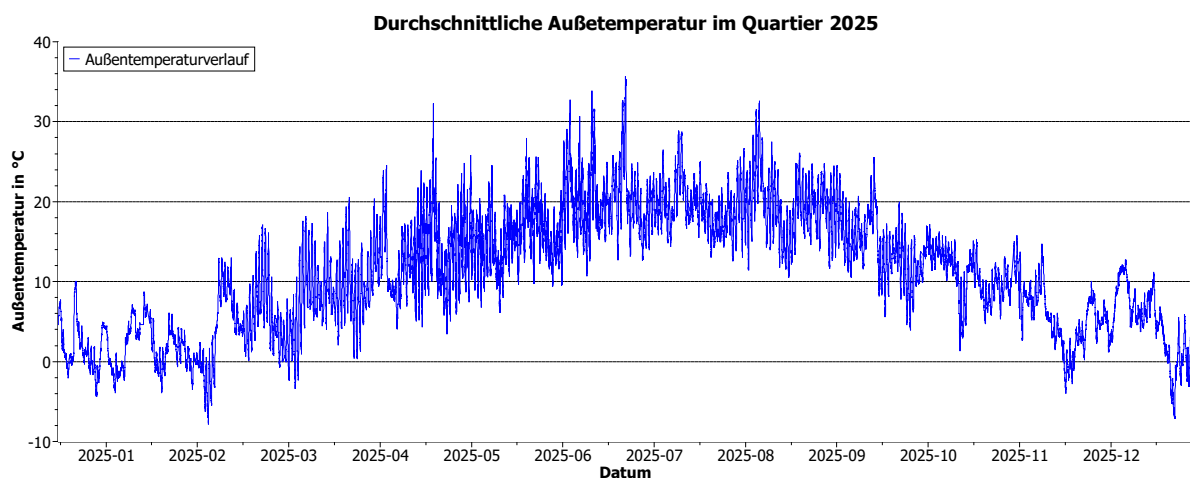


Abbildung 14: Außentemperaturverlauf Quartier Harsefeld.

3.4.1.4 Einordnung der Wärmepumpengruppen und betrachteten Gebäude

Für die Auswertung werden die Gebäude entsprechend der installierten Wärmepumpentechnologie in zwei Gruppen eingeteilt:

- Abluft-Wärmepumpen: Dover, Carrickfergus und Inveraray (Abbildung 15).
- Außenluft-Wärmepumpen: Windsor, Stirling und Eilean (Abbildung 16).

Die Zuordnung dient ausschließlich der strukturierten Darstellung. Die theoretische Heizlastberechnung selbst ist unabhängig von der Wärmepumpenart und basiert auf Gebäudeparametern und Randbedingungen; Unterschiede zwischen den Zeitreihen sind daher primär als Ergebnis von Gebäudegeometrie, Hüllqualität, Lüftungsansätzen sowie gegebenenfalls unterschiedlicher Solltemperaturen und Nutzungsannahmen zu interpretieren.

3.4.1.5 Saisonale Heizlastcharakteristik und Korrelation zur Außentemperatur

Die Zeitreihen der theoretischen Heizlasten in Abbildung 15 (Abluft-Wärmepumpen) und Abbildung 16 (Außenluft-Wärmepumpen) zeigen über das gesamte Jahr 2025 eine deutliche, in erster Näherung invers zur Außentemperatur verlaufende Charakteristik. Während in der Übergangs-/Nichtheizperiode überwiegend niedrige Heizlasten auftreten, steigen die Lasten in der Heizperiode markant an und erreichen in den Wintermonaten wiederholt Werte im Bereich mehrerer Kilowatt.

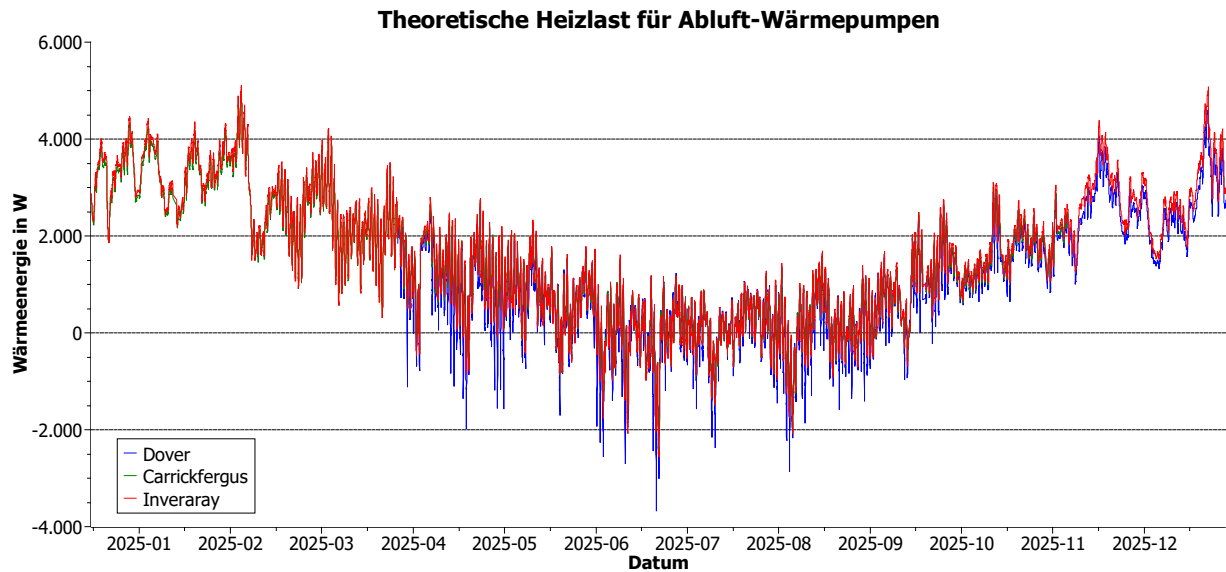


Abbildung 15: Theoretische Heizlast für Häuser mit Abluft-Wärmepumpen.

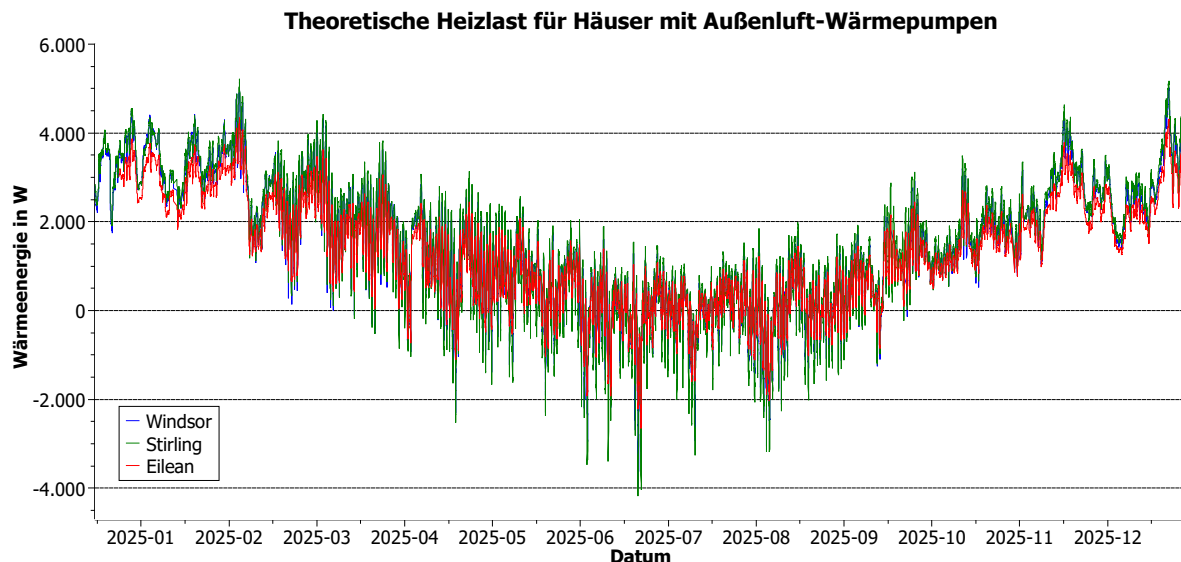


Abbildung 16: Theoretische Heizlast für Häuser mit Außenluft-Wärmepumpen.

Für die Gruppe der Abluft-Wärmepumpen ergibt sich in der Übergangs-/Nichtheizperiode ein mittlerer theoretischer Wärmebedarf von 363 W (Dover), 514 W (Carrickfergus) und 530 W (Inveraray). In der Heizperiode steigen die mittleren Heizlasten auf 2.159 W (Dover), 2.525 W (Carrickfergus) und 2.688 W (Inveraray). Damit erhöht sich die mittlere Heizlast saisonal um etwa den Faktor 4 bis 6, was den dominierenden Einfluss der Außentemperatur auf die Wärmeverluste des Gebäudes widerspiegelt. Die jeweiligen Maximalwerte liegen in der Heizperiode bei rund 4.620 W (Dover), 5.021 W (Carrickfergus) und 5.110 W (Inveraray).

Für die Gruppe der Außenluft-Wärmepumpen ergibt sich ein vergleichbares Bild: In der Übergangs-/Nichtheizperiode liegen die mittleren Heizlasten bei 418 W (Windsor), 483 W (Stirling) und 416 W (Eilean). In der Heizperiode steigen die Mittelwerte auf 2.555 W (Windsor), 2.659 W (Stirling) und 2.247 W (Eilean). Die Maximalwerte der Heizperiode liegen bei rund 5.021 W (Windsor), 5.225 W (Stirling) und 4.345 W (Eilean). Insgesamt zeigt sich auch hier ein Anstieg der mittleren Heizlast um etwa den Faktor 5 bis 6 zwischen den Saisonabschnitten.

Die absoluten Unterschiede zwischen den Gebäuden sind konsistent mit der Erwartung, dass bauliche Parameter (u. a. Nettovolumen, Umfassungsfläche, Fensteranteile, Hüllqualität) sowie lüftungsbedingte Verluste die Höhe der Heizlast wesentlich prägen. So weist Inveraray in der Abluft-Gruppe und Stirling bzw. Windsor in der Außenluft-Gruppe die höchsten mittleren Heizlasten der jeweiligen Gruppe auf. Diese Unterschiede sind im Sinne der Normlogik plausibel und unterstreichen, dass die Heizlastberechnung im Quartier nicht nur den saisonalen Einfluss der Außentemperatur abbildet, sondern auch die Heterogenität der Gebäude.

3.4.1.6 Auffälligkeiten und Interpretation negativer Heizlastwerte

In den Zeitreihen der Abbildung 15 und Abbildung 16 treten zeitweise negative Werte der theoretischen Heizlast auf, insbesondere in den warmen Monaten sowie in Übergangsphasen. Für die Auslegung von Heizsystemen im Sinne der DIN EN 12831 sind negative Heizlasten nicht relevant, da die Norm-Heizlast die erforderliche Heizleistung unter winterlichen Auslegungsbedingungen beschreibt. In der zeitvariablen Betrachtung können negative Werte jedoch als Indiz dafür interpretiert werden, dass unter den jeweils angesetzten Randbedingungen rechnerisch keine Heizanforderung besteht und – je nach Modellansatz – sogar ein theoretischer Kühlbedarf resultieren könnte (z. B. durch solare und interne Gewinne bei gleichzeitig hoher Außentemperatur). In der vorliegenden Auswertung werden diese negativen Werte daher nicht als „Heizbedarf“, sondern als Hinweis auf Phasen ohne Heizanforderung bzw. auf potenzielle Übertemperaturtendenzen verstanden.

Neben dieser grundsätzlichen Interpretation sind in den Zeitreihen zudem kurzfristige Sprünge und Ausreißer erkennbar. Diese sind überwiegend als Mess- bzw. Betriebsartefakte zu bewerten, die im Zusammenhang mit dynamischen Betriebszustandswechseln der Wärmepumpensysteme auftreten. Typische Auslöser sind Anlauf- und Abstellvorgänge, Umschaltungen in Standby-Betrieb, Regelungswechsel innerhalb des Betriebs (z. B. Übergang zwischen Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung) sowie abrupte Änderungen des elektrischen Leistungsbezugs. In solchen Momenten können sich die zugrunde liegenden Berechnungsgrößen (z. B. Leistungsaufnahme, abgeleitete Wärmeleistung oder Regelgrößen innerhalb des Systems) kurzfristig stark verändern, wodurch die berechnete theoretische Heizlast für einzelne Zeitpunkte deutlich vom ansonsten glatten, temperaturgetriebenen Verlauf abweichen kann.

Im Rahmen der Datenaufbereitung wurden lediglich eindeutig fehlerhafte Einzelwerte (z. B. extreme, offensichtlich nicht plausible Spitzen infolge von Datenübertragungs- oder Skalierungsfehlern) bereinigt. Eine darüber hinausgehende aggressive Glättung oder Ausreißerunterdrückung wurde bewusst vermieden, da dies zwar die Visualisierung „ruhiger“ machen könnte, jedoch gleichzeitig die zeitliche Dynamik realer Betriebszustände verfälschen und relevante Lastwechsel verschleiern würde. Entsprechend sind in den dargestellten Zeitreihen weiterhin kurzfristige Abweichungen enthalten, die als Bestandteil des gemessenen bzw. berechneten Betriebsverhaltens zu interpretieren sind und insbesondere die Umschalt- und Regelvorgänge der Wärmepumpen im Jahresverlauf widerspiegeln.

3.4.1.7 Zusammenfassung

Die Auswertung der theoretischen Heizlasten über das Gesamtjahr 2025 zeigt eine klare, durch die Außentemperatur dominierte Saisonalität (Abbildung 14) und eine konsistente Abbildung dieses Effekts in den Heizlastzeitreihen (Abbildung 15 und Abbildung 16). In beiden Wärmepumpengruppen liegen die mittleren Heizlasten in der Heizperiode im Bereich von etwa 2,2 kW bis 2,7 kW, während in der Übergangs-/Nichtheizperiode überwiegend Werte im Bereich von etwa 0,36 kW bis 0,53 kW auftreten. Die Unterschiede zwischen den Gebäuden sind im Kontext der DIN-EN-12831-Systematik plausibel und verdeutlichen die Relevanz baulicher Kenngrößen für den Wärmebedarf. Damit liefert die kontinuierliche Heizlastbestimmung eine belastbare Grundlage zur Bewertung des saisonalen Wärmebedarfs, zur Einordnung der Wärmeerzeugerbeanspruchung und – im weiteren Verlauf – zur energetischen Bewertung des Quartiersbetriebs unter GEG-relevanten Rahmenbedingungen.

3.4.2 Theoretische Heizlastüberdeckung

Die theoretische Heizlastüberdeckung wird in dieser Auswertung als Differenz zwischen der aktuell von der Wärmepumpe bereitgestellten Wärmeleistung und der zeitgleich berechneten theoretischen Heizlast betrachtet. Die Wärmeleistung der Wärmepumpe wird aus den verfügbaren Sensordaten des Heizkreises abgeleitet, insbesondere aus Vorlauf- und Rücklauftemperatur sowie dem gemessenen Durchfluss. Die theoretische Heizlast basiert auf den gebäudespezifischen Parametern und den aktuellen Außenrandbedingungen und folgt in ihrer Herleitung der Logik der DIN EN 12831-1.

Im Ergebnis kennzeichnen positive Werte eine rechnerische Überdeckung, d. h. die bereitgestellte Wärmeleistung liegt oberhalb der theoretischen Heizlast. Negative Werte kennzeichnen eine rechnerische Unterdeckung, d. h. die bereitgestellte Wärmeleistung bleibt unterhalb der theoretischen Heizlast. In diesem Kapitel wird der Begriff „Überdeckung“ vereinfachend für den gesamten Wertebereich verwendet, unabhängig vom Vorzeichen. Beide Vorzeichenbereiche sind inhaltlich relevant, da sie Hinweise auf Leistungsreserven, Lastdeckung und Regelverhalten liefern.

Für die Auswertung 2025 wurden die Gebäude analog zur Wärmepumpentechnologie in zwei Gruppen dargestellt:

- Abluft-Wärmepumpen: Dover, Carrickfergus, Inveraray (Abbildung 17)
- Außenluft-Wärmepumpen: Windsor, Stirling, Eilean (Abbildung 18)

Dabei ist hervorzuheben, dass die Heizlastüberdeckung kein direktes Komfortmaß darstellt. In realen Haushalten wirken zusätzliche Wärmequellen wie interne Gewinne (Beleuchtung, elektrische Geräte, Personen) sowie solare Gewinne, die in der Heizlastberechnung typischerweise nicht explizit enthalten sind. Zudem besitzen Gebäude eine thermische Speicherwirkung, sodass eine kurzfristige rechnerische Unterdeckung nicht zwangsläufig mit einer Unterschreitung der Soll-Raumtemperaturen einhergeht. Im Quartier sind für 2025 keine Fälle bekannt, in denen eine mangelnde Wärmeerzeugung oder unzureichender thermischer Komfort beanstandet wurde; die gebäudeinterne Regelung stellt die Raumtemperaturen bedarfsgerecht sicher.

3.4.2.1 Datencharakteristik und betriebsbedingte Artefakte

Die Zeitreihen der Abbildung 17 und Abbildung 18 weisen – ähnlich wie bereits bei der theoretischen Heizlast – kurzzeitige Sprünge und ausgeprägte Schwankungen um die Nulllinie auf. Ein Teil dieser Dynamik ist als betriebsbedingt zu interpretieren: Umschaltvorgänge (z. B. Wechsel zwischen Raumheizbetrieb und Trinkwarmwasserbereitung), Taktung, Anlauf-/Abstellprozesse sowie Standby-Übergänge führen zu abrupten Änderungen in Leistungsaufnahme, Volumenstrom und Temperaturspreizung. Da die Wärmeleistung der Wärmepumpe aus diesen Größen berechnet wird, schlagen solche Zustandswechsel in der Heizlastüberdeckung als kurzfristige Peaks oder Dellen durch. Im Rahmen der Datenbereinigung wurden lediglich eindeutig fehlerhafte Einzelwerte (z. B. offensichtlich unrealistische positive Spitzen infolge von Übertragungs-/Skalierungsfehlern) entfernt. Eine aggressive Glättung wurde vermieden, um reale Regel- und Betriebsdynamiken nicht zu verfälschen.

3.4.2.2 Ergebnisse: Abluft-Wärmepumpen

Für die Abluft-Wärmepumpen (Dover, Carrickfergus, Inveraray) zeigt sich im Jahresverlauf überwiegend eine negative mittlere Überdeckung. Für den Zeitraum Januar bis September ergibt sich im Mittel eine rechnerische Unterdeckung von rund –302 W (Dover), –406 W (Carrickfergus) und –471 W (Inveraray). In der Heizperiode ab Oktober verstärkt sich dieses Bild bei Dover und Inveraray mit mittleren Werten von –807 W bzw. –1.072 W. Damit liegt die abgeleitete Wärmeleistung in diesen beiden Gebäuden rechnerisch häufiger unterhalb der zeitvariablen Heizlast, was als Ausdruck von Taktung, zeitlicher Verzögerung der Regelung sowie der oben genannten nicht modellierten internen/solaren Gewinne zu interpretieren ist.

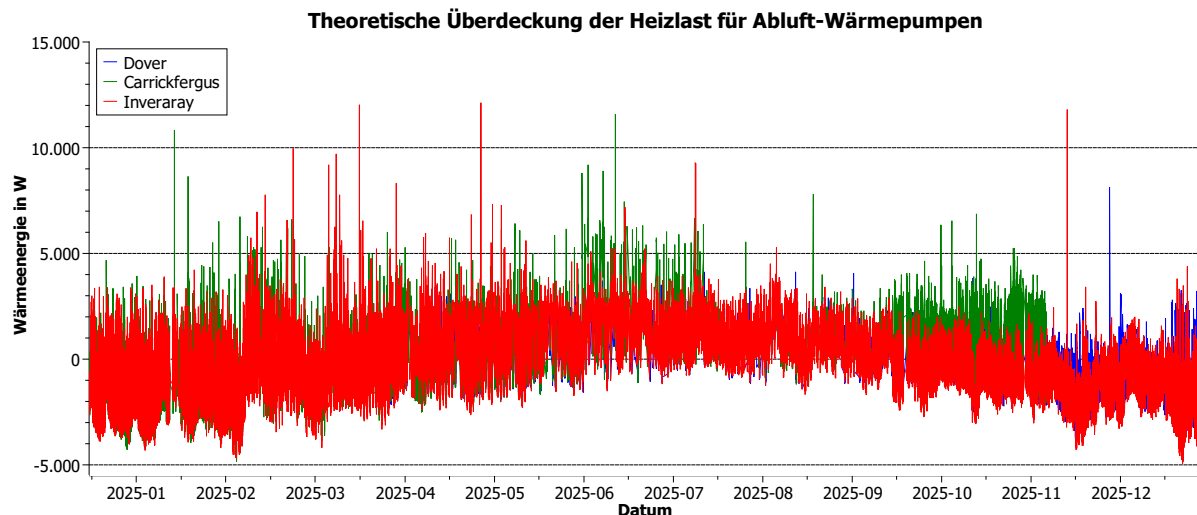


Abbildung 17: Theoretische Überdeckung der Heizlast für Abluft-Wärmepumpen.

Carrickfergus zeigt hingegen im Winterhalbjahr ein abweichendes Muster: Für Oktober bis Dezember ergibt sich eine positive mittlere Überdeckung von rund +1.461 W. Dies deutet auf eine im Verhältnis zur modellierten Heizlast größere Leistungsbereitstellung bzw. eine stärkere Betriebsreserve hin. In den Zeitreihen ist entsprechend häufiger ein Verlauf oberhalb der Nulllinie erkennbar, während in den warmen Monaten auch hier negative Abschnitte auftreten. Die Bandbreite der Überdeckung bleibt über alle Abluft-Gebäude erheblich; die bereinigten Werte reichen von stark negativen Phasen (mehrere kW Unterdeckung) bis zu deutlich positiven Überdeckungen im oberen kW-Bereich.

3.4.2.3 Ergebnisse: Außenluft-Wärmepumpen

Für die Außenluft-Wärmepumpen (Windsor, Stirling, Eilean) zeigt sich 2025 ebenfalls überwiegend eine negative mittlere Überdeckung sowohl in der Übergangs-/Nichtheizperiode (Januar bis September) als auch in der Heizperiode (ab Oktober). Im Mittel ergeben sich in der ersten Jahressequenz -429 W (Windsor), -738 W (Stirling) und -172 W (Eilean). In der Heizperiode liegen die Mittelwerte bei -746 W (Windsor), -1.223 W (Stirling) und -447 W (Eilean). Damit wird in diesen drei Gebäuden rechnerisch häufiger eine Unterdeckung ausgewiesen, die im Winterhalbjahr ausgeprägter ist als in der wärmeren Jahreshälfte.

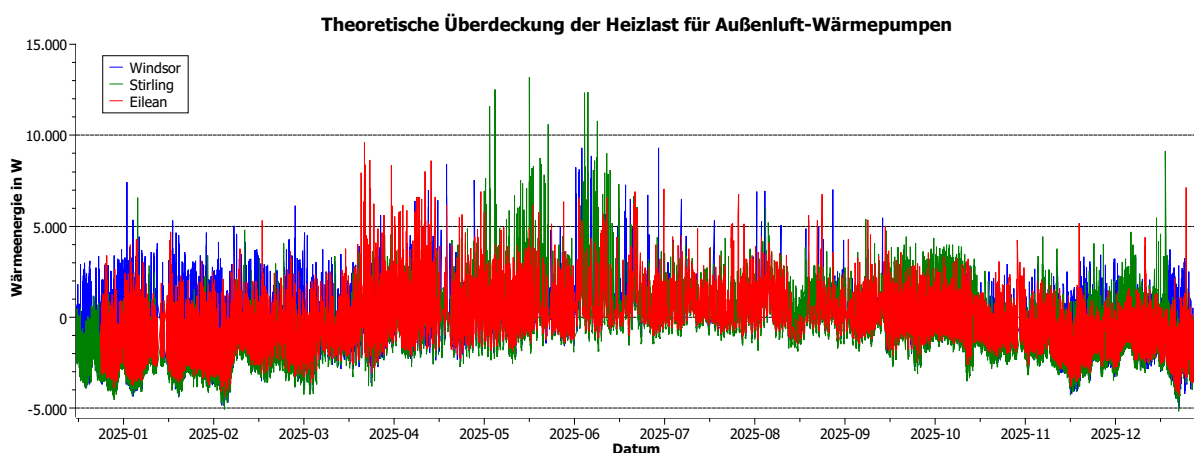


Abbildung 18: Theoretische Überdeckung der Heizlast für Außenluft-Wärmepumpen.

Die Zeitreihen lassen erkennen, dass die Unterdeckung nicht als konstant stationärer Zustand zu verstehen ist, sondern als Ergebnis eines dynamischen Betriebs: Um die Nulllinie treten regelmäßig Wechsel zwischen Über- und Unterdeckung auf, die mit der Taktung und dem Regelverhalten der Wärmepumpen korrespondieren. Kurzfristige positive Werte können dabei sowohl durch tatsächliche

Leistungsreserven als auch durch Betriebsphasen mit erhöhter Wärmeerzeugung (u. a. Warmwasserbereitung) erklärt werden. Negative Phasen sind dagegen im Kontext der Gebäudephysik und internen Gewinne nicht als unmittelbarer Komfortindikator zu interpretieren, sondern als rechnerischer Vergleichswert zur momentanen Heizlast.

3.4.2.4 Interpretation und Einordnung

Die Heizlastüberdeckung liefert über das Jahr 2025 hinweg Hinweise auf das Zusammenspiel aus (i) modelliertem Wärmebedarf, (ii) tatsächlich bereitgestellter Wärmeleistung und (iii) Regel- bzw. Betriebsstrategie der Wärmepumpen. Positive Überdeckung kann – bei angenommener Norminnentemperatur – rechnerisch einer „Wärmeüberschuss“-Situation entsprechen und ist in warmen Perioden prinzipiell auch als Indiz für einen theoretischen Kühlbedarf interpretierbar. Negative Überdeckung signalisiert eine rechnerische Unterdeckung gegenüber der momentanen Heizlast, ohne dass daraus zwingend auf eine Unterversorgung geschlossen werden darf: Nicht erfasste Wärmegewinne, thermische Speicherwirkungen und zeitversetzte Regelung führen dazu, dass das Gebäude trotz kurzfristiger Unterdeckungen die Solltemperaturen halten kann.

Insgesamt zeigen Abbildung 17 und Abbildung 18, dass die betrachteten Gebäude über 2025 hinweg kein statisches „Deckungsbild“ aufweisen, sondern ein dynamisches Wechselspiel aus Über- und Unterdeckung, das saisonal durch die Außentemperatur geprägt und kurzfristig durch Betriebszustandswechsel der Wärmepumpen moduliert wird. Damit ist die Kennzahl insbesondere als indikatorische Größe zur Bewertung des Regel- und Laufzeitverhaltens geeignet, ersetzt jedoch keine ganzheitliche Bewertung von Komfort, Effizienz oder Nutzerzufriedenheit.

3.4.3 Warmwasserversorgung

Alle Häuser bereiten das Warmwasser über ihre Wärmepumpe. In den zu betrachtenden Häusern sind drei unterschiedliche Systeme verbaut.

Die Abluft-Wärmepumpe ist ein Kompaktmodul, welches Heizung, Warmwasserbereitung und Abluft vereint. Das Gerät trägt die Effizienzklasse A bei einem XL Zapfprofil. Der 4,8l Wärmetauscher erwärmt einen 178l emaillierten Brauchwasserspeicher. Mit dem Verdichter kann eine maximale Systemtemperatur von 67°C erreicht werden, der modulierende 9kW Zusatzheizer kann diese auf bis zu 80°C erhöhen.

Die Luft-Wasser-Wärmepumpe Typ 1 hat eine kompakte Inneneinheit für Außen aufgestellte Monoblock Wärmepumpen. Das Gerät trägt die Effizienzklasse A bei einem XL Zapfprofil. Der 7,5l Wärmetauscher erwärmt einen 178l emaillierten Brauchwasserspeicher. Die maximale Systemtemperatur beträgt maximal 70°C, welche Temperatur der Verdichter bereitstellt, bestimmt das jeweilige Außengerät. Der modulierende 9kW Zusatzheizer erwärmt die Differenz.

Im Haus Arundel ist eine außenaufgestellte Luft-Wasser-Wärmepumpe Typ 3 verbaut, die einen Brauchwasserspeicher erwärmt. Dieser hat ein Volumen von 295l bei einer Wärmetauscherfläche von 3,2m². Die maximale Vorlauftemperatur der Außeneinheit beträgt in Abhängigkeit der Außentemperatur bis zu 75°C, im Brauchwasserspeicher ist ein Heizstab eingebaut.

Der Brauchwasserbedarf eines Hauses richtet sich nach der persönlichen Nutzungsweise der Bewohner aber auch nach der Personenzahl und der verbauten Anlagentechnik, mit besonderem Augenmerk auf die Zapfleistung der Armaturen. Wenn eine Zirkulationsleitung installiert ist, bringt diese Komfort und unterstützt mit der Wasserbewegung auch die hygienischen Anforderungen. Eine Warmwasserzirkulation führt über die Leitungsverluste aber auch zu einem erhöhten Energieverbrauch. Die eingestellte Brauchwassertemperatur bestimmt die Schüttleistung der Anlagen. Je höher die Speichertemperatur eingestellt ist, desto höher ist die Schüttleistung des mit Kaltwasser gemischten Brauchwassers an den Zapfventilen. Eine hohe Speichertemperatur ist besonders energieintensiv, weil die Wärmepumpe jeden Grad Celsius mit dem Kompressor erarbeiten muss und die Verluste von Speicher sowie Rohrleitungen steigen. Eine niedrige Speichertemperatur bietet hygienische Risiken. Die Trinkwasserhygiene ist höher zu bewerten als die Energieeffizienz.

Tabelle 2: Daten der Brauchwasserbereitung im Jahr 2025

Haus	Anlage	WMZ Brauchwasser inkl. ZH [kWh]	WMZ Brauchwasser ohne ZH [kWh]	Rechnerische Wärmemenge ZH Brauchwasser [kWh]	Gesamt- betriebszeit Brauchwasser Verdichter [h]	Betriebszeit ZH für Brauchwasser [h]
Stirling	Luft-Wasser-WP Typ 1	3356,7	3356,7	0	728	0
Eilean	Luft-Wasser-WP Typ 1	5180,8	4426,1	754,7	1078	87,8
Doune	Luft-Wasser-WP Typ 1	4000,4	3984,1	16,3	1033	0,9
Windsor	Luft-Wasser-WP Typ 2	2689,1	2669,2	19,9	686	2,4
Alnwick*1	Luft-Wasser-WP Typ 2	3392,5	3387,6	4,9	800	0
Arundel*2	Luft-Wasser-WP Typ 3	2097,5	2094,5	3	1267	0
Edinburgh*3	Abluft-WP	510,9	482,5	28,4	231	3,6
Dover	Abluft-WP	754,5	753,4	1,1	274	0,2
Conwy	Abluft-WP	2366,5	2350,9	15,6	778	1,7
Inveraray	Abluft-WP	3472,3	3464,2	8,1	1100	0,9
Raby	Abluft-WP	2045,2	2004,3	40,9	852	4,7
Ludlow	Abluft-WP	1878,2	1873,4	4,8	771	0,4

*1 Im Haus Alnwick wurden zwischen dem 24.4. und 19.6. keine Daten übertragen, die Erfassung lief weiter

*2 Im Haus Arundel wurden ab Mai 2025 keine Wärmemengen mehr gezählt

*3 Das Haus Edinburgh ist am 4. Dezember offline gegangen

Die Tabelle 2 bildet die Daten zur Brauchwasserbereitung im Jahr 2025 ab. Dabei werden die unterschiedlichen Bedarfsmengen von Warmwasser deutlich. Dies spiegelt sich auch in der Nutzung des Brauchwasserheizstabes wider. Das Haus Eilean hat einen vergleichsweise sehr hohen Energieverbrauch für Warmwasser. Die Betriebszeiten des Zusatzheizers und die rechnerische Differenz der Wärmemengenzähler mit und ohne Zusatzheizer zeigen, dass dieser überverhältnismäßig viel im Einsatz ist. Dies deutet auf einen hohen Warmwasserbedarf oder zu kleinem Speicher hin.

Ebenfalls einen sehr hohen Brauchwasserbedarf hat das Haus Arundel. Die Wärmemengenzähler der Anlage geben ab dem 12. April keine Daten mehr aus. Für dreieinhalb Monate ist der Wärmemengenzähler Wert allerdings auffällig hoch. Die Werte der Betriebszeiten werden von der Anlage weiter ausgegeben. Die Verdichterbetriebszeit stellt den höchsten Wert aller Anlagen dar. Einen Wert für die Betriebszeit des Zusatzheizers für Warmwasser wird im Kalenderjahr 2025 nicht ausgegeben. Diese Anlage hat einen anderen Aufbau, mit einer 8kW Wärmepumpe stehen mehr Leistung zur Verfügung und der Warmwasserspeicher hat mit 300l ein deutlich größeres Volumen als die kompakten Inneneinheiten.

Die Häuser Edinburgh und Dover weisen einen sehr niedrigen Warmwasserbedarf aus. Beim Haus Edinburgh muss berücksichtigt werden, dass die Anlage am 4. Dezember offline gegangen ist sodass die Daten lediglich 11 Monate zeigen.

3.4.4 Kompressorstarts

Tabelle 3: Kompressorstarts im Jahr 2025

Name	Anlage	Verdichterstarts
Stirling	Luft-Wasser-WP Typ 1	3114
Eilean	Luft-Wasser-WP Typ 1	3912
Doune	Luft-Wasser-WP Typ 1	3406
Windsor	Luft-Wasser-WP Typ 2	2943
Alnwick*1	Luft-Wasser-WP Typ 2	4224
Arundel*2	Luft-Wasser-WP Typ 3	2079
Edinburgh*3	Abluft-WP	1480

Dover	Abluft-WP	3018
Conwy	Abluft-WP	2988
Inveraray	Abluft-WP	3098
Raby	Abluft-WP	2818
Ludlow	Abluft-WP	2768

Die Tabelle 3 zeigt die Kompressorstartvorgänge der betrachteten Wärmepumpenanlagen. Wie schon zuvor, wird hier eine große Differenz deutlich. Um die unterschiedlichen Wärmepumpentypen zu betrachten, zeigen die beiden folgenden Grafiken die Anzahl der Kompressorstarts nach Monaten, unterteilt in Abluftwärmepumpen und außen aufgestellte Monoblock Wärmepumpen.

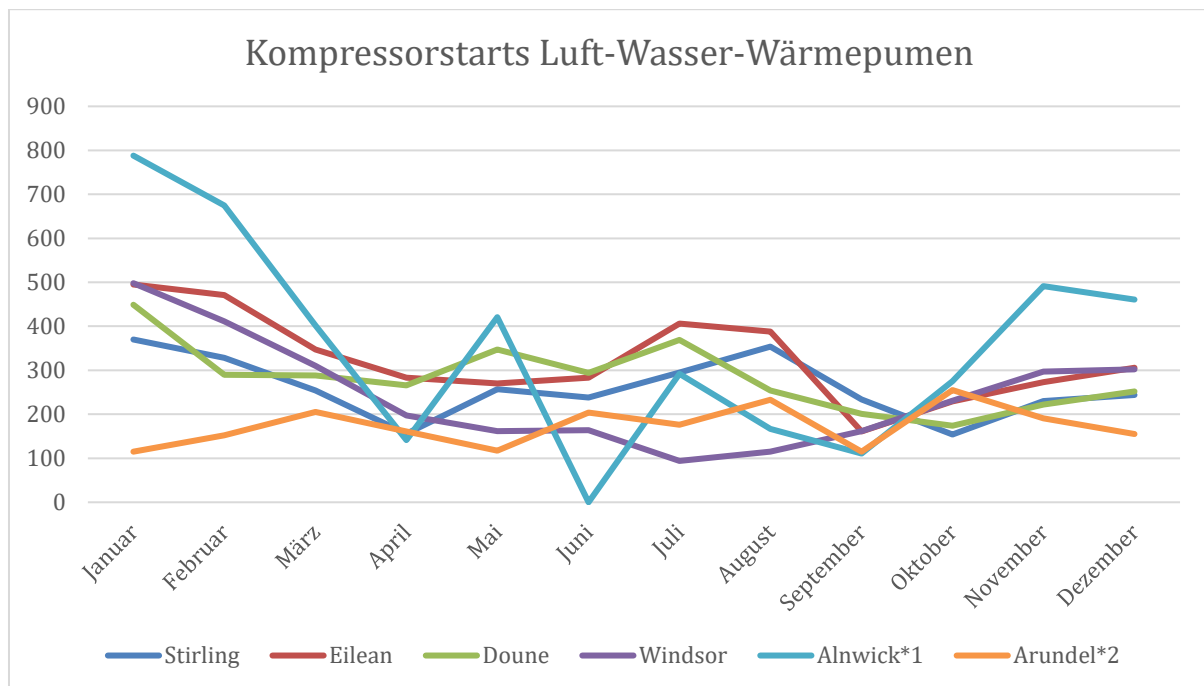


Abbildung 19: Kompressorstarts Luft-Wasser-Wärmepumpen

Die Abbildung 19 zeigt Verlauf der Kompressorstartvorgänge der außen aufgestellten Monoblock Luft-Wasser Wärmepumpen. Auffällig ist der Verlauf der Anlage im Haus Alnwick. Im Januar und Februar verzeichnet die Wärmepumpe über 1400 Kompressorstarts in zwei Monaten. Durch den Ausfall der Datenübertragung vom 23. April bis zum 19. Juni fällt der Graph auf 0 bevor er die Differenz vom 23. April bis zum 1. Juli abbildet. In der Heizperiode steigt der Graph wieder deutlich über die der anderen Häuser, bleibt aber unter den Werten des Jahresanfangs.

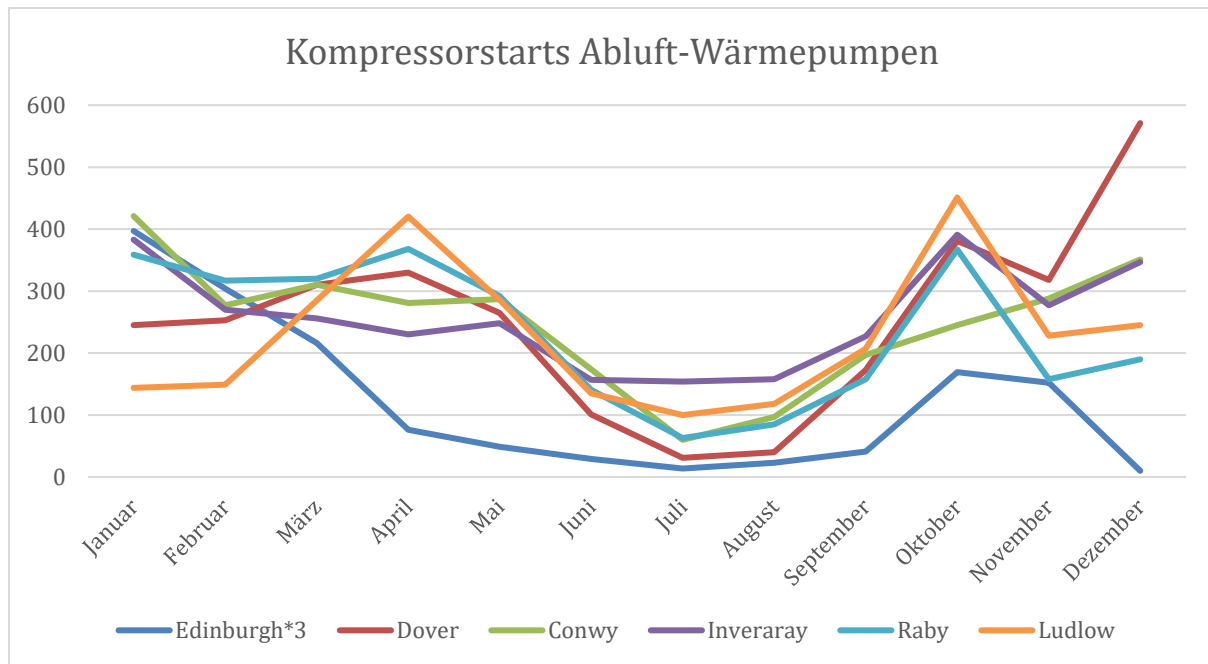


Abbildung 20: Kompressorstarts Abluft-Wärmepumpen

Abbildung 20 bildet die Anzahl der Kompressorstarts der Abluft-Wärmepumpen im Jahr 2025 ab. Die Anlage vom Haus Edinburgh ist auffällig. Nach einem durchschnittlichen Jahresanfangswert bleibt die Anlage deutlich unter den anderen. Im Dezember endet die Verbindung zur Anlage bereits am 4. Dezember, weshalb der Wert zum Jahresende nicht mehr vergleichbar ist. Gegenteilig entwickelt sich der Graph vom Haus Dover. Besonders zu Jahresbeginn und im Sommer, außerhalb der Heizperiode liegt der Wert der Kompressorstarts unter dem Durchschnitt. In der Heizsaison zum Winter 2025/2026 steigt der Wert stärker und verzeichnet im Dezember den höchsten Wert der Abluft-Wärmepumpen im Kalenderjahr 2025.

Auffällig ist das unterschiedliche Bild, welches die verschiedenen Anlagentypen liefern. Der Verlauf der außen aufgestellten Monoblock Luft-Wasser-Wärmepumpen ist sehr inkonstant. Die Anlagen verzeichnen außerhalb der Heizperiode ähnlich viele Kompressorstarts wie innerhalb. Lediglich in den Übergangszeiten sind leichte Tiefpunkte zu erkennen. Das liegt daran, dass dieser Anlagentyp im Sommer auch zur Kühlung genutzt wird. Die Abluft-Wärmepumpen kühlen im Sommer nicht. Somit zeigen sie ein deutlichen Kurvenverlauf mit Tiefpunkt in den Sommermonaten, wenn die Anlagen nur noch Brauchwasser bereiten. Während die Werte des Jahresstarts eher eng bei einander liegen, gehen diese zum Jahresende sehr deutlich auseinander.

3.4.5 Betriebsstunden Verdichter

Tabelle 4: Betriebszeiten der Verdichter im Jahr 2025

Name	Anlage	Gesamt- betriebszeit Verdichter [h]	durch- schnittliche Laufzeit je Start	Gesamt- betriebszeit Brauch- wasser Verdichter [h]	Gesamt- betriebszeit Verdichter Kühlung [h]	rechnerische Verdichter- betriebszeit Heizung [h]
Stirling	Luft-Wasser-WP Typ 1	2817	0,90	728	621,0	1468,0
Eilean	Luft-Wasser-WP Typ 1	4615	1,18	1078	236,0	3301,0
Doune	Luft-Wasser-WP Typ 1	4179	1,23	1033	411,0	2735,0
Windsor	Luft-Wasser-WP Typ 2	3801	1,29	686	170,0	2945,0
Alnwick*1	Luft-Wasser-WP Typ 2	2578	0,61	800	120,0	1658,0
Arundel*2	Luft-Wasser-WP Typ 3	3634	1,75	1267	99,0	2268,0
Edinburgh*3	Abluft-WP	2998	2,03	231	-	2767,0
Dover	Abluft-WP	3612	1,20	274	-	3338,0
Conwy	Abluft-WP	4677	1,57	778	-	3899,0
Inveraray	Abluft-WP	4172	1,35	1100	-	3072,0
Raby	Abluft-WP	4281	1,52	852	-	3429,0
Ludlow	Abluft-WP	4265	1,54	771	-	3494,0

*1 Im Haus Alnwick wurden zwischen dem 24.4. und 19.6. keine Daten übertragen, die Erfassung lief weiter

*2 Im Haus Arundel wurden ab Mai 2025 keine Wärmemengen mehr gezählt

*3 Das Haus Edinburgh ist am 4. Dezember offline gegangen

Die Betriebsstunden der Verdichter in Tabelle 4 zeigen das unterschiedliche Nutzungsverhalten der Anlagen. Die außen aufgestellten Monoblock Luft-Wasser Wärmepumpen arbeiten neben dem Heiz- und Warmwasserbetrieb auch im Kühlbetrieb. Die großen Unterschiede vermeintlich gleicher Anlagentypen in allen drei, bzw. zwei Nutzungsarten sind sehr deutlich. Die Nutzungsweise der einzelnen Anlagen unterscheiden sich sehr stark, generelle Unterschiede der Anlagentypen sind so nicht zu erkennen.

3.4.6 Zusatzheizung & Abtauen

Der Abtaubetrieb wird von der Anlage automatisch durchgeführt. Einen Kennwert oder Zählwert geben die Anlagen nicht aus.

Während das Haus Stirling keinen Einsatz des Zusatzheizers verzeichnet, kommen diese in den anderen Häusern teilweise öfter zum Einsatz. Im Haus Eilean wird der Zusatzheizer häufig zur Unterstützung der Warmwasserbereitung herangezogen. Im Haus Windsor findet der Zusatzheizer in beiden Betriebsweisen Anwendung.

In den Häusern mit der Abluft Wärmepumpe unterstützt der Zusatzheizer häufiger den Heizbetrieb. Das Haus Edinburgh ist in diesem Zusammenhang hervorzuheben. Im Haus Ludlow werden Einsatzzeiten verzeichnet aber ihr Wert ist für beide Betriebsweisen sehr gering.

Der in der Anlage Arundel verbaute Pufferspeicher hat keinen Anschluss für einen Zusatzheizer. Ob ein Strömungserhitzer in der Anlage verbaut ist, ist nicht bekannt. Ein Wert für die Wärmemengenzählung mit Zusatzheizer weist die Anlage nicht aus. In der rechnerischen Betriebszeit für die Betriebsart Heizung sind 13,3h geführt. Gleichzeitig sind für den Warmwasserbetrieb keine Betriebszeiten verzeichnet obwohl die Wärmemengenzähler in etwas mehr als 3 Monaten eine Differenz von 3kWh aufweisen.

Tabelle 5: Daten der Zusatzheizungen im Jahr 2025

Name	Anlage	Rechnerische Wärmemenge ZH Brauchwasser [kWh]	Rechnerische Wärmemenge ZH Heizung [kWh]	Gesamt- betriebszeit ZH [h]	Betriebszeit ZH für Brauch- wasser [h]	rechnerische Betriebszeit ZH für Heizung [h]
Stirling	Luft-Wasser-WP Typ 1	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Eilean	Luft-Wasser-WP Typ 1	754,7	20,6	90,6	87,8	2,8
Doune	Luft-Wasser-WP Typ 1	16,3	22,5	4,7	0,9	3,8
Windsor	Luft-Wasser-WP Typ 2	19,9	102,2	14,0	2,4	11,6
Alnwick*1	Luft-Wasser-WP Typ 2	4,9	5,3	1,1	0,0	1,1
Arundel*2	Luft-Wasser-WP Typ 3	3,0	-	13,3	0,0	13,3
Edinburgh*3	Abluft-WP	28,4	826,9	109,1	3,6	105,5
Dover	Abluft-WP	1,1	198,8	22,9	0,2	22,7
Conwy	Abluft-WP	15,6	239,1	31,7	1,7	30,0
Inveraray	Abluft-WP	8,1	62,4	9,0	0,9	8,1
Raby	Abluft-WP	40,9	182,5	27,1	4,7	22,4
Ludlow	Abluft-WP	4,8	15,9	2,1	0,4	1,7

*1 Im Haus Alnwick wurden zwischen dem 24.4. und 19.6. keine Daten übertragen, die Erfassung lief weiter

*2 Im Haus Arundel wurden ab Mai 2025 keine Wärmemengen mehr gezählt

*3 Das Haus Edinburgh ist am 4. Dezember offline gegangen

3.4.7 Arbeitszahl über das Jahr im Durchschnitt

Tabelle 6: Effizienzwerte der Wärmepumpenanlagen im Jahr 2025

Name	Anlage	Gesamt- produktion [kWh]	Gesamt- verbrauch [kWh]	Effizienz	SCOP Durchschnittsklima 35/55
Stirling	Luft-Wasser-WP Typ 1	8360	1979	4,22	4,8 / 3,46
Eilean	Luft-Wasser-WP Typ 1	13591	3949	3,44	4,8 / 3,46
Doune	Luft-Wasser-WP Typ 1	11161	2742	4,07	4,8 / 3,46
Windsor	Luft-Wasser-WP Typ 2	10830	2572	4,21	5,08/3,56
Alnwick*1	Luft-Wasser-WP Typ 2	8688	2148	4,04	5,08/3,56
Arundel*2	Luft-Wasser-WP Typ 3	14057	3156	4,45	5,00 / 3,70
Edinburgh*3	Abluft-WP	5749,7	2313,4	2,49	4,50 / 3,67
Dover	Abluft-WP	7447	2233	3,33	4,50 / 3,67
Conwy	Abluft-WP	12529	4016	3,35	4,50 / 3,67
Inveraray	Abluft-WP	9811	3632	2,70	4,50 / 3,67
Raby	Abluft-WP	8902	2930	3,04	4,50 / 3,67
Ludlow	Abluft-WP	8248	2319	3,56	4,50 / 3,67

*1 Im Haus Alnwick wurden zwischen dem 24.4. und 19.6. keine Daten übertragen, die Erfassung lief weiter

*2 Im Haus Arundel wurden ab Mai 2025 keine Wärmemengen mehr gezählt

*3 Das Haus Edinburgh ist am 4. Dezember offline gegangen

Die Anlagen geben einen Wert für die Gesamtproduktion und einen Wert für den Gesamtverbrauch in kWh aus. Hierzu ein Hinweis: Die Gesamtproduktion stimmt nicht mit der Summe der

Wärmemengenzähler überein. Extern verbaute Stromzähler unterscheiden sich ebenfalls vom Wert des Gesamtverbrauches.

Bei den außen aufgestellten Monoblock Luft-Wasser-Wärmepumpen fällt der niedrige Wert vom Haus Eilean aus dem Muster der anderen Werte heraus. Dies ist mit der hohen Laufzeit des Zusatzheizers zu erklären.

Die Effizienz der Abluft Wärmepumpen zeigen generell ein schlechteres Bild als die der außen aufgestellten Anlagen. Ein möglicher Grund liegt in dem zusätzlichen Verbrauch durch die Abluftführung der Häuser.

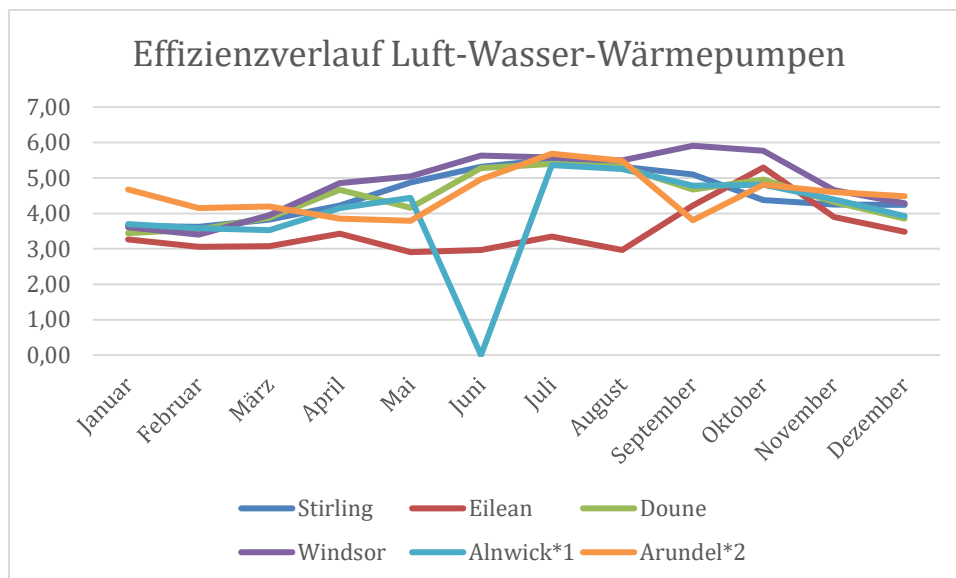


Abbildung 21: Effizienzverlauf Luft-Wasser-Wärmepumpen

Die außen aufgestellten Monoblock Luft-Wasser-Wärmepumpen halten ihre Effizienzwerte über das Jahr gesehen weitestgehend konstant. Im Sommer, wenn die Anlagen im Kühlbetrieb arbeiten, steigt die Effizienz der Anlagen leicht.

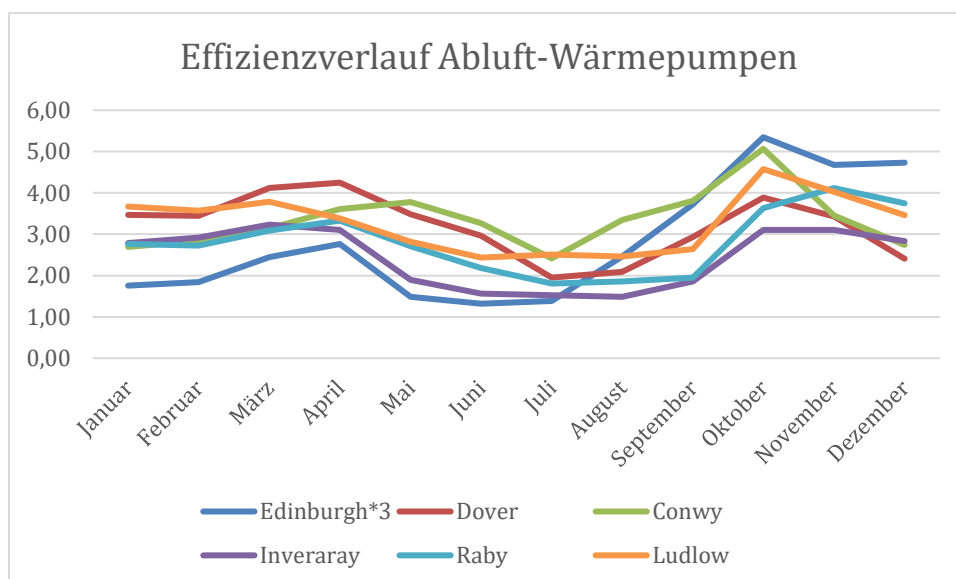


Abbildung 22: Effizienzverlauf Abluft-Wärmepumpen

Die Abluft-Wärmepumpen zeigen ein anderes Bild als die außen aufgestellten Geräte. Die höchsten Effizienzwerte liegen in den Übergangszeiten, wenn Heizung und Warmwasser gefordert sind und der Wärmebedarf der Häuser geringer wird. Dies könnte an den Zusatzheizer Einsätzen der Anlagen liegen.

Im Sommer sind die Geräte hauptsächlich im Betriebsmodus Warmwasser eingesetzt. Dieser zeichnet sich durch kurze Laufzeiten und hohe Temperaturen ab, was sich negativ auf die Anlageneffizienz auswirkt.

Der SCOP für europäisches Durchschnittsklima der Anlagen ist in der Tabelle für den jeweilige Anlagentyp ausgewiesen. Die Werte für den Heizbetrieb mit 35°C Vorlauftemperatur werden von keinem Gerät erreicht, was auch an der Warmwasserbereitung liegt.

3.5 Lüftungsanlagen

Die Lüftungstechnischen Anlagen der betrachteten Mehrfamilienhäuser werden im Quartier kontinuierlich über die Regelungstechnik erfasst. Für die nachfolgende Auswertung werden vier Wohneinheiten (Bodiam, Conwy, Inveraray und Raby) als repräsentative Stichprobe herangezogen; sie decken typische Betriebszustände und Niveauunterschiede ab, ohne dass damit alle Quartiersgebäude vollständig abgebildet werden. Abbildung 23 zeigt die zeitliche Entwicklung der Luftvolumenströme dieser vier Gebäude über das gesamte Berichtsjahr 2025. Als Referenz zur normativen Einordnung sind in Tabelle 7 die für die jeweiligen Wohneinheiten kalkulierten Volumenströme der Betriebsstufen Feuchteschutzlüftung, reduzierte Lüftung, Nennlüftung und Intensivlüftung angegeben.

Über das Jahr ist ein deutlich saisonales und zugleich betrieblich geprägtes Bild erkennbar: In der Nicht-Heizperiode liegen die Luftvolumenströme überwiegend in höheren Bereichen und zeigen – insbesondere bei Conwy und Inveraray – ausgeprägte Schwankungen und sprunghafte Änderungen. In der Heizperiode stellt sich bei Gebäuden mit durchgängiger Datenlage ein deutlich niedrigeres und stabileres Niveau ein; zugleich reduziert sich die Varianz sichtbar. Für die nachfolgende Einordnung wird die Heizperiode entsprechend der üblichen Definition als Zeitraum Oktober bis März verstanden; die Nicht-Heizperiode umfasst damit April bis September.

3.5.1 Nicht-Heizperiode: erhöhte Niveaus und starke Varianz

In der Nicht-Heizperiode werden in Conwy im Mittel hohe Luftvolumenströme erreicht (Mittelwert ca. 190 m³/h; 10–90 %-Bereich ca. 160–214 m³/h). Auch Inveraray weist in dieser Phase erhöhte Niveaus auf (Mittelwert ca. 168 m³/h; 10–90 %-Bereich ca. 127–201 m³/h). Die Maximalwerte liegen bei Conwy bei etwa 237 m³/h und bei Inveraray bei etwa 213 m³/h. Die zeitliche Struktur der Kurven in Abbildung 26 deutet darauf hin, dass die Anlagen in diesen Monaten häufig zwischen unterschiedlichen Betriebszuständen wechseln bzw. kurzfristig stark variieren.

Bodiam liegt in der Nicht-Heizperiode im mittleren Bereich (Mittelwert ca. 149 m³/h; 10–90 %-Bereich ca. 121–170 m³/h, Maximum ca. 197 m³/h). Raby verläuft in der vorliegenden Datenlage vergleichsweise konstant um ca. 138 m³/h (10–90 %-Bereich ca. 130–149 m³/h; Maximum ca. 167 m³/h). In Abbildung 23 ist insgesamt zu erkennen, dass die stärksten Fluktuationen und kurzzeitigen Peaks vor allem zwischen Frühsommer und Frühherbst auftreten (insbesondere Juli bis September).

Die beobachteten Schwankungen sind aus den Messdaten allein nicht eindeutig kausal aufzulösen. Im vorliegenden System ist jedoch keine durchgängige CO₂- oder Feuchtesensorik als Führungsgröße der Volumenstromregelung umgesetzt; die Anlagen sind primär stufen- bzw. modusgeführt. Plausibel sind daher insbesondere Änderungen der Betriebsstufe (z. B. manuelle Anpassungen), nutzungsbedingte Einflüsse (z. B. häufigeres Fenster-/Türöffnen in warmen Monaten) sowie betriebsinterne Umschaltvorgänge. Zusätzlich ist möglich, dass die Lüftungsfunktion im Systemverbund saisonal zwischen Heiz- und Nicht-Heizbetrieb unterschiedlich behandelt wird. Ob und in welchem Umfang die Wärmepumpe (bei NIBE S735-Varianten) die Lüftungsanlage aktiv mitführt bzw. beeinflusst, kann auf Basis der vorliegenden Messgrößen nicht abschließend bewertet werden und wird daher im Folgenden nicht als gesicherte Ursache gesetzt.

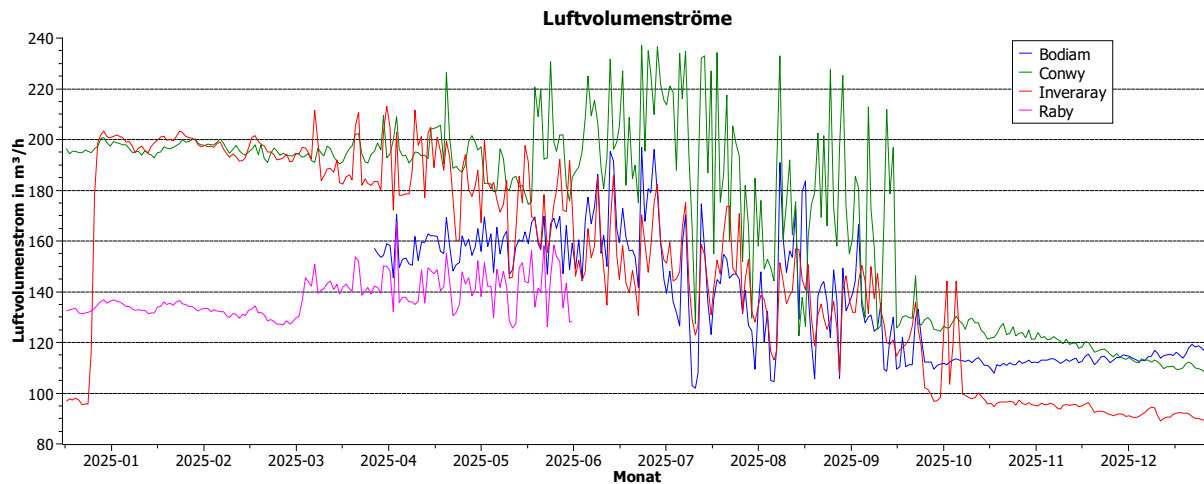


Abbildung 23: Luftvolumenströme, Jahresübersicht.

3.5.2 Heizperiode: stabilisierte Verläufe und reduziertes Grundniveau

Mit Beginn der Heizperiode ab Oktober ist bei Conwy, Inveraray und Bodiam eine deutliche Absenkung des Grundniveaus sowie eine Stabilisierung des Verlaufs zu beobachten (vgl. Abbildung 23). Für Conwy liegt der Mittelwert in der Heizperiode bei ca. 119 m³/h (10–90 %-Bereich ca. 110–128 m³/h), für Bodiam bei ca. 113 m³/h (10–90 %-Bereich ca. 111–116 m³/h). Inveraray weist in dieser Phase ein nochmals niedrigeres Niveau auf (Mittelwert ca. 97 m³/h; 10–90 %-Bereich ca. 90–100 m³/h), mit einzelnen kurzfristigen Abweichungen nach oben. Für Raby liegen für Oktober bis Dezember keine durchgängigen Messwerte vor; eine belastbare Einordnung dieses Gebäudes für die Heizperiode wird daher im Folgenden nicht vorgenommen.

Die beobachtete Stabilisierung ist konsistent mit einem saisonalen Wechsel der Betriebsstrategie (z. B. Absenkung einer Lüftungsgrundstufe zur Begrenzung lüftungsbedingter Wärmeverluste) sowie mit vermindertem Fensterlüften im Winterhalbjahr. Insgesamt ergibt sich damit ein plausibles Bild: höhere und variabelere Volumenströme in warmen Monaten, niedrigere und gleichmäßigere Volumenströme in der Heizperiode.

3.5.3 Einordnung gegenüber den kalkulierten Sollwerten und Mindestanforderungen

Die in Tabelle 7 dargestellten kalkulierten Werte ermöglichen eine fachliche Einordnung der Messniveaus. Für die Feuchteschutzlüftung liegen die berechneten Mindestwerte bei allen vier betrachteten Gebäuden im Bereich von rund 45–50 m³/h. Diese Schwelle wird in den Messungen 2025 in keinem der dargestellten Verläufe unterschritten. Damit ist aus Sicht der DIN 1946-6 die zentrale Mindestanforderung zur Vermeidung feuchtebedingter Schäden (insbesondere Schimmelbildung durch dauerhaft zu hohe Innenraumfeuchten) grundsätzlich erfüllt.

Im Vergleich zur Stufe „reduzierte Lüftung“ zeigt sich ein differenziertes Bild:

- Conwy und Raby liegen über das Jahr hinweg durchgehend oberhalb der kalkulierten reduzierten Lüftung.
- Bodiam unterschreitet die reduzierte Lüftung nur in einem kleinen Anteil der Zeitpunkte; das Minimum liegt jedoch weiterhin deutlich oberhalb der Feuchteschutzanforderung.
- Inveraray liegt in der Heizperiode überwiegend unterhalb der kalkulierten reduzierten Lüftung und pendelt sich über längere Abschnitte im Bereich um 90–100 m³/h ein. Auch dieses Niveau bleibt deutlich oberhalb der Feuchteschutzlüftung, liegt jedoch spürbar unterhalb der für „reduzierte Lüftung“ berechneten Größe. Dies ist als Hinweis auf einen dauerhaft abgesenkten Anlagenbetriebspunkt zu interpretieren (z. B. saisonale Sollwertabsenkung oder manuelle Anpassung).

Bezogen auf die Nennlüftung ergeben sich in der Nicht-Heizperiode insbesondere bei Conwy und Inveraray häufig Werte im Bereich bzw. oberhalb der Nennlüftung, während Bodiam und Raby überwiegend zwischen reduzierter Lüftung und Nennlüftung liegen. In der Heizperiode liegen Conwy und Bodiam systematisch unterhalb der Nennlüftung; Inveraray liegt in dieser Phase ebenfalls vollständig unterhalb der Nennlüftung.

Tabelle 7: Luftvolumenströme kalkuliert.

Pseudonym	Luftvolumenstrom zum Feuchteschutz NE	Luftvolumenstrom Reduzierte Lüftung NE	Luftvolumenstrom Nennlüftung NE	Luftvolumenstrom Intensivlüftung Lüftung NE
	qv,ges,NE,FL	qv,ges,NE,RL	qv,ges,NE,NL	qv,ges,NE,IL
	[m³/h]	[m³/h]	[m³/h]	[m³/h]
Ludlow	45,20	105,47	150,67	195,88
Hampton	47,68	111,26	158,94	206,62
Raby	47,42	110,65	158,07	205,49
Inveraray	47,60	111,07	158,68	206,28
Caerphilly	47,49	110,81	158,30	205,79
Carrickfergus	47,49	110,81	158,30	205,79
Dover	40,31	94,06	134,38	174,69
Bodiam	46,53	108,57	155,09	201,62
Edinburgh	43,74	102,07	145,81	189,55
Arundel	52,77	123,12	175,89	228,66
Doune	50,92	118,82	169,75	220,67
Eilean	45,74	106,72	152,46	198,20
Leeds	49,11	114,59	163,70	212,81
Sterling	49,11	114,59	163,70	212,81
Alnwick	49,01	114,37	163,38	212,40
Windsor	47,28	110,33	157,61	204,89

3.5.4 Technischer Rahmen der Anlagen

Die in Abbildung 23 beobachteten Volumenstrombereiche (typisch etwa 90 bis 230 m³/h) liegen insgesamt innerhalb der technisch üblichen Einstell- und Betriebsbereiche der im Quartier eingesetzten Gerätegeneration. In Installateurhandbüchern werden für entsprechende Systeme sowohl empfohlene Volumenströme zur Standardlüftung als auch deutlich breitere Einstellbereiche (einschließlich einer Intensivstufe) ausgewiesen. Vor diesem Hintergrund sind kurzzeitige hohe Volumenströme technisch nicht grundsätzlich kritisch, sondern können betriebsbedingt (z. B. zeitweiser Intensivbetrieb) auftreten. Aus energetischer Sicht ist jedoch ein dauerhaft erhöhtes Lüftungsniveau in der Heizperiode mit höheren Lüftungswärmeverlusten verbunden, sodass die im Winterhalbjahr beobachtete Absenkung und Stabilisierung grundsätzlich als plausibel und tendenziell effizient einzuordnen ist – sofern die hygienischen Mindestanforderungen weiterhin eingehalten werden.

3.5.5 Zusammenfassung

Die Luftvolumenströme der vier betrachteten Mehrfamilienhäuser zeigen im Jahr 2025 ein saisonal geprägtes Muster mit hohen und variablen Niveaus in der Nicht-Heizperiode und deutlich niedrigeren, stabileren Niveaus in der Heizperiode (Abbildung 23). Die Mindestanforderungen der Feuchteschutzlüftung nach DIN 1946-6 werden in den Messungen durchgängig eingehalten; eine dauerhafte Unterschreitung dieser Schwelle ist nicht erkennbar. Im Detail liegen Conwy und Raby ganzjährig oberhalb der reduzierten Lüftung, Bodiam unterschreitet diese nur selten, während Inveraray im Winterhalbjahr überwiegend unterhalb der kalkulierten reduzierten Lüftung betrieben wird, jedoch

weiterhin deutlich oberhalb der Feuchteschutzlüftung. Insgesamt ergibt sich damit ein überwiegend normkonformes Lüftungsniveau, das im Winterhalbjahr erkennbar auf ein niedrigeres, energetisch günstigeres Betriebsniveau übergeht.

3.6 Bilanz Wallbox

Alle Häuser im Quartier sind mit einer Wallbox ausgestattet, die den Ladevorgang von Elektrofahrzeugen ermöglicht.

Die Verbrauchsdaten der Wallboxen wurden für alle Häuser im Quartier erfasst und für das Kalenderjahr 2025 ausgewertet.

Bei der Auswertung zeigte sich, dass nur in einem Teil der untersuchten Häuser tatsächlich ein Energiebezug durch Ladevorgänge registriert wurde. Der monatliche Energieverbrauch der Wallboxen ist in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 8: Ausgelesene Verbrauchsdaten in [kWh]

	Carrickfergus	Doone	Ludlow	Windsor	Stirling	Leeds
Erster Wert	2939305,75	53422,5781	363220,268	28495,2447	1594574,86	
Letzter Wert	3430536,62	83054,5703	520745,5	31341,1117	1722904,44	
Differenz für	491,230871	29,6319922	157,525232	2,84586708	128,329581	0
Erster Wert	3433712,79	83055,9733	523571,232	31344,5283	1722908,5	
Letzter Wert	3839866,11	84128,3828	729699,933	33913,3124	1849087,06	
Differenz für	406,153324	1,07240947	206,128701	2,56878408	126,17856	0
Erster Wert	3842489,68	84129,9614	735785,429	33917,0464	1849091,7	
Letzter Wert	4101600,75	85609,341	836518,683	36751,4034	1995350,79	
Differenz für	259,111066	1,47937967	100,733254	2,83435699	146,259091	0
Erster Wert	4103693	85610,4736	842987,983	36754,1099	1995354,59	
Letzter Wert	4432800,25	87532,2743	893314,948	39500,8704	2154625,75	
Differenz für	329,10725	1,9218007	50,3269658	2,74676045	159,271163	0
Erster Wert	4437980,03	87534,4776	898473,122	39505,9775	2154632	
Letzter Wert	4954470,5	89330,9414	1077152,5	42347,8039	2211578,5	
Differenz für	516,49047	1,79646384	178,679378	2,84182639	56,9465	0
Erster Wert	4956996,94	89332,047	1078275,29	42350,475	2211581,75	603936,688
Letzter Wert	5475687,17	91581,4722	1236615,44	45106,8678	2346603,13	622622,935
Differenz für	518,690229	2,24942518	158,340146	2,75639277	135,021375	18,6862474
Erster Wert	5476234,5	91582,9264	1236615,5	45110,4552	2346607,38	622675,332
Letzter Wert	5777327,25	94855,7187	1285282,56	47958,9682	2462012,88	718483,76
Differenz für	301,09275	3,2727923	48,6670625	2,84851302	115,4055	95,8084283
Erster Wert	5777602,05	94857,4476	1292640,48	47962,929	2462017,75	718514,169
Letzter Wert	6124495,86	100690,721	1375156,88	50807,9382	2626284,38	750368,225
Differenz für	346,893819	5,83327334	82,5163949	2,845009	164,266625	31,8540564
Erster Wert	6128386,81	100692,529	1376710,49	50812,156	2626289,5	750436,996
Letzter Wert	6501146	102659,283	1508267,13	53561,516	2789503,25	763962,428
Differenz für	372,75919	1,96675396	131,556631	2,74936004	163,21375	13,5254322
Erster Wert	6507979,51	102660,802		53565,1418	2789507,63	763980,079
Letzter Wert	6962254,5	103866,075		56407,4059	2991051,13	787014,439
Differenz für	454,274989	1,20527335	0	2,84226416	201,5435	23,0343604
Erster Wert	6962255	103868,415	1512115,41	56411,552	2991056,25	787031,755
Letzter Wert	7243748,66	126041,795	1661245,06	59164,1928	3209276,84	806569,237
Differenz für	281,493664	22,1733797	149,12965	2,75264079	218,220593	19,5374813
Erster Wert	7246101,9	132725,373	1661245,44	59166,7537	3216260,92	806579,747
Letzter Wert	7708723,25	306814,109	2033605,94	62013,9318	3403025,63	934947,78
Differenz für	462,621354	174,088736	372,3605	2,84717803	186,764701	128,368033

	Edinburgh	Dover	Eilean	Inveraray	Alnwick	Raby
Erster Wert						
Letzter Wert						
Differenz für	0	0	0	0	0	0
Erster Wert						
Letzter Wert						
Differenz für	0	0	0	0	0	0
Erster Wert						
Letzter Wert						
Differenz für	0	0	0	0	0	0
Erster Wert			168615,805	876259,75		
Letzter Wert			169485,231	994479,739		
Differenz für	0	0	0,86942545	118,219989	0	0
Erster Wert			169491,62	996334,965		
Letzter Wert			173430,451	1055565,04		
Differenz für	0	0	3,93883139	59,2300717	0	0
Erster Wert			173433,801			
Letzter Wert			177260,147			
Differenz für	0	0	3,82634595	0	0	0
Erster Wert		1533,16968	177264,593		1083,01294	
Letzter Wert		1564,17407	181157,113		39872,1209	
Differenz für	0	0,03100439	3,89251993	0	38,7891079	0
Erster Wert	1197,43129	1564,25616	181162,073	1056689,08	39872,4826	2489,09229
Letzter Wert	1255,25798	1574,03613	184737,762	1103418,52	122469,833	93922,9883
Differenz für	0,05782669	0,00977997	3,57568863	46,7294353	82,5973506	91,433896
Erster Wert	1256,7551				126830,893	93923,082
Letzter Wert	1257,18494				271109,375	282689,688
Differenz für	0,00042984	0	0	0	144,278482	188,766605
Erster Wert	1257,24921	1574,29407			274245,607	285111,479
Letzter Wert	1312,44187	2647,52881			355660,707	549349,005
Differenz für	0,05519266	1,07323474	0	0	81,4151002	264,237526
Erster Wert	1320,48716	2647,64087			358519,268	550462,711
Letzter Wert	1337,29856	2648,89014			412808,313	766198,068
Differenz für	0,0168114	0,00124927	0	0	54,2890448	215,735357
Erster Wert	1345,46249	2649,02777			414240,436	768007,191
Letzter Wert	1411,51587	2666,18652			490408,578	1136486,63
Differenz für	0,06605338	0,01715875	0	0	76,1681422	368,479434

Für die Häuser Leeds, Alnwick, Stirling, Carrickfergus, Inveraray, Raby und Ludlow liegen auswertbare Wallbox-Daten über den überwiegenden Teil des Jahres vor.

Für das Haus Doune konnten hingegen nur in den letzten beiden Monaten des Jahres 2025 relevante Ladevorgänge festgestellt werden. Die Auswertung dieses Hauses bezieht sich daher ausschließlich auf diesen Zeitraum.

Die folgende Abbildungsauswahl stellt das Nutzungsverhalten der Wallboxen im Tagesverlauf dar. Die zugrunde liegenden Messdaten wurden stündlich aggregiert, sodass sowohl die Häufigkeit der Ladevorgänge nach Tageszeit als auch die bezogene elektrische Energie nach Uhrzeit analysiert werden konnten.

Hierzu werden Heatmaps zur Darstellung der zeitlichen Nutzung sowie Balkendiagramme zur Darstellung des stündlichen Energiebezugs verwendet.

Haus Leeds

Die Abbildung 24 und Abbildung 25 für Haus Leeds zeigen die Verteilung der bezogenen elektrischen Energie sowie die zeitliche Nutzung der Wallbox im Haus Leeds über den Tagesverlauf für das Jahr 2025.

Die Heatmap in Abbildung 24 verdeutlicht, dass Ladevorgänge über nahezu den gesamten Tag hinweg auftreten. Eine erhöhte Nutzung ist insbesondere in den späten Vormittags- und Mittagsstunden zwischen etwa 11:00 und 14:00 Uhr zu erkennen. Darüber hinaus zeigt sich auch in den Abendstunden zwischen ca. 18:00 und 21:00 Uhr eine regelmäßige Nutzung der Wallbox. In den frühen Morgenstunden ist die Ladeaktivität dagegen geringer ausgeprägt, jedoch nicht vollständig abwesend.

Das Balkendiagramm in Abbildung 25 der bezogenen Energie nach Uhrzeit bestätigt dieses Bild. Die höchsten Energiemengen werden in den Mittagsstunden bezogen, was auf längere oder leistungsintensivere

Ladevorgänge in diesem Zeitraum hindeutet. In den Abendstunden tritt ebenfalls ein erhöhter Energiebezug auf, allerdings auf einem etwas niedrigeren Niveau als zur Tagesmitte. Insgesamt zeigt sich für das Haus Leeds eine regelmäßige Nutzung der Wallbox mit einem energetischen Schwerpunkt in den späten Vormittags- und Mittagsstunden sowie einer ergänzenden

Nutzung am Abend. Dies deutet auf eine flexible Ladepraxis hin, bei der sowohl tagsüber als auch in den Abendstunden Elektrofahrzeuge geladen werden.

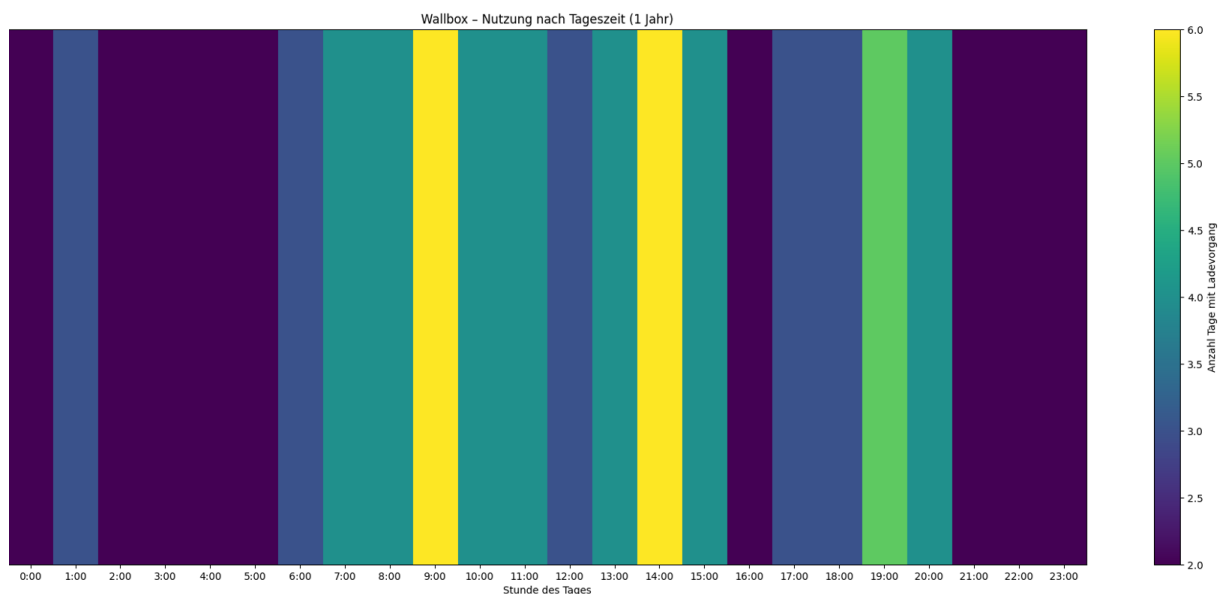


Abbildung 24: Wallbox-Nutzung in Haus Leeds nach Tageszeit (2025)

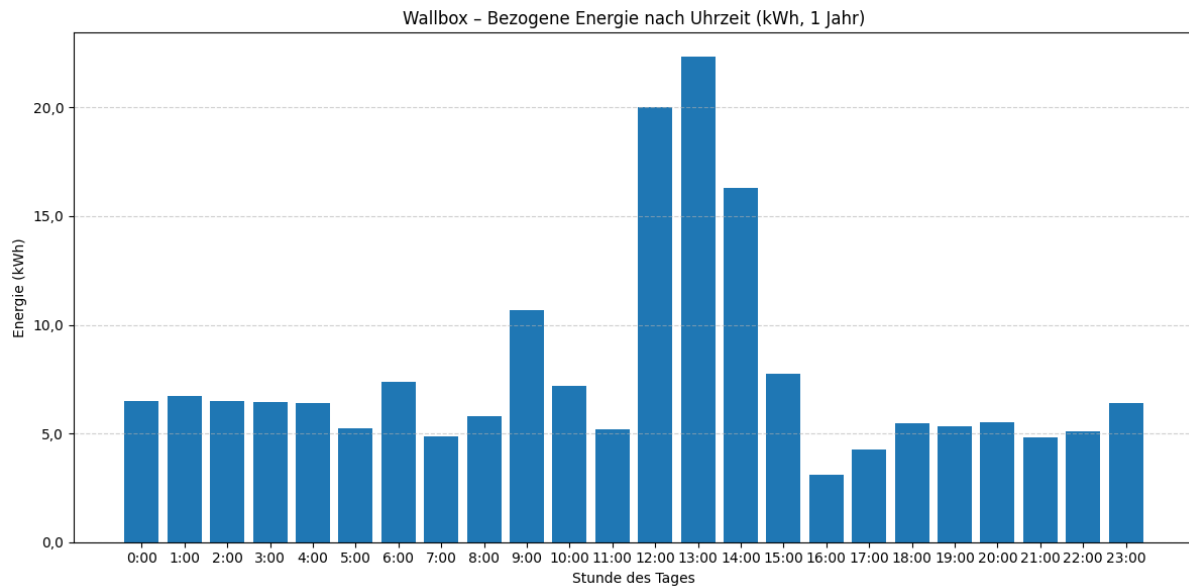


Abbildung 25: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Leeds nach Uhrzeit im Jahr 2025

Haus Alnwick

Die Abbildung 26 und Abbildung 27 für das Haus Alnwick zeigen die zeitliche Verteilung der Wallbox-Nutzung sowie der bezogenen elektrischen Energie über den Tagesverlauf für das Jahr 2025.

Die Heatmap in Abbildung 26 verdeutlicht, dass Ladevorgänge in Haus Alnwick überwiegend in den Nachmittags- und Abendstunden auftreten. Eine deutlich erhöhte Nutzung ist insbesondere zwischen etwa 16:00 und 20:00 Uhr zu erkennen, wobei der Nutzungsschwerpunkt um 18:00 bis 19:00 Uhr liegt. In den frühen Morgenstunden sowie während der Nacht ist hingegen kaum bis keine Ladeaktivität festzustellen.

Das Balkendiagramm in Abbildung 27 der bezogenen Energie nach Uhrzeit bestätigt dieses Nutzungsverhalten. Der größte Anteil der Ladeenergie wird in den frühen Abendstunden bezogen, mit einem ausgeprägten Maximum um 18:00 bis 19:00 Uhr. In den Vormittagsstunden treten lediglich vereinzelte, energiearme Ladevorgänge auf, während außerhalb des Zeitfensters von etwa 13:00 bis 21:00 Uhr kaum Energiebezug registriert wird.

Insgesamt zeigt sich für Haus Alnwick ein klar zeitlich konzentriertes Ladeverhalten. Die energetisch relevanten Ladevorgänge finden überwiegend am späten Nachmittag und Abend statt, was auf eine Nutzung der Wallbox nach Rückkehr der Bewohnerinnen und Bewohner hindeutet, während tagsüber und nachts nur eine untergeordnete Rolle gespielt wird.

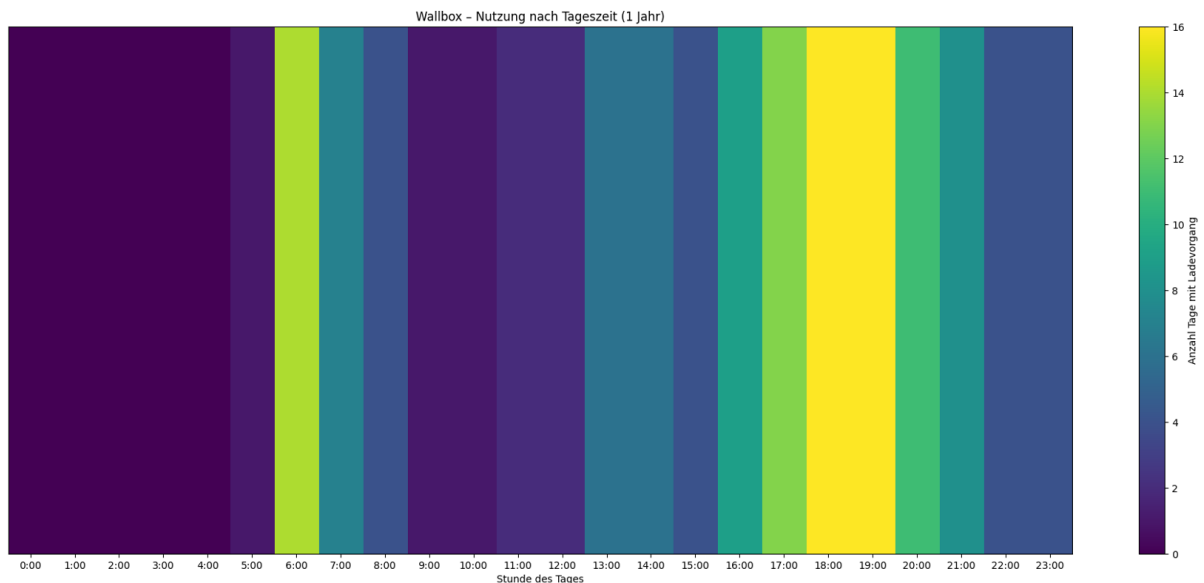


Abbildung 26: Wallbox-Nutzung in Haus Alnwick nach Tageszeit im Jahr 2025

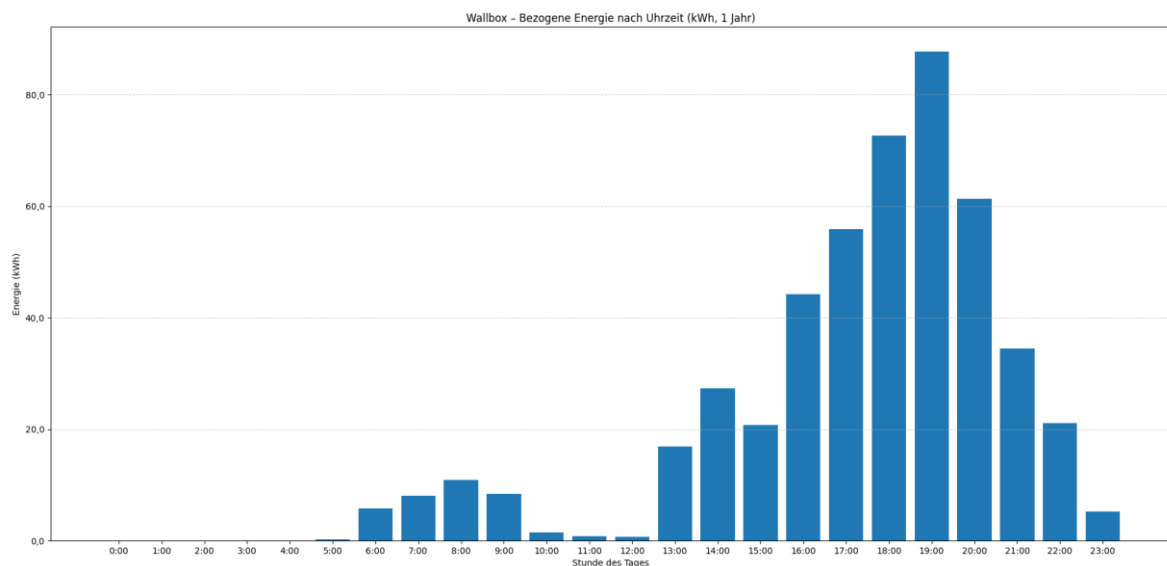


Abbildung 27: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Alnwick nach Uhrzeit im Jahr 2025

Haus Stirling

Die Abbildung 28 und Abbildung 29 für Haus Stirling zeigen die zeitliche Verteilung der Wallbox-Nutzung sowie der bezogenen elektrischen Energie über den Tagesverlauf für das Jahr 2025.

Die Heatmap in Abbildung 28 verdeutlicht, dass die Wallbox in Haus Stirling nicht gleichmäßig über den Tag genutzt wird. Eine deutlich erhöhte Anzahl von Ladevorgängen ist insbesondere in den Mittags- und frühen Nachmittagsstunden zwischen etwa 13:00 und 16:00 Uhr zu erkennen. In den frühen Morgenstunden sowie in den Nachtstunden ist die Nutzung hingegen deutlich geringer ausgeprägt.

Das Balkendiagramm in Abbildung 29 der bezogenen elektrischen Energie nach Uhrzeit zeigt, dass der überwiegende Teil der Ladeenergie ebenfalls in den Mittags- und frühen Nachmittagsstunden bezogen wird. Besonders hohe Energiemengen treten dabei um 14:00 und 15:00 Uhr auf, was auf längere oder leistungsintensivere Ladevorgänge in diesem Zeitraum hinweist. In den Abendstunden bleibt der Energiebezug zwar weiterhin vorhanden, liegt jedoch insgesamt auf einem niedrigeren Niveau als zur Tagesmitte.

Insgesamt lässt sich für Haus Stirling feststellen, dass die Nutzung der Wallbox zeitlich klar strukturiert ist. Der Schwerpunkt der energetisch relevanten Ladevorgänge liegt überwiegend tagsüber, während in den frühen Morgen- und Nachtstunden nur vereinzelt oder kaum Ladeaktivität stattfindet.

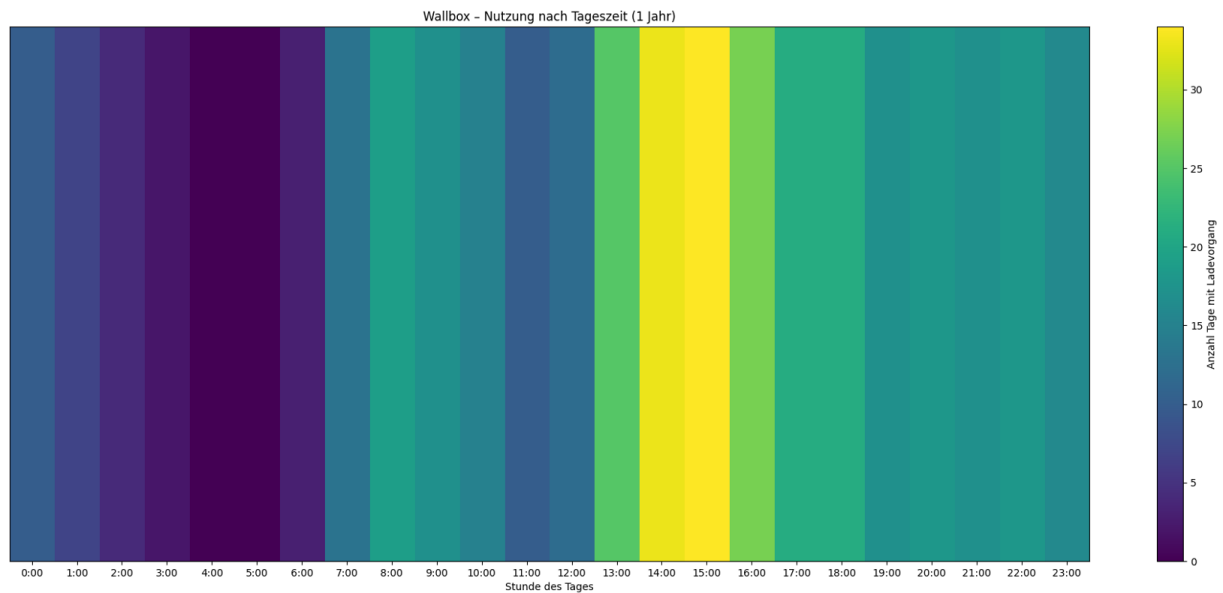


Abbildung 28: Wallbox-Nutzung in Haus Stirling nach Tageszeit im Jahr 2025

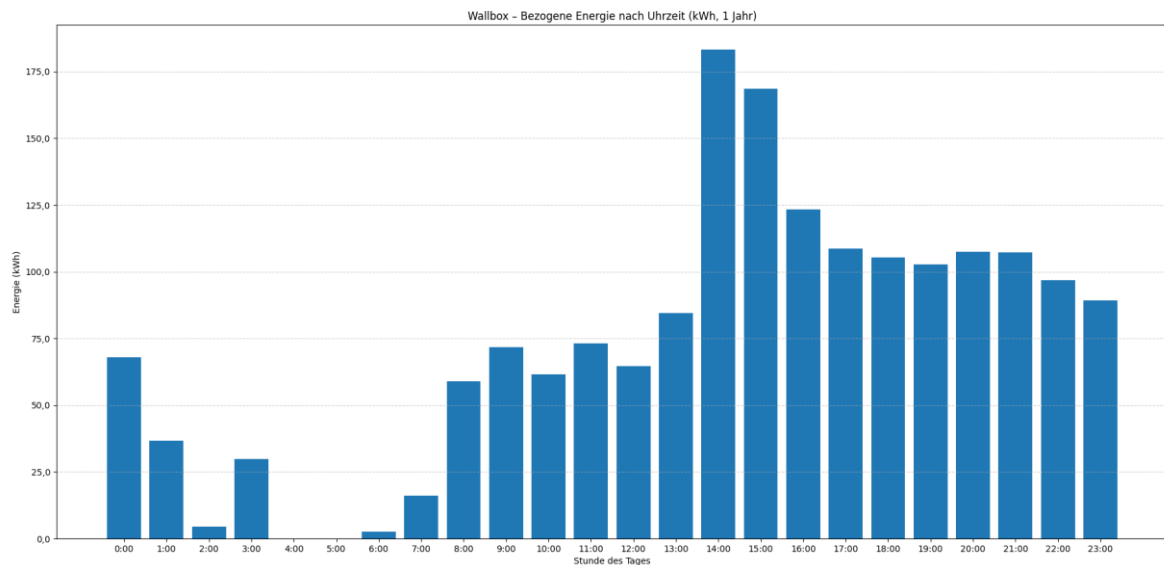


Abbildung 29: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Stirling nach Uhrzeit im Jahr 2025

Haus Carrickfergus:

Die Abbildung 30 und Abbildung 31 für Haus Carrickfergus zeigen die Verteilung der bezogenen elektrischen Energie sowie die zeitliche Nutzung der Wallbox über den Tagesverlauf für das Jahr 2025. Die Heatmap in Abbildung 30 verdeutlicht, dass im Haus Carrickfergus über nahezu alle Tageszeiten hinweg regelmäßig Ladevorgänge stattfinden. Besonders hohe Ladeaktivitäten sind in den Nachtstunden zwischen etwa 0:00 und 3:00 Uhr sowie erneut in den Abendstunden zwischen etwa 20:00 und 23:00 Uhr zu erkennen. Demgegenüber ist die Nutzung in den frühen Nachmittagsstunden, insbesondere zwischen 14:00 und 16:00 Uhr, deutlich geringer ausgeprägt.

Das Balkendiagramm in Abbildung 31 der bezogenen Energie nach Uhrzeit zeigt, dass der höchste Energiebezug in den späten Abend- und Nachtstunden erfolgt. Insbesondere zwischen 21:00 und 23:00 Uhr sowie in den frühen Nachtstunden werden hohe Energiemengen geladen, was auf längere oder leistungsintensivere Ladevorgänge in diesen Zeiträumen hinweist. Auch in den Vormittagsstunden zwischen etwa 9:00 und 11:00 Uhr ist ein erhöhter Energiebezug festzustellen.

Insgesamt lässt sich für das Haus Carrickfergus feststellen, dass die Wallbox sehr regelmäßig genutzt wird. Der Schwerpunkt der energetisch relevanten Ladevorgänge liegt dabei vor allem in den Nacht-

und späten Abendstunden, während tagsüber zwar häufig Ladevorgänge stattfinden, diese jedoch im Mittel mit geringeren Energiemengen verbunden sind.

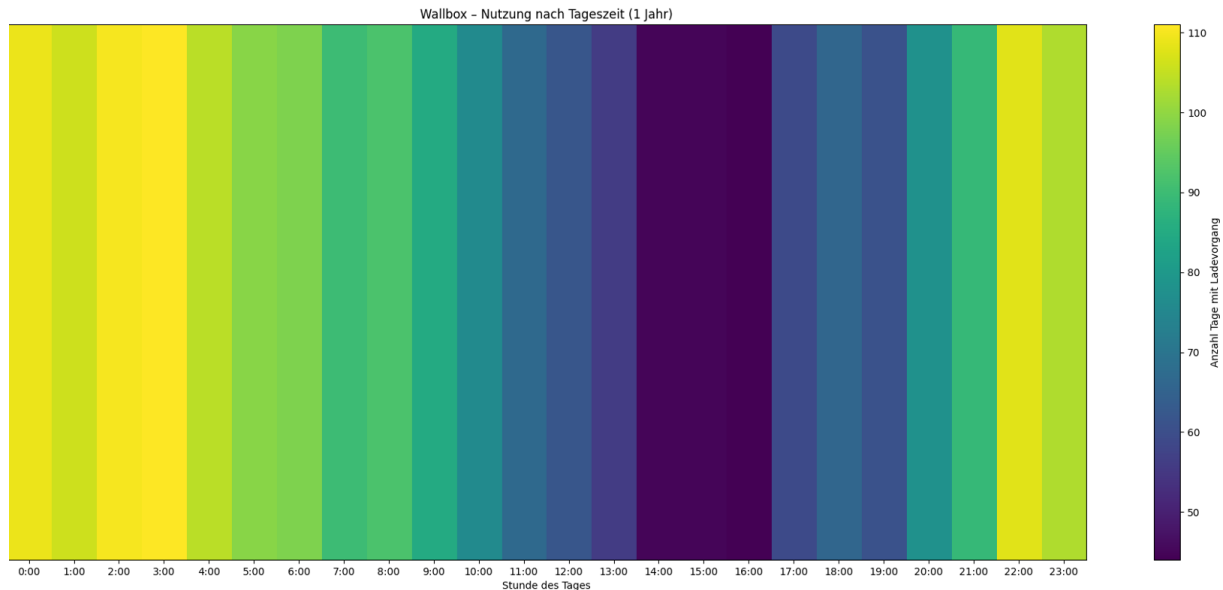


Abbildung 30: Wallbox-Nutzung in Haus Carrickfergus nach Uhrzeit im Jahr 2025

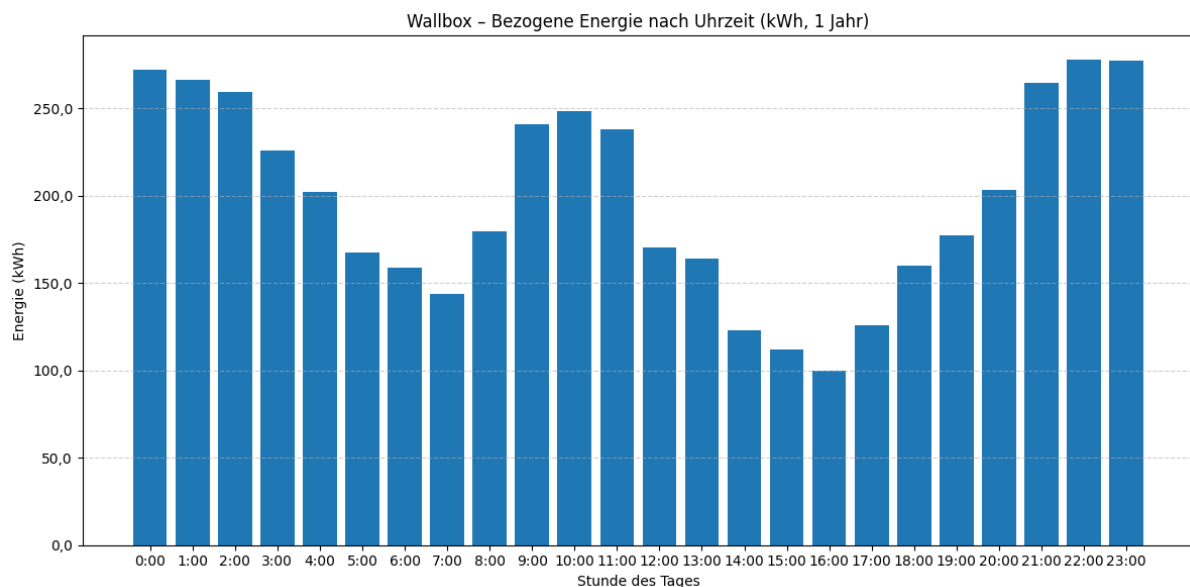


Abbildung 31: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Carrickfergus nach Tageszeit im Jahr 2025

Haus Inveraray:

Die Abbildung 32 und Abbildung 33 für Haus Inveraray zeigen die zeitliche Verteilung der Wallbox-Nutzung sowie der bezogenen elektrischen Energie für das Haus Inveraray im Betrachtungsjahr 2025. Die Heatmap in Abbildung 32 verdeutlicht, dass Ladevorgänge in Haus Inveraray nicht kontinuierlich über den gesamten Tagesverlauf stattfinden, sondern sich auf bestimmte Zeitfenster konzentrieren. Eine erhöhte Nutzung ist insbesondere in den Morgenstunden zwischen etwa 6:00 und 9:00 Uhr sowie in den späten Nachmittags- und Abendstunden zwischen 16:00 und 19:00 Uhr zu erkennen. In den Nachtstunden sowie um die Mittagszeit treten hingegen kaum oder keine Ladevorgänge auf.

Das Balkendiagramm in Abbildung 33 der bezogenen Energie nach Uhrzeit bestätigt dieses Nutzungsverhalten. Der größte Anteil der Ladeenergie wird in den Abendstunden, insbesondere

zwischen 16:00 und 19:00 Uhr, bezogen. Zusätzlich sind auch in den frühen Morgenstunden relevante Energiemengen festzustellen, was auf einzelne, zeitlich begrenzte Ladevorgänge hindeutet.

Außerhalb dieser Zeiträume ist der Energiebezug deutlich geringer.

Insgesamt zeigt sich für Haus Inveraray eine unregelmäßige, zeitlich fokussierte Nutzung der Wallbox. Die energetisch relevanten Ladevorgänge finden überwiegend in den Morgen- und frühen Abendstunden statt, während die Wallbox über weite Teile des Tages nicht genutzt wird.

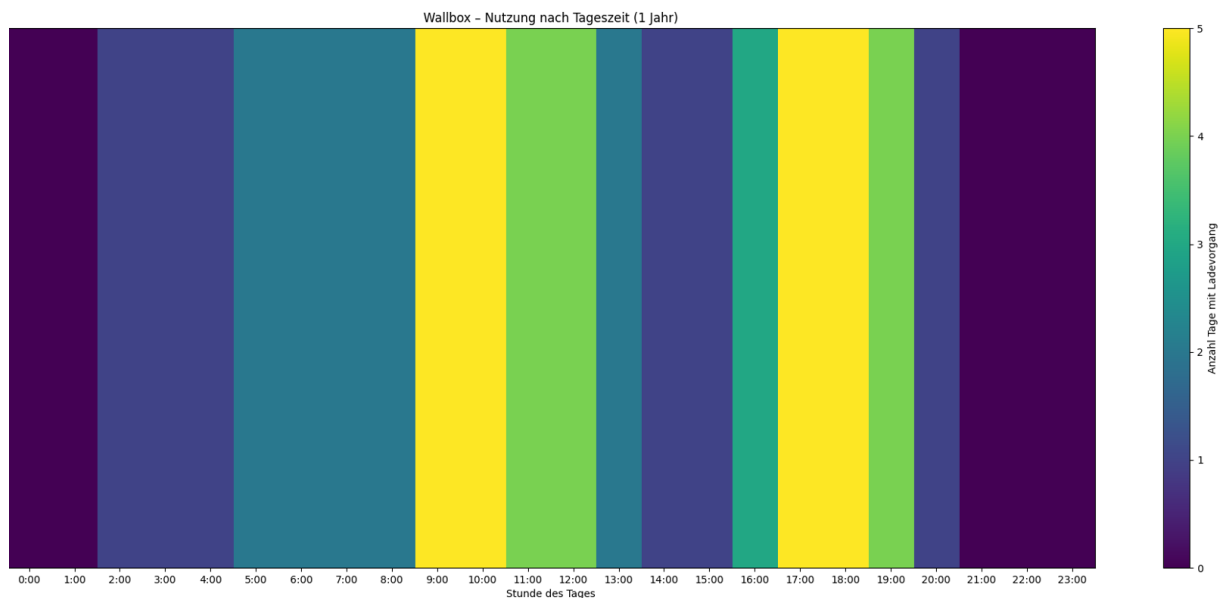


Abbildung 32: Wallbox-Nutzung in Haus Inveraray nach Tageszeit im Jahr 2025

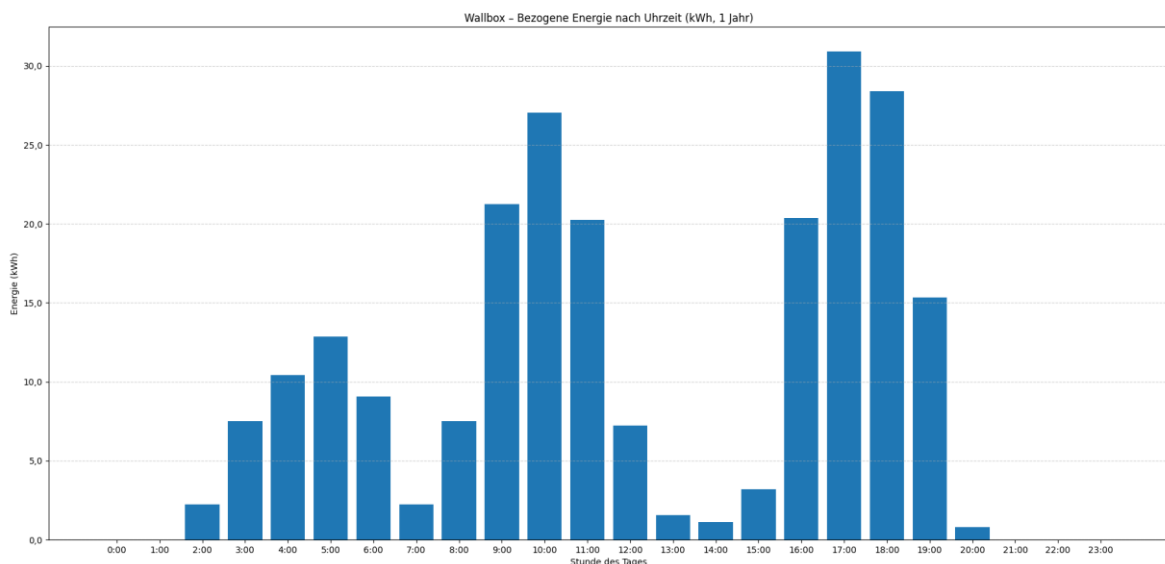


Abbildung 33: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Inveraray nach Tageszeit im Jahr 2025

Haus Raby:

Die Abbildung 34 und Abbildung 35 für Haus Raby zeigen die Verteilung der bezogenen elektrischen Energie sowie die zeitliche Nutzung der Wallbox über den Tagesverlauf für das Jahr 2025.

Die Heatmap in Abbildung 34 verdeutlicht, dass in Haus Raby Ladevorgänge über den gesamten Tag hinweg auftreten, jedoch mit deutlichen zeitlichen Schwerpunkten. Eine besonders hohe Nutzung ist in den Abendstunden zwischen etwa 17:00 und 22:00 Uhr zu erkennen. In diesem Zeitraum treten an den

meisten Tagen Ladevorgänge auf. Demgegenüber ist die Ladeaktivität in den frühen Morgenstunden, insbesondere zwischen 7:00 und 9:00 Uhr, deutlich geringer ausgeprägt.

Das Balkendiagramm in Abbildung 35 der bezogenen Energie nach Uhrzeit zeigt, dass der größte Anteil der Ladeenergie ebenfalls in den Abendstunden bezogen wird. Die höchsten Energiemengen treten zwischen 18:00 und 21:00 Uhr auf, was auf längere oder energetisch intensivere Ladevorgänge in diesem Zeitraum hindeutet. In den Nacht- und frühen Morgenstunden ist der Energiebezug vergleichsweise niedrig und nimmt erst im Laufe des Nachmittags kontinuierlich zu.

Insgesamt lässt sich für Haus Raby feststellen, dass die Wallbox regelmäßig genutzt wird, wobei der Schwerpunkt der energetisch relevanten Ladevorgänge klar in den Abendstunden liegt. Tagsüber finden zwar ebenfalls Ladevorgänge statt, diese sind jedoch im Vergleich weniger energieintensiv.

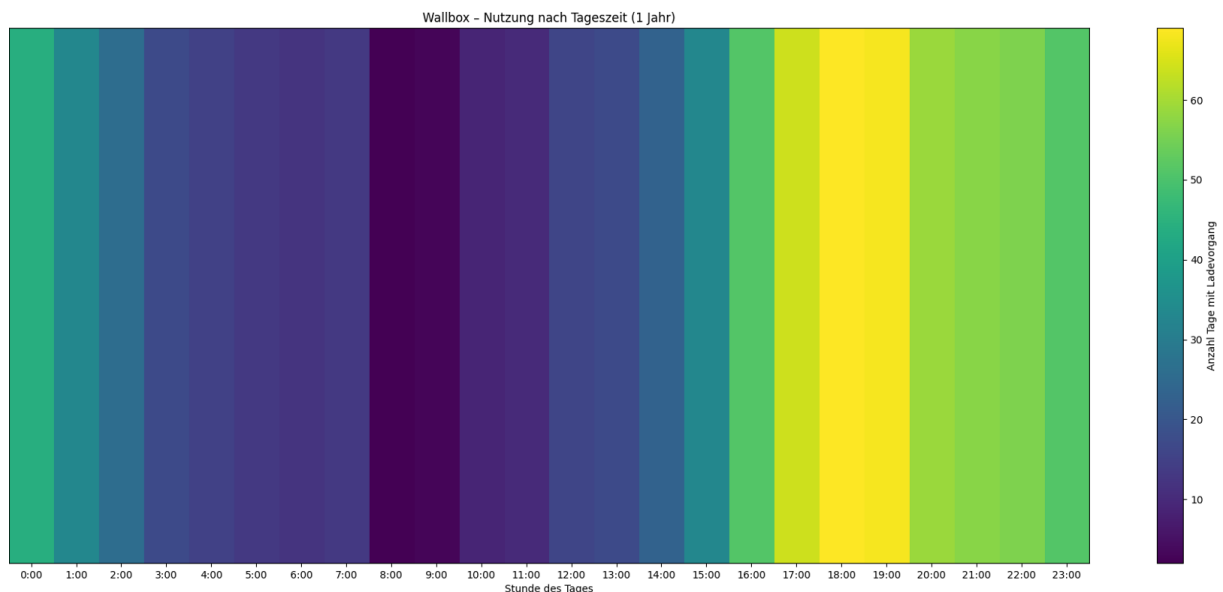


Abbildung 34: Wallbox-Nutzung in Haus Raby nach Uhrzeit im Jahr 2025

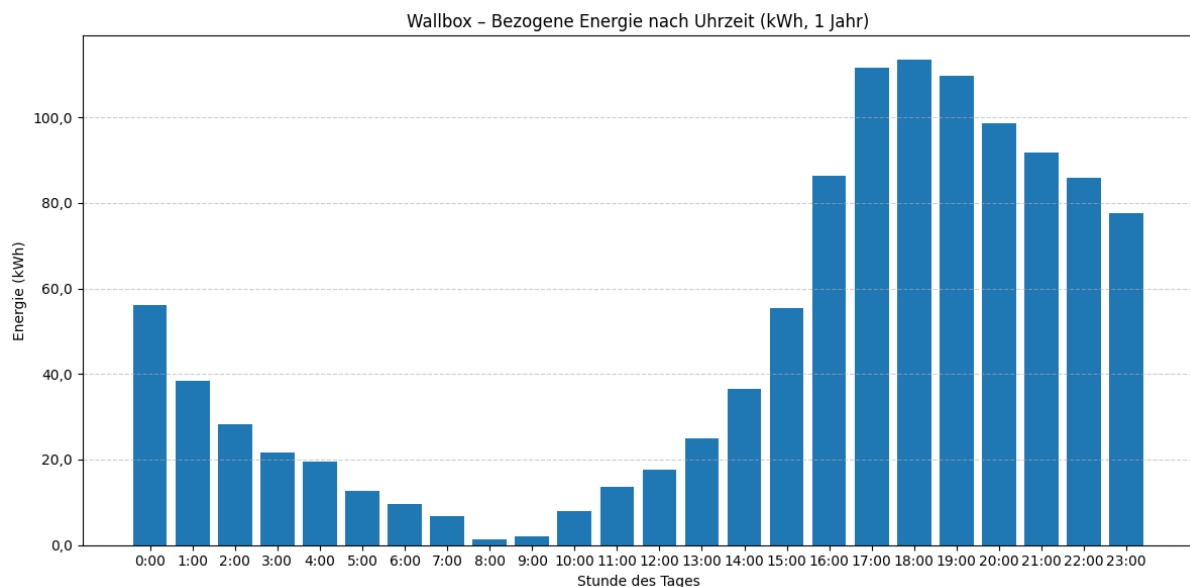


Abbildung 35: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Raby nach Tageszeit im Jahr 2025

Haus Ludlow

Die Abbildung 36 und Abbildung 37 für Haus Ludlow zeigen die Verteilung der Wallbox-Nutzung und der bezogenen elektrischen Energie über den Tagesverlauf für das Jahr 2025.

Die Heatmap in Abbildung 36 verdeutlicht, dass Ladevorgänge in Haus Ludlow über den gesamten Tagesverlauf auftreten, mit klar erkennbaren Nutzungsschwerpunkten. Eine erhöhte Anzahl an

Ladevorgängen ist insbesondere in den Abendstunden zwischen etwa 18:00 und 22:00 Uhr festzustellen. Auch in den Nachtstunden zu Beginn des Tages ist eine vergleichsweise hohe Nutzung zu beobachten, während die Ladeaktivität in den frühen Morgenstunden, insbesondere zwischen 5:00 und 8:00 Uhr, deutlich geringer ausfällt.

Das Balkendiagramm Abbildung 37 der bezogenen elektrischen Energie nach Uhrzeit zeigt, dass der größte Anteil der Ladeenergie in den Abend- und Nachtstunden bezogen wird. Besonders hohe Energiemengen treten zwischen 19:00 und 23:00 Uhr sowie in den frühen Nachtstunden auf, was auf längere oder leistungsintensivere Ladevorgänge in diesen Zeiträumen hindeutet. Tagsüber ist der Energiebezug moderat, steigt jedoch ab dem Nachmittag kontinuierlich an.

Insgesamt lässt sich für Haus Ludlow feststellen, dass die Wallbox regelmäßig genutzt wird, wobei der Schwerpunkt sowohl der Ladehäufigkeit als auch des Energiebezugs in den Abend- und Nachtstunden liegt. Dies deutet auf ein überwiegend nutzerorientiertes Ladeverhalten außerhalb der typischen Tagesaktivitäten hin.

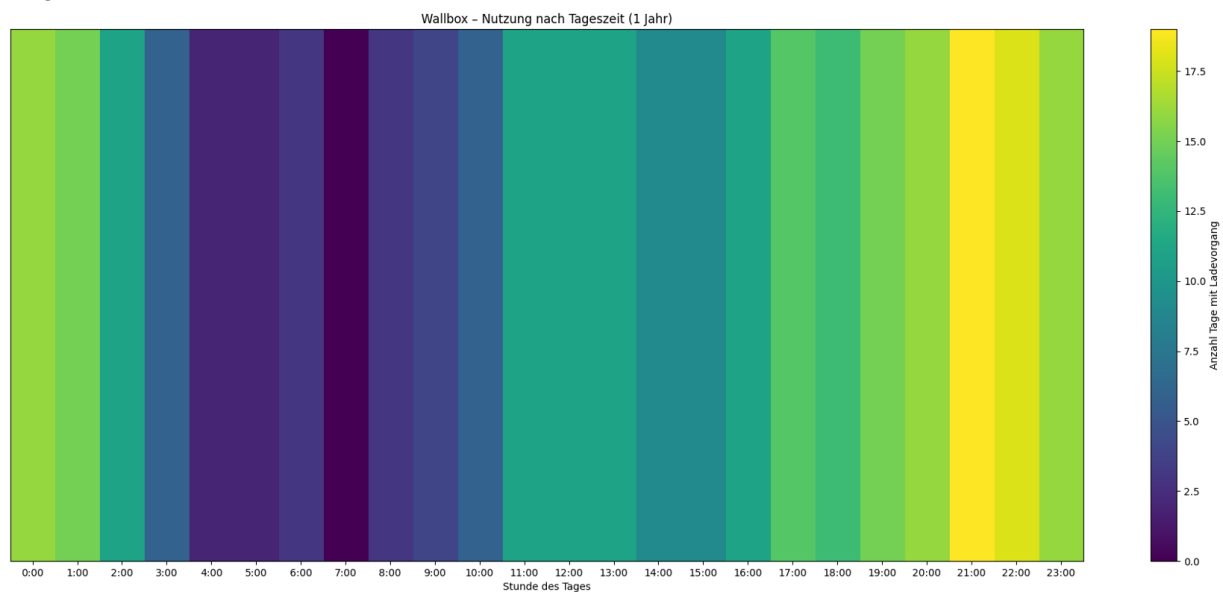


Abbildung 36: Wallbox-Nutzung in Haus Ludlow nach Uhrzeit im Jahr 2025

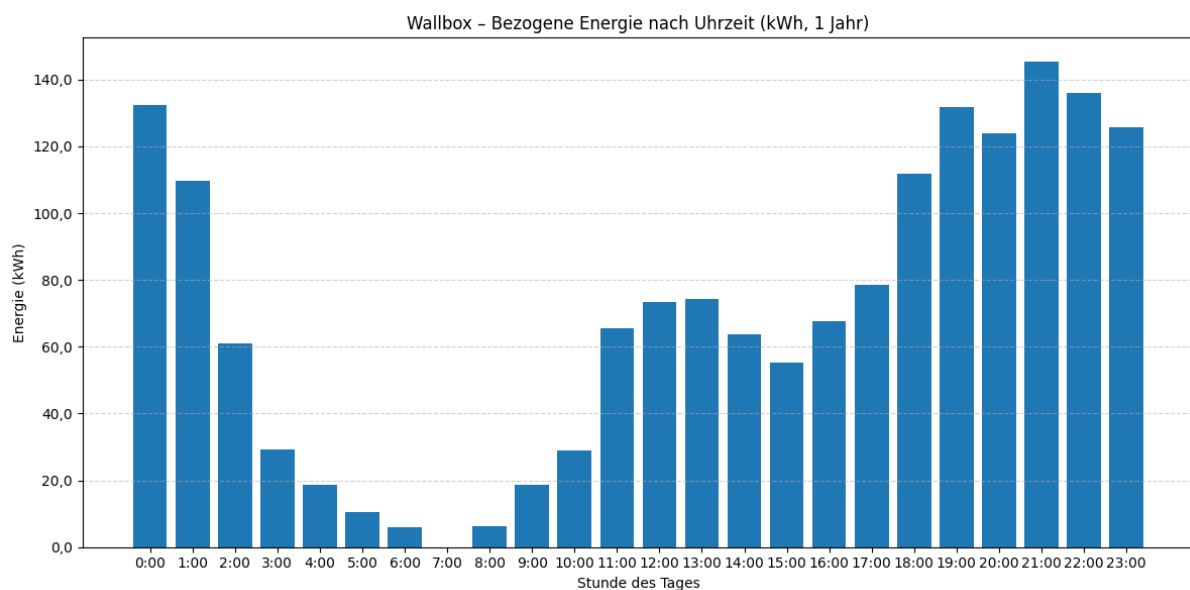


Abbildung 37: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Ludlow nach Tageszeit im Jahr 2025

Haus Doune:

Die Auswertung der Wallbox-Daten für Haus Doune zeigt insgesamt eine vergleichsweise geringe und unregelmäßige Nutzung über den betrachteten Zeitraum.

Die Heatmap in Abbildung 38 verdeutlicht, dass Ladevorgänge nur zu einzelnen Tageszeiten auftreten und sich nicht gleichmäßig über den Tag verteilen. Eine erkennbare Nutzung findet vor allem in den Abendstunden zwischen etwa 17:00 und 23:00 Uhr statt, wobei insbesondere um 17:00 Uhr die höchste Anzahl an Ladevorgängen registriert wurde. In den frühen Morgenstunden sowie über weite Teile des Vormittags sind hingegen keine oder nur sehr vereinzelt Ladevorgänge festzustellen.

Das Balkendiagramm in Abbildung 39 der bezogenen elektrischen Energie bestätigt dieses Bild. Der Hauptanteil des Energiebezugs entfällt auf die späten Abendstunden, insbesondere zwischen 22:00 und 23:00 Uhr, was auf einzelne, zeitlich begrenzte Ladevorgänge mit höherem Energiebedarf hindeutet. Tagsüber ist der Energiebezug insgesamt niedrig und beschränkt sich auf wenige Stunden mit geringen Energiemengen.

Insgesamt lässt sich für Haus Doune festhalten, dass die Wallbox nur sporadisch genutzt wird und keine kontinuierlichen Ladeprofile über den Tagesverlauf aufweist. Die Nutzung konzentriert sich überwiegend auf einzelne Abendstunden, während tagsüber kaum energetisch relevante Ladevorgänge stattfinden.

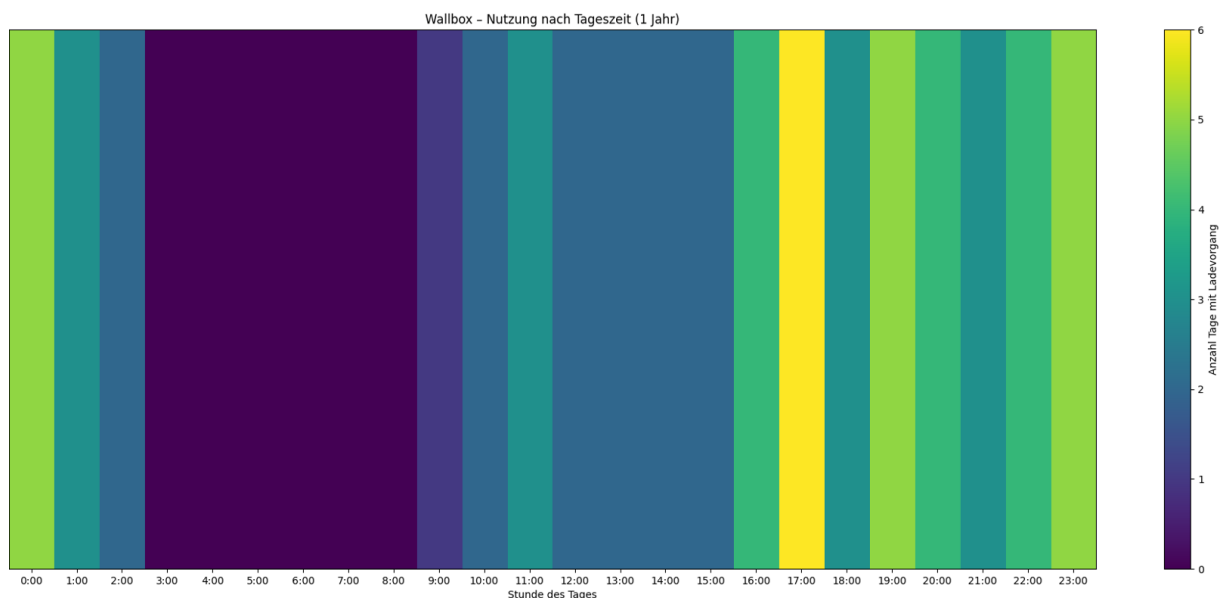


Abbildung 38: Wallbox-Nutzung in Haus Doune nach Uhrzeit im Jahr 2025

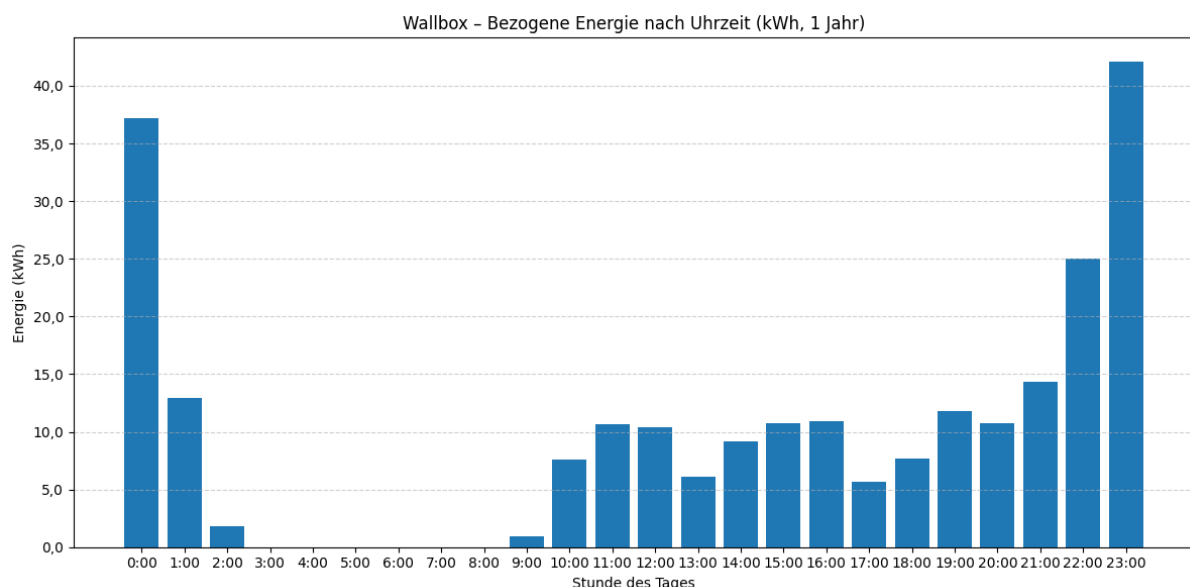


Abbildung 39: Bezogene elektrische Energie der Wallbox in Haus Doune nach Tageszeit im Jahr 2025

Für die Häuser Edinburgh, Bodiam, Windsor, Dover, Conwy, Caerphilly, Eilean, Arundel, Hampton und Warwick wurden keine weiteren Diagramme dargestellt, da die Auswertung der Messdaten keinen relevanten Energiebezug über die Wallboxen erkennen ließ.

Die Analyse der Wallbox-Daten für das Kalenderjahr 2025 zeigt, dass ein relevanter Energiebezug durch Ladevorgänge nur in einem Teil der betrachteten Häuser vorliegt. In diesen Fällen lassen sich ausgeprägte zeitliche Nutzungsmuster erkennen, wobei der Schwerpunkt der Ladevorgänge überwiegend in den Nachmittags- und Abendstunden liegt. Für einen Großteil der Häuser konnte hingegen kein signifikanter Energiebezug festgestellt werden, sodass auf eine weiterführende Auswertung verzichtet wurde. Die Ergebnisse verdeutlichen insgesamt die heterogene Nutzung der Ladeinfrastruktur innerhalb des Quartiers.

3.7 Ökologische Bilanz Quartier

Die ökologischen Aufwendungen für die Heizungsanlagen, über die äquivalenten Treibhausgasemissionen, werden für das Jahr 2025 ausführlich in der Publikation: Beckmann, N. & Meinecke, L. (2025) *Lebenszyklusanalyse und Einordnung differenter Wärmepumpentechnologien im realen Betrieb – im Rahmen des Verbundvorhabens EnQuaFlex: Energiewendendienlicher Quartiersbetrieb durch gemeinschaftliche Flexibilitätskoordination*. Technical report No. 22. Buxtehude: Hochschule 21 behandelt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Betriebsphase den größten Anteil an den Treibhausgasemissionen über den Lebenszyklus von Wärmepumpensystemen hat, während vor- und nachgelagerte Phasen eine untergeordnete Rolle spielen. Auffällige Abweichungen zwischen Herstellerangaben und gemessenen Energieverbräuchen sind auf unterschiedliche Messmethoden zurückzuführen.

Im Vergleich der Wärmepumpentechnologien deuten die Ergebnisse auf einen energetischen Vorteil von R290-Außenluft-Wasser-Anlagen hin, der jedoch statistisch nicht eindeutig abgesichert werden kann, während Abluftanlagen die geringste Effizienz aufweisen.

Gegenüber Widerstandsheizungen zeigen Wärmepumpen über den Lebenszyklus klare Vorteile hinsichtlich der Treibhausgasemissionen. Mit zunehmendem Anteil erneuerbarer Energien im Strommix wird die Bedeutung der Betriebsphase dabei künftig weiter abnehmen.

4 Weiteres

4.1 Datenerfassung, -sicherheit und -sicherung

4.1.1 Ausgangslage und Zielsetzung

Die Verfügbarkeit und Integrität der Messdaten ist für die wissenschaftliche Auswertung des Quartiersbetriebs sowie für ein zeitnah reagierendes Energiemanagement von zentraler Bedeutung. Bereits im Jahr 2024 wurde identifiziert, dass die Datenakquisition im Quartier mehrere potenzielle Single-Points-of-Failure aufweist: Ausfälle einzelner Messpunkte, Störungen im Quartiersnetz, Gateway-Probleme, Unterbrechungen der allgemeinen Netzanbindung sowie Risiken durch eine nicht redundant ausgelegte Datenspeicherung. Diese Struktur war insbesondere deshalb kritisch, weil ein vollständiger Datenabriss nicht nur die nachträgliche Analyse, sondern auch die Fähigkeit zu regelnden Eingriffen beeinträchtigen kann.

Vor diesem Hintergrund lag der Fokus im Berichtsjahr 2025 auf der Stabilisierung der Datenpfade, der Reduktion von Ausfallrisiken durch Redundanz sowie der Erhöhung der Datensicherheit durch klare Systemtrennung und Zugriffsbeschränkungen.

4.1.2 Stabilisierung der Datenakquisition

Im Jahr 2025 konnte die Datenakquisition insgesamt deutlich stabilisiert werden. Abgesehen von vereinzelt Störungen – etwa durch physische Eingriffe, Adressierungsänderungen, Benutzerinteraktionen oder kurzfristige Effekte durch IP-Neuvergabe – traten keine grundsätzlichen Datenpannen oder längerfristigen Kommunikationsausfälle auf. Die Erfahrungen aus 2024 wurden in Form robuster Server- und Systemkonfigurationen umgesetzt, wodurch die Wahrscheinlichkeit systemischer Ausfälle wesentlich reduziert und ungeplante Unterbrechungen in der Datenkette weitgehend vermieden wurden. Die Abdeckung der Datenpunkte konnte so von 60 % auf 82 % erhöht werden. Eine wesentliche Verbesserung dieser Datenverfügbarkeit ist jedoch für die restliche Projektlaufzeit nicht absehbar.

4.1.3 Stolpersteine bei der Datenerfassung

Wesentliche Gründe beinhalten nicht angebundene und defekte Geräte. Eine Nachrüstung der nicht angebotenen Geräte ist nicht mehr in der Restlaufzeit des Projektes eingeplant oder möglich. Die dedizierten Lüftungsanlagen entfallen in der Datenerfassung allesamt, eine Kommunikation über Modbus ist nicht aufbaubar und der Grund konnte noch nicht festgestellt werden.

Eine Wohneinheit konnte erst im Laufe des Jahres nach einem monatelangen Ausfall wieder eingebunden werden. Das Netzkabel für dieses Haus wurde beschädigt, und dies hat einer umfangreicheren Reparatur bedurft.

Ebenfalls gab es Schwierigkeiten mit dem kontinuierlichen Erfassen der Wechselrichter. Wie im Jahr 2024 wurden diese von den Mietern aus dem Netzwerk entfernt, um sie selbst auslesen zu können. Um die Akzeptanz der Mieter zu erhöhen, wurde eine alternative Auslesung der Datenpunkte über die Web-API der Wechselrichter aufgebaut. Diese redundante Erfassung hat es ermöglicht, weitere Wechselrichter auszulesen, die zuvor über Modbus nicht erreichbar waren.

Ursprünglich war es geplant die Thermostate der Häuser auszulesen. Dies ist nur für ein Haus möglich gewesen das komplett mit einem Homatic IP-Steuerungssystem ausgerüstet worden war. Bei allen anderen Häusern würde das zusätzliche Einlesen der Thermostate verhindern das der Mieter auf diese zugreifen könnte.

4.1.4 Redundante Speicherung und Wiederherstellbarkeit

Zur Erhöhung der Ausfallsicherheit wurde die Datenspeicherung in 2025 in mehreren Ebenen redundant ausgelegt: Innerhalb des Datenbanksystems wurde eine zusätzliche Datenbankinstanz als redundante Senke für eingehende Daten eingerichtet. Damit steht eine alternative Ablage zur Verfügung, die insbesondere bei Störungen im primären Speicherpfad eine unmittelbare Ausweichmöglichkeit bietet.

Ergänzend wurden regelmäßige externe Sicherungen des gesamten Influx-Datenbanksystems etabliert. Diese Backups sind so konzipiert, dass eine zeitnahe Wiederherstellung des Datenbestands bei technischen Störungen oder Systemfehlern möglich ist. Damit wurde die im Vorjahr als kritisch bewertete Abhängigkeit von einer einzelnen Datenhaltung reduziert. Ziel war nicht nur die Minimierung des Risikos eines Datenverlusts, sondern auch die Verbesserung der operativen Wiederanlaufzeit im Störfall.

4.1.5 Redundante Datenerfassung im Quartier

Neben der redundanten Speicherung wurde im Quartier eine parallele Datenerfassung implementiert. Diese erfasst die Daten der aktiven Gebäudetechnik und Wohneinheiten und speichert sie in einer weiteren Datenbank unabhängig vom primären Datenerfassungssystem. Die Funktion dieser Maßnahme besteht darin, bei einem Ausfall des primären Erfassungspfads potenzielle Datenlücken nachträglich schließen zu können. Im Berichtsjahr 2025 war diese Rückfallebene operativ nicht erforderlich, stellt jedoch eine wesentliche Absicherung dar, um die Kontinuität der Datengrundlage auch bei zukünftigen Störungen zu gewährleisten.

4.1.6 Datensicherheit durch Systemtrennung und Anonymisierung

Im Jahr 2025 wurde zudem die Trennung zwischen internen Forschungsdaten und öffentlich zugänglichen Daten weiter konsequent umgesetzt. Öffentliche Live-Daten, die unter anderem für die Darstellung auf der Forschungsprojektseite enquaflex.de genutzt werden, werden aus einer hierfür eingerichteten separaten Datenbank bereitgestellt. Diese Datenbank enthält lediglich eine Teilmenge der Gesamtdaten und liegt in anonymisierter Form vor. Durch diese Architektur wird das Risiko potenzieller Datenlecks reduziert, da öffentliche Zugriffe nicht auf die Hauptdatenbank und damit nicht auf den vollständigen, detaillierten Forschungsdatensatz wirken.

Diese Maßnahme erhöht die Datensicherheit sowohl hinsichtlich des Schutzes sensibler Informationen als auch hinsichtlich der Absicherung der zentralen Datenhaltung gegen unerwünschte Zugriffe über öffentlich exponierte Systeme.

4.1.7 Früherkennung von Kommunikationsproblemen

Zur frühzeitigen Identifikation von Verbindungs- und Kommunikationsproblemen auf Quartiersebene wurde ein internes Monitoring-Panel eingeführt. Dieses stellt die aktiven Wohneinheiten und deren Verbindungsstatus dar und ermöglicht damit eine zeitnahe Erkennung von Ausfällen einzelner Datenpfade. Die Maßnahme adressiert direkt die in 2024 identifizierte Schwachstelle, dass Ausfälle von Messpunkten nicht automatisch detektiert wurden. Durch die erhöhte Transparenz im Systembetrieb können Ursachenanalysen früher eingeleitet und die Wiederherstellung der Datenübertragung beschleunigt werden.

4.1.8 Zusammenfassend

Im Berichtsjahr 2025 wurden die im Vorjahr identifizierten Risiken in der Datenerfassung und Datenhaltung systematisch adressiert. Die Datenakquisition wurde insgesamt stabilisiert, Redundanz in Speicherung und Erfassung eingeführt und die Datensicherheit durch eine getrennte, anonymisierte Bereitstellung öffentlicher Live-Daten erhöht. Ergänzend verbessert ein internes Monitoring die Fähigkeit zur frühzeitigen Erkennung und Bearbeitung von Kommunikationsproblemen. Insgesamt wurde damit eine robustere Grundlage geschaffen, um sowohl wissenschaftliche Auswertungen als auch operative Anwendungen auf Basis der Quartiersdaten verlässlich durchführen zu können.

4.2 Öffentlichkeitsarbeit

Im Berichtszeitraum wurde die Öffentlichkeitsarbeit im Projekt EnQuaFlex gezielt weiterentwickelt und ausgebaut. Ziel war es, sowohl die Sichtbarkeit des Projekts zu erhöhen als auch die Inhalte der Energieforschung adressatengerecht zu vermitteln. Dabei standen insbesondere Transparenz, Wissenstransfer und die Einordnung realer Betriebsdaten im Kontext aktueller energiewirtschaftlicher Fragestellungen im Fokus.

Ein zentraler Bestandteil der Öffentlichkeitsarbeit ist die kontinuierliche Pflege und Weiterentwicklung der Projektwebsite. Neben der Veröffentlichung aktueller Forschungsergebnisse wurden neue Inhalte implementiert, die einen vertieften Einblick in die energetischen Zusammenhänge des Quartiers ermöglichen. Hierzu zählen insbesondere die Darstellung von Energieflüssen in Form von Sankey-Diagrammen sowie die Bereitstellung von Betriebsdaten. Durch diese Maßnahmen wird eine niederschwellige Zugänglichkeit zu den Forschungsergebnissen geschaffen und die Transparenz gegenüber einer breiten Öffentlichkeit erhöht.

Ergänzend dazu wurde das Projekt im Rahmen verschiedener Fachveranstaltungen und Konferenzen präsentiert. Im Berichtszeitraum nahm das Projektteam unter anderem am 17. Projekttreffen der Forschungsinitiative Energiewendebauen in Darmstadt, der Energieforschungskonferenz des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie in Berlin sowie dem 1. Niedersächsischen Transformationsgipfel in Hannover teil. Diese Veranstaltungen boten die Möglichkeit, das Projekt einem fachkundigen Publikum vorzustellen und in den direkten Austausch mit anderen Forschungsprojekten und Institutionen zu treten. Neben der Präsentation der eigenen Inhalte standen insbesondere Diskussionen zu aktuellen Entwicklungen im Bereich der Energieversorgung von Quartieren, Energiemanagementsystemen sowie zu Fragen der Marktrelevanz und internationalen Einordnung der Energieforschung im Vordergrund. Der Austausch lieferte wertvolle Impulse für die weitere Projektarbeit und stärkte zugleich die Einbettung des Projekts in den übergeordneten Forschungskontext.

Ein weiterer Schwerpunkt lag auf der Vermittlung von Forschungsinhalten im Bildungsbereich. Hier wurde insbesondere die Integration von Projektthemen in die Lehre an der HS21 vorangetrieben. Im Rahmen eines Wahlpflichtfachs wurden Inhalte der Energieforschung sowie konkrete Aspekte des EnQuaFlex-Projekts Studierenden und Auszubildenden der IHK Elbe-Weser vermittelt. Ziel dieser Maßnahme ist es, ein grundlegendes Verständnis für das Betriebsverhalten moderner Energiesysteme zu fördern und gleichzeitig die Arbeitsweise sowie den Mehrwert von Energiemanagementsystemen praxisnah darzustellen. Dadurch wird nicht nur Fachwissen vermittelt, sondern auch das Bewusstsein für die Komplexität und Relevanz aktueller energietechnischer Fragestellungen geschärft.

Ein besonderer Ansatz zur Förderung der Öffentlichkeitsarbeit und des Wissenstransfers ist die geplante Durchführung eines hochschulinternen Modellbauwettbewerbs. In studiengangübergreifenden Teams sollen Studierende Konzepte entwickeln, die die Energieforschung im Quartier anschaulich und verständlich darstellen. Ziel ist es, komplexe Zusammenhänge der Energieversorgung und -nutzung in eine greifbare und visuell zugängliche Form zu überführen. Der Wettbewerb stellt damit eine innovative Ergänzung der bisherigen Kommunikationsformate dar und fördert gleichzeitig interdisziplinäres Arbeiten sowie kreative Lösungsansätze.

Insgesamt zeigt sich, dass die Öffentlichkeitsarbeit im Projekt EnQuaFlex auf mehreren Ebenen ansetzt und unterschiedliche Zielgruppen adressiert. Während über die Website eine breite Öffentlichkeit erreicht wird, richtet sich die Präsentation auf Konferenzen gezielt an ein Fachpublikum. Die Integration in die Lehre sowie die Durchführung von Wettbewerben ermöglichen darüber hinaus eine direkte Ansprache von Studierenden und Nachwuchskräften.

Die Maßnahmen verdeutlichen, dass die Öffentlichkeitsarbeit im Kontext der Energieforschung nicht ausschließlich der Darstellung von Ergebnissen dient, sondern einen wesentlichen Beitrag zur Vermittlung von Forschungsinhalten, zur Förderung von Akzeptanz sowie zur Einordnung aktueller Entwicklungen leistet. Insbesondere die Kombination aus transparenter Datenbereitstellung, fachlichem Austausch und praxisnaher Wissensvermittlung trägt dazu bei, die Relevanz und den Mehrwert des Projekts über den unmittelbaren Forschungskontext hinaus sichtbar zu machen.