Jahresauswertung der Energieströme 2024

(Bericht 1 – MS 1.14)

im Rahmen des Verbundvorhabens

EnQuaFlex - Energiewendedienlicher Quartiersbetrieb durch gemeinschaftliche Flexibilitätskoordination

Buxtehude, 30.04.2025

Teilprojekt: Messtechnische Erfassung und Datenauswertung

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

Lector- und Korrektorart:
Karina Witten M. Sc.

Hochschule 21
Harburger Str. 6
21614 Buxtehude

Gefördert durch:

Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses des Deutschen Bundestages

Inhalt

Abbildungsverzeichnis ... 3
Tabellenverzeichnis ... 4
1 Vorstellung und aktueller Zustand des Quartiers ... 5
2 Energiefluss vom Quartier ... 6
2.1 Aufgenommene elektrische Wirkenergie aus dem Verbundnetz (EZA-Regler) ... 6
2.2 Produzierte elektrische Wirkenergie innerhalb des Quartiers (PV-Anlagen) ... 9
2.3 Gegenüberstellung des zeitlichen Verlaufes von Bezug und Lieferung ... 11
2.4 Energiemenge Quartiersspeicher und Ladezyklen ... 12
2.5 Autarkiequote ... 12
2.6 Verwendung der elektrischen Energie nach Sektoren (Wärme, Mobilität, etc.) ... 14
2.7 Ökologische Bilanz Quartier ... 15
2.8 Bewertung der Quartiereffizienz über dimensionslose Kennzahlen ... 20
2.9 Hindernisse in der Datenerfassung ... 20
2.10 Erkenntnisse Quartier ... 21
2.11 Netzdienlichkeit des Quartieres ... 21
2.12 Perspektivische Anpassungen und Empfehlungen ... 25
3 Energiebilanz der einzelnen Häuser ... 27
3.1 Aufbaudiagramm mit Messstellen & Gebäudetechnik ... 27
3.2 Produzierte Energie auf dem Gebäude ... 30
3.2.1 PV-Erzeugung im Quartier ... 30
3.2.2 Effizienzanalyse und Wirkungsgrade ... 32
3.3 Wärmebedarf und zeitlicher Verlauf über die Außentemperatur ... 36
3.3.1 Wärmebedarf und Wärmeerzeugung ... 36
3.3.17 Arbeitszahl über das Jahr im Durchschnitt ... 42
3.3.18 Schallemissionen ... 43
3.3.19 Zufriedenheit ... 43
3.3.20 Fehlermeldungen ... 43
3.4 Lüftungsanlage ... 43
3.5 Bilanz Wallbox ... 46
3.6 Erkenntnisse Gebäude ... 49
3.7 Perspektivische Anpassungen und Empfehlungen ... 49

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Summierte aufgenommene Wirkleistung in kWh des Quartiers gemessen an dem EZA-Regler für alle Häuser im Quartiersnetz. ... 7
Abbildung 2: Erfasste Leistung am EZA-Regler vom 01.07.2024 bis zum 01.01.2025. ... 7
Abbildung 3: Energiebezug in Summe für die jeweiligen Monate für das Quartier. ... 8
Abbildung 4: Energielieferung in Summe für die jeweiligen Monate für das Quartier. ... 8
Abbildung 5: Bilanzierte Darstellung von Bezug und Lieferung pro Monat. ... 9
Abbildung 6: Produzierte elektrische Wirkenergie innerhalb des Quartiers ... 10
Abbildung 7: Globalstrahlung auf geneigte Flächen, Institut Wohnen und Umwelt, Januar 2025 ... 11
Abbildung 8: Energie kumuliert (grau); Energiebezug (rot) Energielieferung (grün) Die Werte müssen kritisch betrachtet werden, weil die zentralen Wallboxen nicht vorliegen ... 12
Abbildung 9: Autarkiequote für das Quartier über den erfassten Zeitraum. Der maximale Grad im August liegt bei 67,3 % und sinkt im Dezember auf bis zu 3,6 %. ... 13
Abbildung 10: Energieflussdiagramm für das gesamte Quartier als Summe für den erfassten Zeitraum. Links die Quellen und rechts dargestellt die Senken aufgeschlüsselt auf die Sektoren und die Einspeisung ins Verbundnetz. ... 14
Abbildung 11: Energieflussdiagramm für das gesamte Quartier im August dem Monat mit der höchsten Autarkiequote, siehe Abschnitt 2.5. Links die Quellen und rechts dargestellt die Senken aufgeschlüsselt auf die Sektoren und die Einspeisung ins Verbundnetz. ... 15
Abbildung 12: Energieflussdiagramm für das gesamte Quartier im Dezember dem Monat mit der niedrigsten Autarkiequote, siehe Abschnitt 2.5. Links die Quellen und rechts dargestellt die Senken aufgeschlüsselt auf die Sektoren und die Einspeisung ins Verbundnetz. ... 15
Abbildung 13: Einteilung der Lebenszyklusinformation in Module nach EN 15643-2 / EN 15804 ... 16
Abbildung 14: Anteilig bewertetes Bezugsverhalten mit Gewichtung des Quartiersnetz zum Verbundnetz für den kompletten gemessenen Zeitraum. Gewichtet wurde das Verhalten anhand der Spanne des maximalen Bezugs und der maximalen Lieferung. ... 24
Abbildung 15: Netzdienlichkeitsanalyse, monatliche Übersicht ... 25
Abbildung 16: Übersicht des Quartiernetztes mit dem Netzanschlusspunkt und dem EZA-Regler zum Verbundnetz. ... 27
Abbildung 17: Schematischer Aufbau der Häuser mit NIBE F2050-6 Außenluftwärmepumpen, Stromleitungen in Rot, Modbus TCP/IP in Blau. Übersicht bereitgestellt von Viebrockhaus AG ... 28
Abbildung 18: Schematischer Aufbau der Häuser mit Abluftwärmpumpen, Stromleitungen in Rot, Modbus TCP/IP in Blau. ... 29
Abbildung 19: Außentemperaturverlauf Quartier Harsefeld ... 38
Abbildung 20: Theoretische Heizlast für Häuser mit Abluft-Wärmepumpen ... 38
Abbildung 21: Theoretische Heizlast für Häuser mit Außenluft-Wärmepumpen ... 38
Abbildung 22: Theoretische Überdeckung der Heizlast für Abluft-Wärmepumpen ... 39
Abbildung 23: Theoretische Überdeckung der Heizlast für Außenluft-Wärmepumpen ... 40
Abbildung 24: Theoretischer Heizlastüberdeckungsfaktor für Abluft-Wärmepumpen ... 41
Abbildung 25: Theoretischer Heizlastüberdeckungsfaktor für Außenluft-Wärmepumpen ... 41
Abbildung 26: Luftvolumenströme ... 43
Abbildung 27: Wallbox-Nutzung nach Uhrzeit über sechs Monate ... 47
Abbildung 28: Wallbox-Nutzung nach Uhrzeit über sechs Monate ... 48
Abbildung 29: Wallbox-Nutzung nach Tagesstunden im Dezember ... 48

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Bezug des Quartiers am EZA-Regler 7
Tabelle 2: Lieferung des Quartiers ins Verbundnetz am EZA-Regler. 10
Tabelle 3: Kumulierte Wirkenergie am EZA-Regler heruntergebrochen auf ein einzelnes Haus 12
Tabelle 4: Energieströme im Quartier; *Ausgewerteter Zeitraum 10.07.2024 bis 31.12.2024. 17
Tabelle 5: Monatliche Erzeugung und technische Parameter PV-Anlagen 30
Tabelle 6: Ergebnisstabelle PV-Erzeugung; “-(n.v.)” - nicht verfügbar, Berechnung der Kennzahl wegen Fehlenden Daten nicht möglich 31
Tabelle 7: Übersicht Parameter und Resultate, rote Wirkungsgrade sind wegen teilweise unvollständigen Monatsangaben für die PV-Erzeugung gemindert. 32
Tabelle 8: Luftvolumenströme kalkuliert 45
Tabelle 9: Ausgelesene Verbrauchsdaten 47

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 Autarkie 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 englischen Schlössern pseudonymisiert. Eine mieterbezogene Zuordnung ist so auszuschließen.

Zum Zeitpunkt dieses Berichtes ist noch kein Quartiersenergiemanagementsystem (QEMS) integriert. Es wird die Ausgangssituation des Quartiers dargestellt, in der noch keine aktive Steuerung durch das QEMS erfolgt und dient somit als Vergleich für die folgenden Berichte. Das Quartier wird zunächst als Ganzes dargestellt, wobei insbesondere der Einfluss auf das Verbundnetz betrachtet wird. Anschließend wird in Abschnitt 3 auf die einzelnen Gebäude und die verbaute Gebäudetechnik eingegangen, soweit die Daten dafür zur Verfügung stehen.

Das gesamte Quartiersnetz ist über einen Erzeugungsanlagen-Regler (EZA-Regler) mit dem kommunalen Stromversorger EWE verbunden. Dieser erfasst und steuert alle Photovoltaikanlagen, mit Ausnahme von drei Häusern, sowie sämtliche Hausanschlusspunkte und den Verbundnetzanschlusspunkt. Weitere Messdaten werden über Energiezähler an jedem Hausanschlusspunkt, an den Wärmepumpen und Wallboxen erfasst. Zusätzlich werden die Wechselrichter der Photovoltaikanlagen ausgelesen. Schematische Darstellungen der Anlagen- und Messtopologien sind im Abschnitt 3.1 dargestellt.

2 Energiefluss vom Quartier

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-Leistung;
- den zwei zentralen Ladepunkten und
- dem ausgleichenden Bezug bzw. der Einspeisung über den Netzanschlusspunkt.

Die aus dem Verbundnetz aufgenommene elektrische Energie ergibt sich aus der Differenz zwischen dem Bedarf im Quartier und der aktuellen PV-Produktion. Im betrachteten Zeitraum war der Quartiersspeicher noch nicht installiert. Überschüssige oder fehlende Leistung wurde daher direkt über den gemeinsamen Netzanschlusspunkt mit dem Verbundnetz ausgeglichen. Diese aufgenommene Wirkleistung wird im ersten Abschnitt dargestellt. Die Analyse der erzeugten Energieströme der PV-Anlagen folgt im nächsten Abschnitt.

Für jeden Monat wird auf Basis der aus dem Verbundnetz bezogenen elektrischen Energie im Vergleich zur erzeugten PV-Energie und dem Verbrauch der Häuser eine Autarkiequote bestimmt. Anschließend werden die Verbräuche der Häuser in Summe aufgeschlüsselt und sektorbezogen gewichtet dargestellt.

Bei der Auswertung der erhobenen Daten ist zu berücksichtigen, dass im ersten Projektjahr noch nicht alle betrachteten Häuser durchgängig bewohnt waren und die Messpunkte sukzessive eingebunden sowie die Datenübertragung und Datenbank aufgebaut wurden. Dies führte dazu, dass für einige Häuser noch keine vollständigen Datenreihen vorliegen. Die Startzeitpunkte der jeweiligen Auswertungen variieren und beginnen in der Regel ab Juli 2024. Die folgenden Analysen beschränken sich daher auf den Zeitraum Juli 2024 bis Dezember 2024. Die genaue Beschreibung der Schwierigkeiten ist in Abschnitt 2.10 aufgeführt. Mit Empfehlungen für perspektivische Anpassungen des Quartiers schließt das Kapitel in Abschnitt 2.13 ab.

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

Die aufgezeigten elektrischen Wirkenergiebezugsdaten stammen aus dem EZA-Regler und wurden seit dem 01.07.2024 aufgezeichnet (siehe Abbildung 1 und Tabelle 1). Der kumulierte Wirkenergiebedarf zwischen dem 28.05.2024 und dem 31.12.2024 betrug für das gesamte Quartier 36.534,72 kWh. Bei einer angenommenen homogenen Verteilung im Quartier auf die 18 Häuser entspricht das einem monatlichen Energiebedarf von ca. 290 kWh pro Wohngebäude bzw. 373 kWh bei 14 bewohnten Häusern.

In der Gesamtaufnahme sind ebenfalls die zwei zentralen Wallboxen mit jeweils 22 kW Ladeleistung für Mietautos einbezogen. Diese können nicht herausgerechnet werden, da die entsprechenden Daten bis zu diesem Zeitpunkt nicht erfasst werden konnten.

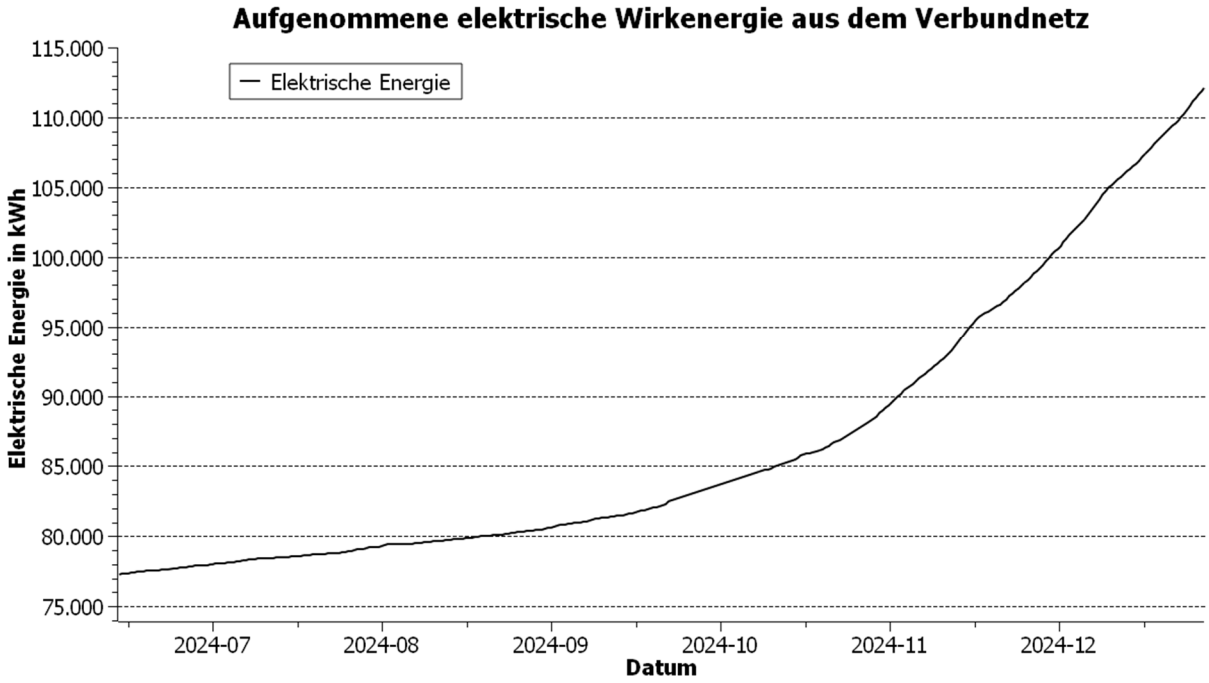

Abbildung 1: Summierte aufgenommene Wirkleistung in kWh des Quartiers gemessen an dem EZA-Regler für alle Häuser im Quartiersnetz.

Tabelle 1: Bezug des Quartiers am EZA-Regler

Datum	Zeitpunkt	Bezeichnung	Wert	Einheit
28.05.2024	05:28	EZA-Energiebezugszähler	75095876,12	Wh
13.06.2024	12:59	EZA-Energiebezugszähler	76409589,97	Wh
31.12.2024	09:27	EZA-Energiebezugszähler	111630600,6	Wh
		Differenz	36534,73	kWh
		Differenz pro Haus bei homogener Verteilung	2029,71	kWh
		Linearer Bezug pro Monat	289,96	kWh

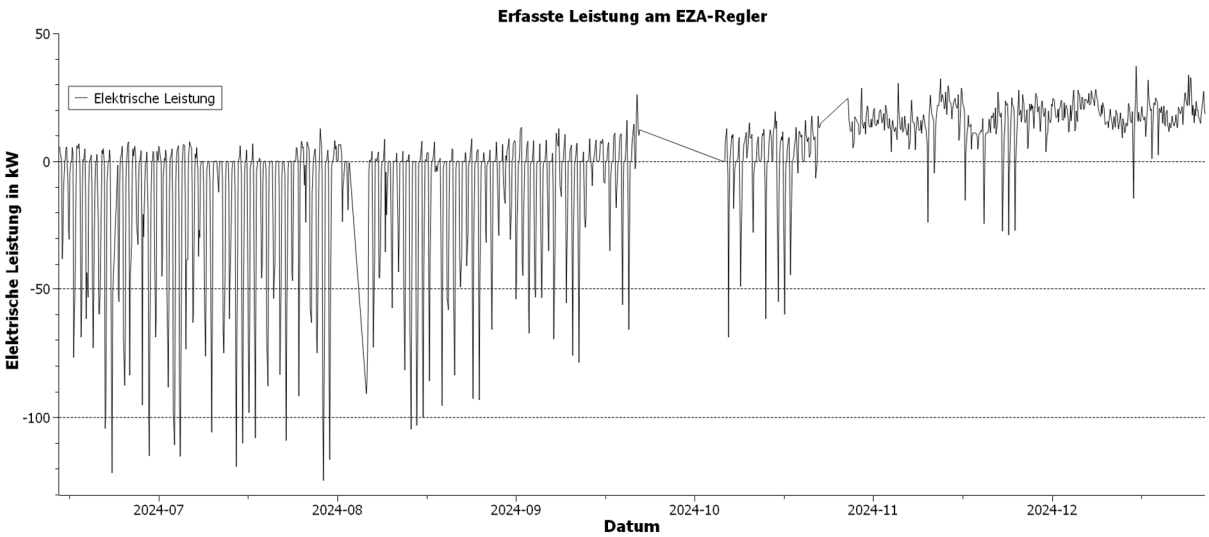

Abbildung 2: Erfasste Leistung am EZA-Regler vom 01.07.2024 bis zum 01.01.2025.

Die *Abbildung 1* stellt die erfasste Leistung am EZA-Regler für den Netzbezug im Zeitraum vom 01.07.2024 bis zum 01.01.2025 dar. Die durch das Quartier aufgenommen (bezogene) Leistung ist positiv und die durch das Quartier abgegeben Leistung ist negativ dargestellt. Bei der Analyse ist ein Datenübertragungsausfall in den Zeiträumen 02.10.2024 bis 15.10.2024 und 31.10.2024 bis 04.11.2024 zu erkennen. Einen Einfluss auf die kumulierten Bezugswerte vom EZA-Regler konnte nicht festgestellt werden. Somit ist davon auszugehen, dass es sich um einen Ausfall der Datenübertragung zwischen dem Quartier und der Datenbank handelt.

Nachfolgend sind die Energieflüsse des Quartiers als Bezug in Abbildung 3 und Lieferung in Abbildung 4 für die jeweiligen Monate dargestellt. Die bilanzierten Arbeitswerte des Bezugs und Lieferung in der Berichterstattungsperiode zeigen einen eindeutig saisonabhängigen Verlauf, siehe Abbildung 5. In den Monaten Juli, August und September produziert das Quartier einen Nettoüberschuss und speist ihn in das Verbundnetz ein. Ab Oktober greift das Quartier zunehmend auf das öffentliche Verbundnetz zu, um die Deckungslücke zu schließen.

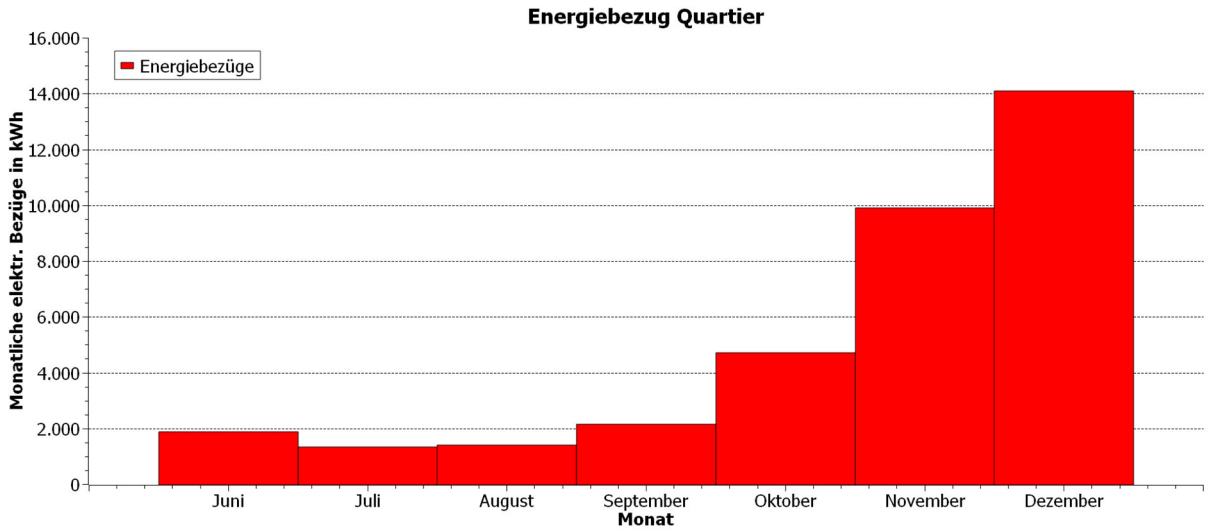

Abbildung 3: Energiebezug in Summe für die jeweiligen Monate für das Quartier.

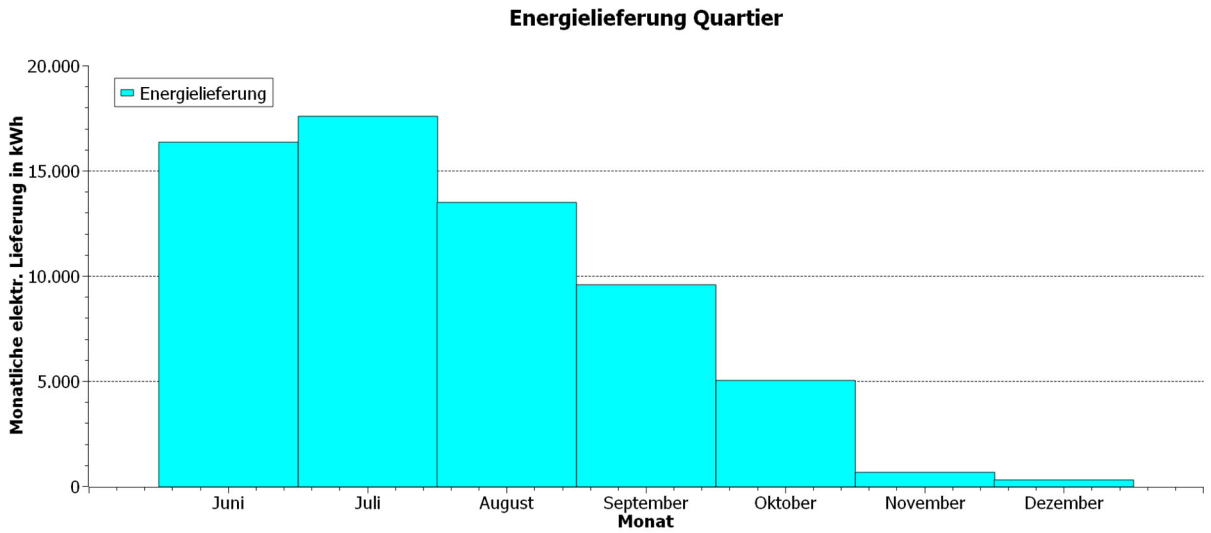

Abbildung 4: Energielieferung in Summe für die jeweiligen Monate für das Quartier.

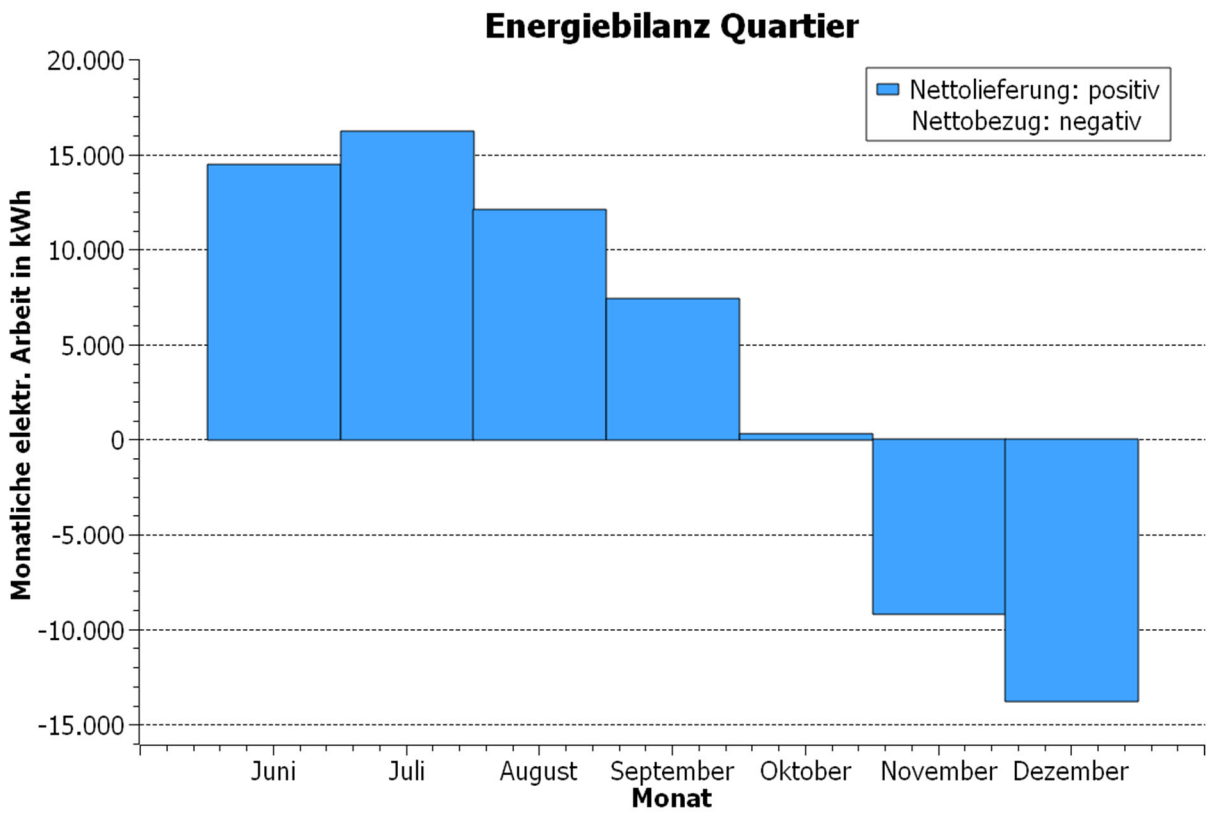

Abbildung 5: Bilanzierte Darstellung von Bezug und Lieferung pro Monat.

Die Betrachtung der Autarkiequote für die jeweiligen Monate wird in dem Abschnitt 2.5 vorgenommen. Im Abschnitt 2.11 werden im Rahmen der “Netzdienlichkeit” die Einspeiseleistung bzw. Bezug und die zugehörigen Netzfrequenzen ausgewertet, um das netzstützende Potential des Quartiers näher zu untersuchen.

2.2 Produzierte elektrische Wirkenergie innerhalb des Quartiers (PV-Anlagen)

Im betrachteten Zeitraum vom 01.06.2024 bis zum 31.12.2024 wurden die Erzeugnisse der im Quartier installierten Photovoltaikanlagen systematisch erfasst. Die kumulierte Wirkenergielieferung in das öffentliche Verbundnetz betrug in dieser Zeitspanne insgesamt 64.864,52 kWh. Bei einer angenommenen homogenen Verteilung auf die 18 Wohneinheiten ergibt sich eine durchschnittliche monatliche Energieproduktion von etwa 514,8 kWh pro Gebäude bzw. 545,0 kWh pro aktiver PV-Anlage, da eine Einheit während des gesamten Beobachtungszeitraums nicht in Betrieb war.

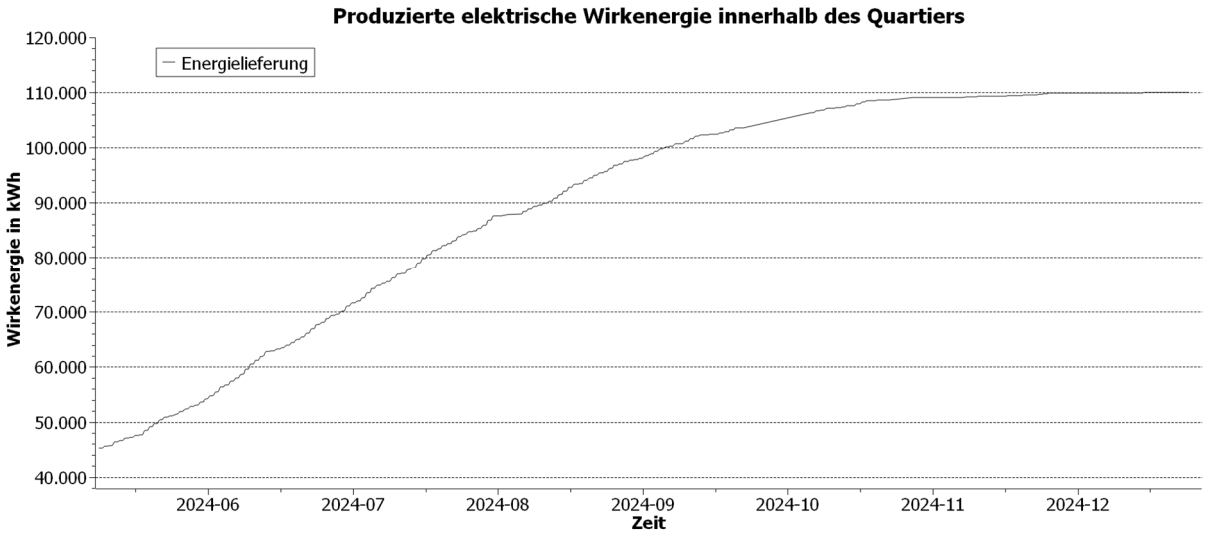

Abbildung 6: Produzierte elektrische Wirkenergie innerhalb des Quartiers

Tabelle 2: Lieferung des Quartiers ins Verbundnetz am EZA-Regler.

Datum	Zeitpunkt	Bezeichnung	Wert	Einheit
28.05.2024	05:28	EZA-Energielieferzähler	45198936,81	Wh
31.12.2024	08:59	EZA-Energielieferzähler	110063464	Wh
		Differenz	64864,53	kWh
		Differenz pro Haus bei homogener Verteilung (18 Häuser)	3603,59	kWh
		Lineare Lieferung pro Monat (7 Monate)	514,79	kWh

Die Klimadaten der Station Mittelnkirchen-Hohenfelde (Klimastation 4857, Niedersachsen) belegen für südostorientierte Flächen mit einer Neigung von 45° eine Globalstrahlung von insgesamt 733 kWh/m² im Zeitraum Juni bis Dezember 2024. Bezogen auf die im Quartier installierte Modulfläche von 1.145,23 m², exklusive der Anlagen der Häuser Warwick und Conwy, ergibt sich daraus eine theoretisch verfügbare Strahlungsenergie von etwa 839.407 kWh.

Globalstrahlung auf geneigte Flächen	2024							
	45° geneigte Flächen mit Orientierung							
Neigung gegen Horizontale: 45°	O	SO	S	SW	W	NW	N	NO
Monat	kWh/m²							
Jan 2024	15	24	29	26	16	11	11	10
Feb 2024	26	39	45	41	27	19	18	19
Mrz 2024	72	91	113	92	72	53	46	53
Apr 2024	105	125	139	126	105	78	65	79
Mai 2024	163	181	190	180	160	122	99	125
Jun 2024	151	170	155	169	149	113	92	115
Jul 2024	164	182	170	181	161	123	99	126
Aug 2024	132	152	149	152	131	99	81	101
Sep 2024	98	118	128	119	98	73	61	73
Okt 2024	52	69	78	71	53	38	34	38
Nov 2024	17	26	26	28	18	12	12	11
Dez 2024	9	16	16	17	10	6	6	6
Summe Jahr	**1003**	**1193**	**1236**	**1200**	**1000**	**745**	**624**	**757**
Summe an Heiztagen**	**419**	**530**	**581**	**538**	**423**	**308**	**267**	**311**

**) Heizgrenztemp. 15°C

Abbildung 7: Globalstrahlung auf geneigte Flächen, Institut Wohnen und Umwelt, Januar 2025

Vergleicht man diese Strahlungsenergie mit der tatsächlich eingespeisten elektrischen Energie, so lässt sich eine erste grobe Einschätzung der Größenordnung der Umwandlungsleistung vornehmen. Dabei ist zu berücksichtigen, dass Verluste durch Systemwirkungsgrade, Inverterverluste, Temperaturdegradation sowie Eigenverbrauchsanteile auftreten und dass ein vollständiger Abgleich von Einstrahlung und Ertrag im Rahmen späterer Effizienzanalysen erfolgen wird.

Die durchschnittliche spezifische Erzeugung liegt damit bei rund 56,64 kWh/m² (64.864,52 kWh/1145,23 m²) über den betrachteten Zeitraum. Dieser Wert ist unter Berücksichtigung der strahlungsschwachen Monate November und Dezember sowie der klimatischen Bedingungen Nordniedersachsens als solide zu bewerten. Insbesondere die Monate Juni, Juli und August – mit monatlichen Einstrahlungen von 170, 182 und 152 kWh/m² auf südostorientierte Flächen – lieferten den größten Beitrag zur Gesamtenergieproduktion.

Im Hochrechnungsfall würde ein durchschnittliches Gebäude auf eine Jahresproduktion im Bereich von 6.177 bis 6.540 kWh (514,8 kWh/mtl. bzw. 545,0 kWh/mtl. * 12 Monate) kommen, wobei saisonale Effekte im Winterhalbjahr zu berücksichtigen sind. Diese Werte entsprechen in etwa dem typischen Jahresstromverbrauch eines durchschnittlichen Vierpersonenhaushalts in Deutschland, was auf ein hohes solares Energiepotenzial innerhalb des Quartiers hinweist.

Eine ausführliche Analyse der PV-Erträge und Wirkungsgrade wird im Kapitel 3.2 durchgeführt.

2.3 Gegenüberstellung des zeitlichen Verlaufes von Bezug und Lieferung

Die reale gemessene elektrische Wirkenergie wird von dem EZA-Regler erfasst und kumuliert ausgegeben. Am 28.05.2024 starteten die Datenaufnahmen mit einem Energiedefizit von -29876,22 kWh. Dieser Wert beinhaltet einen zeitversetzten Verzug hinsichtlich der Inbetriebnahmezeitpunkte der differenten Anlagentechniken im Quartier. Ebenfalls ist der erhöhte Energiebedarf bei der Bauphase in die Bilanz eingeflossen. Am Jahresende 2024 hatte der elektrische Wirkenergiezähler ein reduziertes Defizit von -1566,82 kWh. Die Differenz über die sieben Betriebsmonate beträgt 28309,4 kWh, siehe Abbildung 8. Somit kann festgestellt werden, dass das Quartier in den Monaten Juni bis Dezember mehr Energie in das Verbundnetz eingespeist hat, als es aus dem Verbundnetz bezogen hat. Ein einzelnes Haus hätte bei linearer Betrachtung -224,68 kWh bezogen, siehe Tabelle 3. Verzerrt wird dieser Wert durch die nicht bewohnten, aber trotzdem beheizten Häuser sowie die beiden zentralen nicht erfassten Ladepunkte mit je 22 kW maximaler Ladeleistung.

Tabelle 3: Kumulierte Wirkenergie am EZA-Regler heruntergebrochen auf ein einzelnes Haus

Datum	Zeitpunkt	Bezeichnung	Wert	Einheit
28.05.2024	05:28	EZA- Energie kumuliert	29876216,6	Wh
30.06.2024	12:59	EZA- Energie kumuliert	14382316,88	Wh
31.12.2024	09:27	EZA- Energie kumuliert	1566820,7	Wh
		Differenz	-28309,39	kWh
		Differenz pro Haus bei homogener Verteilung	-1572,75	kWh
		Linearer Bezug pro Monat	-224,68	kWh

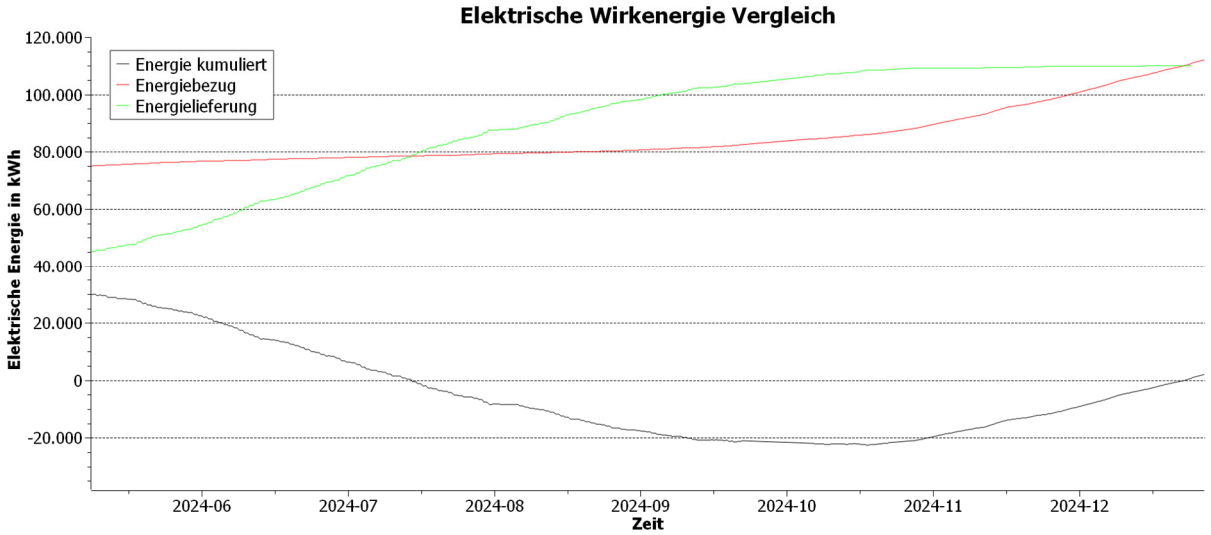

Abbildung 8: Energie kumuliert (grau); Energiebezug (rot) Energielieferung (grün) Die Werte müssen kritisch betrachtet werden, weil die zentralen Wallboxen nicht vorliegen

2.4 Energiemenge Quartiersspeicher und Ladezyklen

Der 144-kWh-Second-Life-Quartiersspeicher wurde im Jahr 2024 noch nicht angeschlossen und kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht bewertet werden. Die zwei Wechselrichter mit jeweils 22 kW Lade- und Entladeleistung wurden zwar verwendet, konnten jedoch ebenfalls nicht messtechnisch erfasst werden. Dies führt zu einer Verzerrung der Ergebnisse und der Betrachtung des Quartierverbrauchs.

2.5 Autarkiequote

Die Autarkiequote im Quartier ist stark abhängig vom betrachten Zeitraum und verleitet bei einer kumulierten Betrachtung zu einer Überbewertung der Ergebnisse. Die Erkenntnis aus dem Abschnitt 2.3, dass im ausgewerteten Zeitraum vom 28. Mai 2024 bis zum 31.12.2024 mehr elektrische Energie in das Verbundnetz eingespeist, als im gleichen Zeitraum verbraucht wurde, ergibt eine kumulierte Autarkie des Quartiers von 100 Prozent.

Für eine realistische Autarkiequote ist der betrachtete Zeitraum somit deutlich kleiner zu bewerten. Durch das Fehlen des Quartierspeichers kann das Quartier nur autark sein, solange die Sonne scheint und die PV-Produktion den Bedarf des Quartiers deckt. Verbräuche bei Dunkelheit, wie das Laden eines E-Autos (siehe Abschnitt 3.5) oder die Warmwassererzeugung über Nacht, wirken sich direkt negativ auf die Autarkiequote aus. Eine ideale zeitliche Abstimmung von Bedarf der Bewohner und die

Erzeugung der PV-Anlagen ist nicht gegeben. Der reale Autarkiegrad muss folglich für das Quartier ohne zentralen Speicher deutlich unter 100 % liegen.

Für die Analyse werden die einzelnen Monate betrachtet, indem der Bezug der Häuser ins Verhältnis zum Bezug des Quartiers am Netzanschlusspunkt gesetzt wird. Die Betrachtung wird jedoch durch zwei nicht erfasste Ladepunkte verzerrt, da diese auch von externen E-Autos genutzt werden können. Die resultierenden Autarkiequoten sind in der Abbildung 9 dargestellt.

In den Sommermonaten Juli und August wird eine Autarkiequote von bis zu 67,3 % erreicht, während sie in den Wintermonaten auf bis zu 3,4 % sinkt. Diese Werte entsprechen den erfassten Bezügen aus den Abschnitten 2.1 und 2.2. Die PV-Produktion reicht nicht aus, um den hohen Energiebedarf der Wärmepumpen im Winter zu decken (siehe Abschnitt 2.6 für den Monat Dezember).

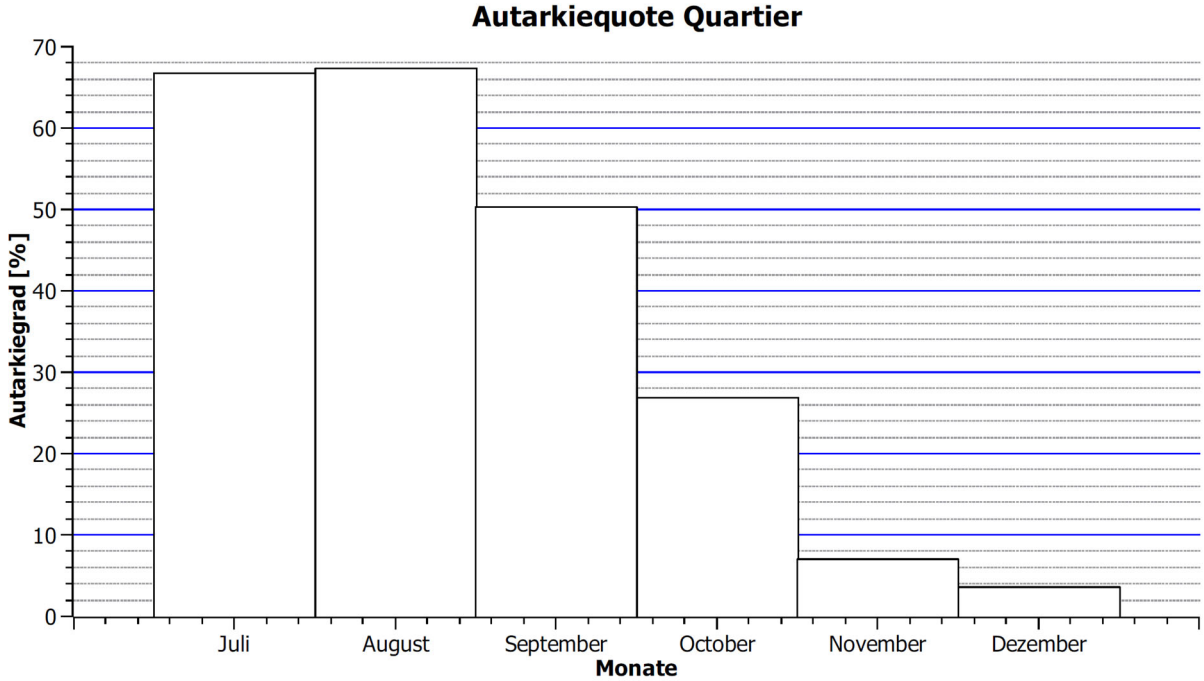

Abbildung 9: Autarkiequote für das Quartier über den erfassten Zeitraum. Der maximale Grad im August liegt bei 67,3 % und sinkt im Dezember auf bis zu 3,6 %.

Im Dezember bezog das Quartier insgesamt 14.086 kWh aus dem Verbundnetz. Davon konnten 8.313 kWh konkret den Häusern zugeordnet werden. Die Photovoltaikanlagen (PV) im Quartier erzeugten im gleichen Zeitraum lediglich 864 kWh. Der Gesamtbedarf der Häuser belief sich auf 8.846 kWh. Zudem wurden 291 kWh ins Verbundnetz eingespeist.

Wäre diese eingespeiste Energie vollständig zur Deckung des Eigenbedarfs verwendet worden, hätte der maximal erreichbare Autarkiegrad im Dezember bei nur 6 % gelegen bezogen auf den Netzbezug des Quartiers, vgl. Abbildung 12, Einspeisung im Dezember: 291 kWh und Netzbezug Abbildung 3. Dies zeigt ein begrenztes Potenzial zur Steigerung des Autarkiegrades in den Wintermonaten. Im Sommer hingegen gibt es ein deutlich höheres Potenzial zur Autarkie. Im August wurden insgesamt 14.736 kWh durch die PV-Anlagen erzeugt, demgegenüber stand jedoch nur Bedarf von nur 4.278 kWh (vgl. Abbildung 11).

Bei einer besseren zeitlichen Abstimmung zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie einer effektiven Nutzung des zentralen Quartierspeichers wäre im Sommer ein Autarkiegrad von 100 % theoretisch möglich gewesen.

Gerade in den Sommermonaten wird damit deutlich, wie entscheidend die Zwischenspeicherung und die Steuerung der Verbräuche einen autarken Betrieb des Quartiers sind.

2.6 Verwendung der elektrischen Energie nach Sektoren (Wärme, Mobilität, etc.)

Zur systematischen Darstellung der Nutzung elektrischer Energie in verschiedenen Sektoren, insbesondere Wärme, Mobilität und Haushaltsstrom wurde ein *Sankey*-Diagramm erstellt, das auf Messungen aus 15 Haushalten basiert. *Sankey*-Diagramme sind grafische Darstellungen von Mengenströmen, bei denen die Breite der Pfeile proportional zur dargestellten Menge ist, wodurch Energieflüsse übersichtlich visualisiert werden können.

Die Analyse des gesamten Betrachtungszeitraums im Quartier zeigt, dass die größte Senke des Energieflusses die Einspeisung in das Verbundnetz darstellt, dicht gefolgt von den Wärmepumpen. Die im Quartier erzeugte PV-Energie deckt den Bedarf der Wärmepumpen, Wallboxen und des sonstigen Haushaltsverbrauchs ab. Diese Ergebnisse stimmen mit den Erkenntnissen vorheriger Abschnitte überein und verdeutlichen die Bedeutung der Integration erneuerbarer Energien in Wohnquartieren.

Insbesondere im Dezember (siehe Abbildung 12), fällt auf, dass die Einspeisung aufgrund der sehr geringen PV-Produktion nahezu auf null sinkt. Die PV-Produktion wäre nicht mehr in der Lage den Bedarf des Quartiers zu decken. Im Vergleich dazu ist im August (siehe Abbildung 10) die Einspeisung die größte Senke.

Nicht in allen Häusern werden Wallboxen verwendet; der gesamte Bedarf entfällt auf lediglich fünf der Haushalte (siehe Abschnitt 3.5, Bilanz Wallbox). Mit dem steigenden Anteil an Elektrofahrzeugen ist davon auszugehen, dass dieser Bedarf künftig deutlich steigen wird. Bei einer vereinfachten Betrachtung und linearen Extrapolation auf 18 Haushalte ist anzunehmen, dass der Mobilitätssektor einen ähnlich hohen Bedarf wie die Wärmepumpen im betrachteten Zeitraum aufweisen und als Senke deutlich an Bedeutung gewinnen wird.

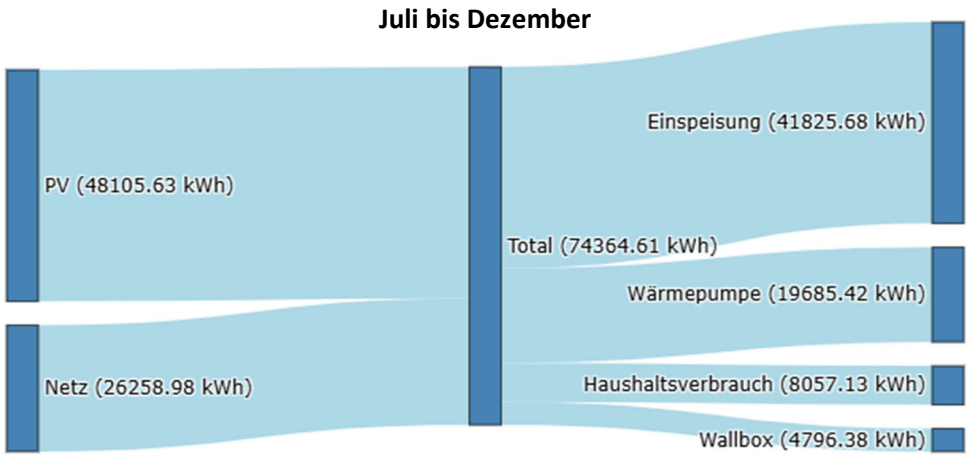

Abbildung 10: Energieflussdiagramm für das gesamte Quartier als Summe für den erfassten Zeitraum. Links die Quellen und rechts dargestellt die Senken aufgeschlüsselt auf die Sektoren und die Einspeisung ins Verbundnetz.

Im August, dem Monat mit dem höchsten Autarkiegrad (siehe Abschnitt 2.5 und Abbildung 9), liegt der Energiebedarf im Quartier bei lediglich 48 % des Bedarfs im Dezember, dem Monat mit dem niedrigsten Autarkiegrad (siehe Abbildung 9). Dieser Unterschied lässt sich vollständig durch die Heizlast erklären. Der Energiebedarf der Wärmepumpen steigt um den Faktor 3,5.

Trotz der kürzeren Tage und niedrigeren Temperaturen im Dezember, und der damit vermutlich höheren Aufenthaltsdauer in den Haushalten, sinkt der sonstige Haushaltsverbrauch sogar leicht, anstatt anzusteigen.

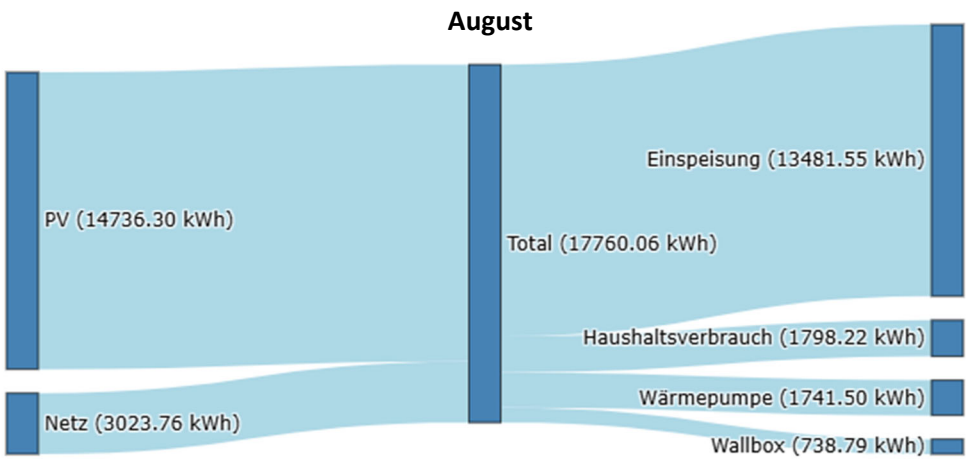

Abbildung 11: Energieflussdiagramm für das gesamte Quartier im August dem Monat mit der höchsten Autarkiequote, siehe Abschnitt 2.5. Links die Quellen und rechts dargestellt die Senken aufgeschlüsselt auf die Sektoren und die Einspeisung ins Verbundnetz.

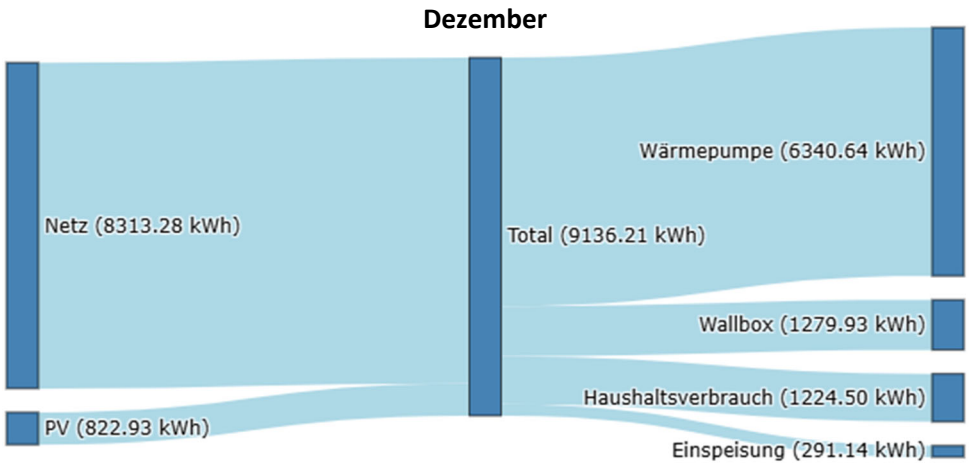

Abbildung 12: Energieflussdiagramm für das gesamte Quartier im Dezember dem Monat mit der niedrigsten Autarkiequote, siehe Abschnitt 2.5. Links die Quellen und rechts dargestellt die Senken aufgeschlüsselt auf die Sektoren und die Einspeisung ins Verbundnetz.

2.7 Ökologische Bilanz Quartier

Während die LCA-Analysen auf der Gebäudeebene über alle Lebenszyklusphasen der Ökobilanzen nach EN 15804 von A1 bis D bezogen werden, erfolgt in der Quartiersanalyse vorerst eine Begrenzung auf die Lebenszyklusphase B – der Betriebs- bzw. Nutzungsphase. Ausgenommen von der eingeschränkten Betrachtung der Ökobilanz ist der zentrale Quartiersspeicher, welcher erst zum Jahresende 2024 verbaut wurde und durch die Speicherung der der Überschüsse von den PV-Anlagen zu ertragsreichen Mittagsstunden und ihrer Freigabe zu energieintensiven Abendstunden einen direkten Einfluss auf die Autarkiequote hat und somit auf die ökologische Bilanz einwirkt. Weiterhin wird die Bewertung differenziert hinsichtlich der tatsächlichen Aufwendungen aus 2023 nach dem Bundesumweltamt gegenüber den Treibhausgasaufwendungen nach dem Gebäudeenergiegesetz vom 16. Oktober 2023 Anlage 9.

EN 15804 - Lebenszyklusphasen

Seit 2012 liegt die deutsche Fassung der EN 15804 vor, welche die Grundregeln für die Erstellung von Umwelt-Produktdeklarationen (Environmental Product Declaration, kurz EPD) für Bauprodukte festschreibt. Diese enthalten als wesentlichen Bestandteil die Ergebnisse von Ökobilanzuntersuchungen für die jeweiligen Baustoffe und bilden die Basis für Bewertungs- und Zertifizierungssysteme zur Nachhaltigkeit von Gebäuden, wie sie auf Initiative der Politik, sowie der Bau- und Immobilienbranche entstanden sind. Bei der Entwicklung der EN 15804 lag das Ziel auf der Entwicklung eines Bewertungsrahmens für den gesamten Lebenszyklus von Gebäuden, der erstmals eine umfassende Analyse und Bewertung von Bauwerken im Hinblick auf definierte Schutzziele der Nachhaltigkeit ermöglichen sollte. Die so entstandene horizontale Normenreihe erhöht die Transparenz bei der Bereitstellung von Umweltinformationen im Baubereich und vermeidet Handelshemmnisse aufgrund widersprüchlicher Systeme.

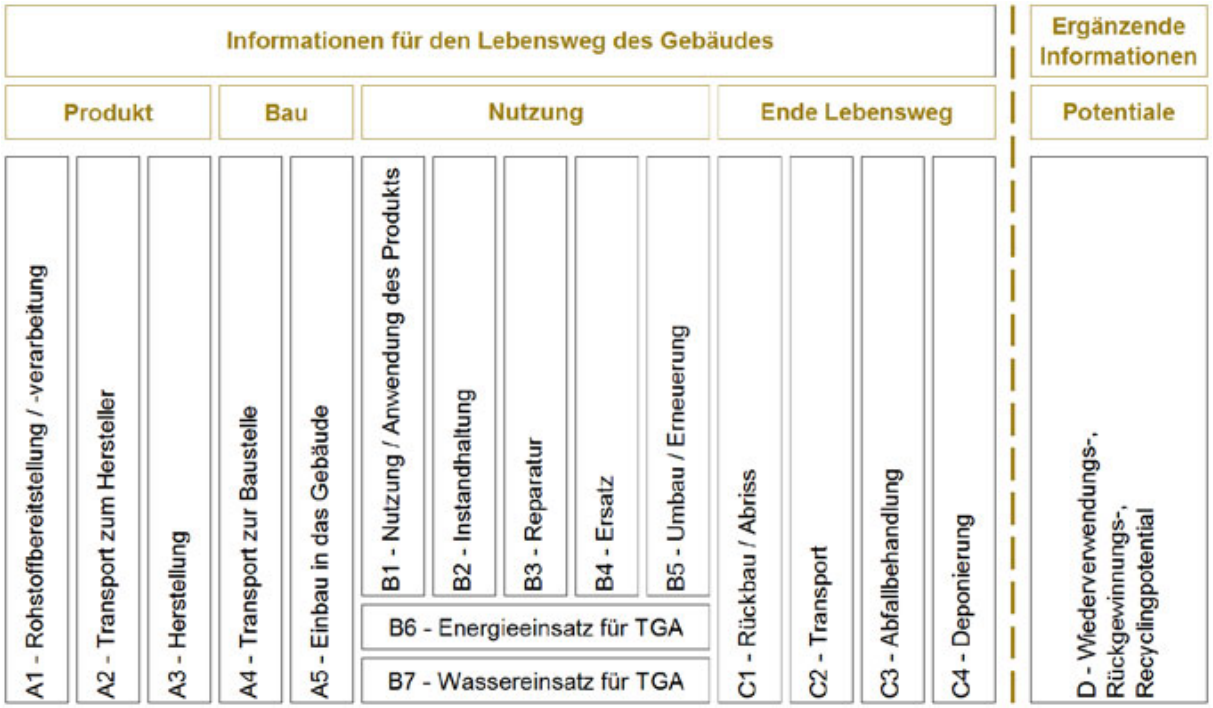

Abbildung 13: Einteilung der Lebenszyklusinformation in Module nach EN 15643-2 / EN 15804

EN ISO 14040/44 - Ökobilanzierung

Die Normen DIN EN ISO 14040 und DIN EN ISO 14044 bilden den international anerkannten methodischen Rahmen für die Erstellung und Bewertung von Ökobilanzen (Life Cycle Assessments, LCA). Sie dienen der systematischen Analyse der potenziellen Umweltauswirkungen von Produkten, Prozessen oder Dienstleistungen über deren gesamten Lebensweg – von der Rohstoffgewinnung über Produktion und Nutzung bis hin zur Entsorgung (Cradle to Grave).

Die DIN EN ISO 14040 definiert die allgemeinen Prinzipien und den methodischen Rahmen der Ökobilanz, während die DIN EN ISO 14044 die konkreten Anforderungen und Vorgaben für die Durchführung und Berichterstattung von LCAs beschreibt. Beide Normen verfolgen das Ziel, Transparenz, Vergleichbarkeit und wissenschaftliche Fundierung bei der Bewertung von Umweltauswirkungen zu gewährleisten.

Die Ökobilanzierung nach ISO 14040/44 gliedert sich in vier zentrale Phasen:

1) Festlegung von Zielen und Untersuchungsrahmen (Goal and Scope Definition),
2) Sachbilanzanalyse (Life Cycle Inventory, LCI),
3) Wirkungsabschätzung (Life Cycle Impact Assessment, LCIA),

4) Auswertung (Interpretation).

*Tabelle 4: Energieströme im Quartier; *Ausgewerteter Zeitraum 10.07.2024 bis 31.12.2024.*

Nummer	Bezeichnung	Wert	Einheit
1	Aufgenommene elektrische Wirkenergie Gebäude	39798,59	kWh*
2	Elektrische Wirkenergieproduktion PV-Anlage	50259,84	kWh*
3	EZA-Energiebezugszähler	33911,91	kWh*
4	EZA-Energielieferzähler	42007,81	kWh*
5	Differenz Energiebezug Quartier-Gebäude	5886,68	kWh*
6	Differenz Energielieferung Quartier-Gebäude	8252,04	kWh*
7	GEG 2024 Emissionsfaktor Strom netzbezogen	560	g $CO_{2\text{-Äquivalent}}$ pro kWh
8	GEG 2024 Emissionsfaktor Strom gebäudenah erzeugt	0	g $CO_{2\text{-Äquivalent}}$ pro kWh
9	GEG 2024 Emissionsfaktor Strom Verdrängungsstrommix	860	g $CO_{2\text{-Äquivalent}}$ pro kWh
10	Bilanz EZA-Regler GEG	-17,14	t $CO_{2\text{-Äquivalent}}$ pro kWh
11	Emissionsfaktor Strom netzbezogen Umweltbundesamt 2023	380	g $CO_{2\text{-Äquivalent}}$ pro kWh
12	Bilanz EZA-Regler Umweltbundesamt	-3,08	t $CO_{2\text{-Äquivalent}}$ pro kWh

Der Quartiersspeicher war im Jahr 2024 noch nicht aktiv und wurde vorerst noch nicht in die Bilanzierung in der Tabelle 4 aufgenommen. Deutlich ist zu erkennen, dass die Gutschrift nach dem GEG zum Verdrängungsstrommix für eine signifikante Einsparung an Treibhausgasen führt. Demnach würde das Quartier eine Kohlendioxidreduktion von 17,14 t $CO_{2\text{-äquivalente}}$ verbuchen können. Bei einer Berücksichtigung der bilanzierten spezifischen Treibhausgasemissionen nach dem Bundesumweltamt für den Stromsektor im Jahr 2023 aus dem Bericht “Entwicklung der spezifischen Treibhausgasemissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2023” vom Juni 2024 mit 380 g/kWh verringert sich die Einsparung auf 3,076 t. Es sei darauf hingewiesen, dass der Verdrängungsstrommix analog mit 380 g/kWh angesetzt wurde.

Quellen und Weiterführende Literatur:

Gebäudeenergiegesetz (GEG 2024): §22 ff. Anrechnung erneuerbarer Energien (https://www.geg-info.de/geg_2024/index.htm Abgerufen: 31.03.2025) (https://www.gesetze-im-internet.de/geg/index.html Abgerufen: 31.03.2025)

DIN EN ISO 15804:

Titel: Sustainability in buildings and civil engineering works — Core rules for environmental product declarations of construction products and services (Nachhaltigkeit von Bauwerken – Umweltproduktdeklarationen – Grundregeln für die Produktkategorie Bauprodukte), ISO-Webseite: https://www.iso.org/standard/61694.html Abgerufen: 31.03.2025

DIN EN ISO 14040:

Titel: *Umweltmanagement – Ökobilanz – Grundsätze und Rahmenbedingungen,* Offizielle Publikationsstelle: Beuth Verlag (Deutschland), ISO-Webseite (Englisch) https://www.iso.org/standard/37456.html

DIN EN ISO 14044:

Titel: *Umweltmanagement – Ökobilanz – Anforderungen und Anleitungen,* Offizielle Publikationsstelle: Beuth Verlag, ISO-Webseite https://www.iso.org/standard/38498.html

Umweltbundesamt (UBA):

https://www.umweltbundesamt.de/publikationen “Strommix”

Titel: Entwicklung der spezifischen Treibhausgas-Emissionen des deutschen Strommix in den Jahren 1990 – 2023, https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/entwicklung-der-spezifischen-treibhausgas-10 Abgerufen 31.03.2024,

https://www.umweltbundesamt.de/dokument/nationale-trendtabellen-fuer-die-deutsche-4 Abgerufen: 31.03.2025

Lebenszyklusanalyse Betriebs-/Nutzungsphase Quartier Harsefeld

Ziel und Untersuchungsrahmen (Goal & Scope)

- Ziel: Quantifizierung und Bewertung der klimarelevanten Emissionen im betrachteten Quartier für den Zeitraum 10.07.2024 bis 31.12.2024. Dabei soll der Stromverbrauch sowie die PV-Stromerzeugung berücksichtigt und die resultierende Netto-CO_2-Bilanz beurteilt werden.
- Systemgrenze:
  - Energiebezug und Energielieferung des Quartiers (Gebäude, Stromerzeugung mittels Photovoltaik).
  - Einspeisung und Bezug aus dem öffentlichen Stromnetz.
  - Nutzungsphase im Sinne der DIN EN ISO 14040/44 (Ökobilanz) – Vorketten (z. B. Herstellung der PV-Anlage) werden hier nicht detailliert betrachtet, da der Fokus auf dem energetischen Betrieb liegt.

Sachbilanz (Life Cycle Inventory, LCI)

Die vorliegenden Daten (siehe Tabelle 4) umfassen folgende Energieflüsse (Angaben in kWh) sowie zugehörige Emissionsfaktoren (Angaben in g $CO_{2\text{-Äquivalent}}$/kWh):

1. Aufgenommene elektrische Wirkarbeit Gebäude
   a. Wert: 39.798,59 kWh
   b. Interpretation: Nettostrom, den das Gebäude über den Zeitraum tatsächlich verbraucht.
2. Erneuerbare Energien PV-Anlagen
   a. Wert: 50.259,84 kWh
   b. Interpretation: Im Zeitraum erzeugte PV-Energie, die potenziell zur Deckung des Quartierbedarfs und zur Einspeisung genutzt wird.
3. EZA-Energiebezugszähler
   a. Wert: 33.911,91 kWh
   b. Interpretation: Elektrische Energie, die aus dem Netz bezogen und über den „EZA-Regler“ (Energiemanagement) erfasst wird.
4. EZA-Energielieferzähler
   a. Wert: 42.007,81 kWh
   b. Interpretation: Elektrische Energie, die ggf. ins Netz geliefert oder innerhalb des Quartiers weiterverteilt wird.
5. Differenz Energiebezug Quartier–Gebäude
   a. Wert: 5.886,68 kWh
   b. Interpretation: Abweichung zwischen gemessenem Gesamtbezug und konsumierter elektrischer Energie. Sie kann durch interne Verlustrechnungen, Messtoleranzen oder unterschiedliche Zählersysteme entstehen.
6. Differenz Energielieferung Quartier–Gebäude
   a. Wert: 8.252,04 kWh
   b. Interpretation: Mögliche Diskrepanz bei der Weiterleitung/Einspeisung, ähnlich zu Punkt (5).
7. Emissionsfaktor Strom netzbezogen (GEG 2024)
   a. Wert: 560 g $CO_{2\text{-Äquivalent}}$/kWh
   b. Interpretation: Annahme nach Gebäudeenergiegesetz (GEG) für normalen Netzstrom.
8. Emissionsfaktor elektrische Energie gebäudenah erzeugt (GEG 2024)
   a. Wert: 0 g $CO_{2\text{-Äquivalent}}$/kWh
   b. Interpretation: Vom GEG angenommene „Null-Emission“ für vor Ort erzeugten Ökostrom (z. B. PV), insofern keine Vorketten berücksichtigt werden.
9. Emissionsfaktor elektrische Energie Verdrängungsstrommix (GEG 2024)
   a. Wert: 860 g $CO_{2\text{-Äquivalent}}$/kWh
   b. Interpretation: Höherer Emissionsfaktor, um den Effekt einer Netzeinspeisung zu bewerten, da diese konventionelle (fossile) Kraftwerke verdrängen kann.
10. Bilanz EZA-Regler GEG
    a. Wert: −17,14 t $CO_{2\text{-Äquivalent}}$/Zeitraum
    b. Interpretation: Laut GEG-Berechnung ergibt sich eine negative CO_2-Bilanz (Einsparung), da PV-Einspeisung fossile elektrische Energie im Netz ersetzt.
11. Emissionsfaktor elektrische Energie netzbezogen (UBA 2023)

   a. Wert: 380 g $CO_{2\text{-Äquivalent}}$/kWh
   b. Interpretation: Repräsentativer Durchschnittswert des Umweltbundesamtes für Deutschland (realer Strommix).
12. Bilanz EZA-Regler Umweltbundesamt
   a. Wert: −3,08 t $CO_{2\text{-Äquivalent}}$/Zeitraum
   b. Interpretation: Analoge Berechnung zur GEG-Bilanz, jedoch unter Nutzung des realen, niedrigeren UBA-Strommixfaktors. Dies verringert die errechnete CO_2-Einsparung.

Wesentliche Ergebnisse (Life Cycle Impact Assessment, LCIA)

- Die Gebäude verbrauchen im Berichtszeitraum insgesamt rund 40 MWh elektrische Energie.
- Die PV-Anlage produziert im gleichen Zeitraum etwa 50 MWh, also mehr als der reine Gebäudebedarf.
- Dennoch erfolgt ein Netzbezug (33,9 MWh) sowie eine Netzeinspeisung (42,0 MWh), was auf zeitliche Verschiebungen von Verbrauch und Produktion hindeutet (z. B. PV-Produktion am Tag, höherer Strombedarf am Abend).
- Bilanz gemäß GEG-Faktoren:
   - Strombezug wird mit 560 g/kWh veranschlagt.
   - Einspeisung wird mit 860 g/kWh „gutschrieben“ (Verdrängung konventionellen Stroms).
   - Ergebnis: −17,14 t $CO_{2\text{-Äquivalent}}$: Formal betrachtet eine hohe Einsparung durch den angenommenen Verdrängungsstrommix.
- Bilanz gemäß UBA-Faktoren:
   - Netztstrom liegt bei 380 g/kWh im Durchschnitt.
   - Einspeisung kann ebenfalls keine vollständige Verdrängung fossiler Kraftwerke annehmen.
   - Ergebnis: −3,08 t $CO_{2\text{-Äquivalent}}$, also eine deutliche Reduktion der Einsparung im Vergleich zur GEG-Berechnung.

Diskussion und Interpretation

1. Abhängigkeit von Emissionsfaktoren: Die stark divergierenden Gesamtergebnisse (−17,14 t vs. −3,08 t $CO_{2\text{-Äquivalent}}$) zeigen, dass die Wahl der Emissionsfaktoren erhebliche Auswirkungen auf die Bilanz hat. Das GEG rechnet bewusst mit einem hohen Verdrängungsfaktor (860 g/kWh), um regenerative Energieerzeugungsanlagen zu fördern. Das reale Einsparpotenzial ist nach UBA-Faktoren tendenziell geringer einzustufen.
2. Zeitliche Entkopplung von Verbrauch und Erzeugung: Trotz einer insgesamt höheren PV-Erzeugung (50,3 MWh) als Verbrauch (39,8 MWh) kommt es zu einem Netzbezug von rund 34 MWh, was auf Speicherdefizite oder Lastmanagement-Lücken hinweist. Mit intelligenten Stromspeichern oder Demand-Side-Management ließe sich der Eigenverbrauchsanteil steigern und der Netzbezug reduzieren.
3. Verluste und Differenzen: Die in der Tabelle ausgewiesenen Differenzen (5.886,68 kWh beim Bezug / 8.252,04 kWh bei der Lieferung) gehen auf die im untersuchten Zeitraum noch nicht vollständig datentechnisch erschlossene Häuser mit aktiv genutzten Wallboxen zurück. Das regelmäßige Laden von Elektrofahrzeugen gehört nachweislich zu den energetisch intensivsten Vorgängen im Quartier und generiert eine nicht unwesentliche Diskrepanz in den Bilanzen – ein Umstand an deren Lösung momentan aktiv gearbeitet wird.
4. Relevanz für Gebäudeenergiegesetz (GEG) und Klimabilanz:
   - Gebäude, die einen Großteil ihres Bedarfs durch Solarenergie decken, können die GEG-Vorgaben in der Regel leicht einhalten.
   - Die hier erzielte Netto-Null- oder sogar Negativ-Bilanz (im Sinne der offiziellen GEG-Werte) unterstreicht das Klimaschutzpotenzial von quartiersbezogenen, dezentralen Energiekonzepten.
   - Eine realistische Betrachtung über das UBA zeigt allerdings, dass die tatsächliche Emissionsminderung geringer ausfällt, wenn man einen konservativeren Emissionsfaktor ansetzt.

Schlussfolgerungen

1. Technisches Klimaschutzpotenzial: Ein Überschuss an PV-Strom kann in offiziellen Bilanzen zu signifikanten Emissionsreduktionen (oder sogar Gutschriften) führen.
2. Bewertung nach realen Strommixfaktoren: Setzt man niedrigere Emissionsfaktoren (z. B. vom UBA) ein, verschiebt sich die Bilanz deutlich in Richtung einer realitätsnäheren Einsparung.
3. Entscheidende Rolle von Speicher und Lastmanagement: Um den Bedarf an konventionellem Netzstrom zu minimieren, sollte das Quartier auf Stromspeicher und intelligente Steuerungen setzen. Die hohe Einspeisung (42 MWh) und der zeitgleiche Bezug (34 MWh) zeigen das Potenzial für Eigenverbrauchsoptimierung.

Ausblick

- Weitere Ökobilanzaspekte wie Graue Energie (Herstellung der PV-Module), Entsorgung und Wartung könnten in einer umfassenderen Studie einbezogen werden.
- Langfristig ist der verfügbare Speicher, z. B. durch Batterien oder Elektrofahrzeuge (Vehicle-to-Grid), von hoher Bedeutung, um saisonale Schwankungen besser zu kompensieren.
- Die Abstimmung auf künftige Regulatorik (z. B. Weiterentwicklung des GEG, voraussichtlich verringerte Strom-Emissionsfaktoren aufgrund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien) könnte dazu führen, dass Quartierslösungen in Zukunft noch höhere Einsparpotenziale realisieren.

2.8 Bewertung der Quartiereffizienz über dimensionslose Kennzahlen

Die Bildung der Kennzahlen für das Quartier ist anhand der Datenlage nicht belastbar möglich und ist aus diesem Grund erst im nächsten Bericht geplant.

2.9 Hindernisse in der Datenerfassung

Im Laufe des Jahres 2024 wurden nach und nach Häuser und Messpunkte hinzugefügt. Ab Mitte des Jahres (28.05.2024) wurden die Daten nicht mehr einmal täglich per CSV-Datei mit einer 15-minütigen Abtastrate übermittelt, sondern direkt aus dem Quartier per MQTT in einer zentralen Datenbank gespeichert. Ab diesem Zeitpunkt wurden Daten nur aktualisiert, wenn Änderungen an einem Datenpunkt festgestellt wurden, es gibt keine feste Abtastrate.

Die vorherige Datenabtastrate von 15 Minuten wurde als zu gering für eine aussagekräftige Auswertung eingestuft, da schnelle Änderungen innerhalb dieses Zeitfensters nicht erfasst wurden. Im Laufe des Jahres kam es mehrfach zu Unterbrechungen der Datenübermittlung (siehe Abschnitt 2.1). Dabei ist einmal das Gateway im Quartier abgestürzt. Der zweite Ausfall wurde auf der Empfängerseite der Datenbank durch eine fehlerhafte Wiederanmeldung am MQTT-Server verursacht. Als Gegenmaßnahme wurde ein automatisierter Neustart der Übermittlung auf der Empfängerseite eingeführt, der nun jede Stunde erfolgt, um die möglichen Ausfallzeiten so gering wie möglich zu halten.

Diese Ausfälle wurde als kritische Fehlerquelle für ein zukünftiges Energiemanagementsystem und die Bewertung des Quartiers identifiziert, sodass eine nachhaltigere Lösung erforderlich ist. Es wurden mehrere Raspberry Pis in das Quartiersnetz integriert, die im weiteren Projektverlauf unabhängig voneinander Daten aus dem Quartier an die Datenbank übermitteln sollen. Ziel ist es, diesen *Single Point of Failure* zu eliminieren und eine ausreichend hohe Redundanz zu schaffen. Ein weiteres Problem ist der unregelmäßige Ausfall einzelner Datenpunkte in den verbauten gebäudetechnischen Anlagen. Systeme übermittelt weiterhin Daten, jedoch fallen einzelne Messpunkte aus. Die genaue Ursache dieser Ausfälle ist bislang ungeklärt.

Um diesen Fehler weiter einzugrenzen, wurden die zusätzlichen Raspberry Pis so konfiguriert, dass sie die Modbus-Adressen mit einer festen Abtastrate von 30 Sekunden abfragen. Zudem werden kritische Datenpunkte, wie die Leistungsaufnahme einzelner Geräte, wo immer möglich, über mehrere Systeme erfasst. Leider ist die Redundanz bis zum jetzigen Zeitpunkt nur bei den Wärmepumpen möglich.

Weitere Details hierzu sind im Abschnitt „Aufbaudiagramm mit Messstellen & Gebäudetechnik“ zu finden.

Ein weiteres Problem in der Umsetzung ergab sich durch die unzureichende Absicherung des Netzwerks. Das Netzwerk muss von der Nutzung von unbekannten Geräten gesichert werden, um die Netzwerkstabilität gewährleisten zu können. Vor Ort wurde festgestellt, dass Geräte aus dem Quartiersnetz entfernt und in ein anderes Netzwerk eingebunden wurden. Dies führte kurzfristig zu einem Abbruch der Datenverbindung und hatte langfristig zur Folge, dass die betroffenen Geräte ihre zugewiesene feste IP-Adresse verloren. Dadurch konnten sie auch nach einem Rückbau nicht wieder ausgelesen werden, und die erneute Zuordnung der richtigen IP-Adressen zu den jeweiligen Geräten steht bis heute aus. Mindestens eine Wärmepumpe lässt sich trotz korrekter IP-Adressenzuordnung nicht auslesen. Die Ursache ist noch ungeklärt, ein Defekt oder eine fehlerhafte Konfiguration der Wärmepumpe ist nicht auszuschließen.

Zudem gibt es ein Haus (*Warwick*) mit einer Wärmepumpe, für die ein zusätzliches Gateway erforderlich ist, um die Datenpunkte per Modbus auslesen zu können. Dieses Gateway wurde nicht installiert, sodass diese Wärmepumpe derzeit nicht ausgewertet werden kann.

2.10 Erkenntnisse Quartier

- Folgt in späteren Berichten -

2.11 Netzdienlichkeit des Quartieres

Das folgende Kapitel untersucht das städtische Quartier, in dem diverse Smart-City-Elemente, unter anderem auch Photovoltaikanlagen (PV-Anlagen) implementiert sind, auf seine Netzdienlichkeit. Die PV-Anlagen speisen überschüssigen Strom in das öffentliche Netz ein, wobei die Netzfrequenz (in Europa standardmäßig 50 Hz) eine wichtige Rolle spielt. Der Begriff der Netzdienlichkeit resultiert aus einem flexiblen Verhalten von Produzenten und Verbrauchern am Verbundnetz, z. B. wenn der Bezug beziehungsweise die Einspeisung dabei hilft das öffentliche Stromnetz zu stabilisieren. Dazu wurden die aufgezeichneten Daten des EZA-Reglers im Quartier mit der jeweiligen Verbundnetzfrequenz sowie die zugehörige Leistungsaufnahme beziehungsweise –abgabe zur Hilfe genommen.

Datenquellen:

- *Frequenzdaten:* Enthalten Zeitstempel und gemessene Frequenzwerte (in Hz).
- *Leistungsdaten:* Enthalten Zeitstempel und gemessene Leistungswerte (in W), wobei negative Werte typischerweise das Einspeisen (Liefern) und positive Werte das Beziehen (Entnehmen) vom Netz kennzeichnen.

Betrachtungszeitraum und Datensatz

Der Betrachtungszeitraum zur Analyse umfasst den Zeitraum vom 01.07.2024 bis 01.01.2025 00:00 Uhr mit insgesamt rund 5 Mio. Datensätzen.

Vorverarbeitungsschritte und Definitionen

Die Vorverarbeitungsschritte enthalten reguläre Datenverarbeitungsaufgaben aber auch die Definition wichtiger Parameter für die vorliegende Datenanalyse. Das Datenpaar Leistung und Frequenz werden asynchron ausgelesen, daher ist es notwendig eine Schrittweite zu definieren, die es ermöglicht gleichzeitig zugehörige und zeitnahe Datenpaare für die Analyse zu selektieren. Die kleinste Schrittweite hier beträgt 10 Sekunden. Für die Bewertungsskala wurde die höchste absolute Ausprägung der Leistung von 150,33 kW ermittelt.

Dynamische Bewertungslogik

Die Bewertungsskala wird auf 0-100 festgesetzt. Ein hoher Index (nahe 100) deutet auf überwiegend netzdienliches Verhalten hin, ein niedriger Index (nahe 0) weist auf ein überwiegend destabilisierendes Verhalten hin. Für die Analyse der Frequenz (f) und Leistung (P) werden folgende Fälle unterschieden:

Skalierungsfaktor

Der Skalierungsfaktor ist das Verhältnis der aktuell durchschnittlich ermittelten Leistung zur maximalen beobachteten absoluten Leistung, zwischen 0 und 1. Eine Ausprägung von 75 kW würde bei der hier gemessenen Maximalausprägung von 150,33 kW etwa 0,5 ergeben. Damit wird jede Leistung auf einen einheitlichen Maßstab gebracht und ermöglicht eine feinkörnige Bewertung der Messgruppen auch innerhalb der vordefinierten Fälle.

Fallunterscheidung:

1. **Fall: $\bar{f}$ < 49.98 Hz**
   - **Einspeisen ($\bar{P}$ < 0):**
     Rating = 75 + 25 * Skalierungsfaktor
     (Möglicher Wertebereich: 75 bis 100)
   - **Beziehen ($\bar{P}$ > 0):**
     Rating = 24 - 24 * Skalierungsfaktor
     (Möglicher Wertebereich: 24 bis 0)
2. **Fall: 49.98 Hz <= $\bar{f}$ < 50.00 Hz**
   - **Einspeisen ($\bar{P}$ < 0):**
     Rating = 50 + 25 * Skalierungsfaktor
     (Möglicher Wertebereich: 50 bis 75)
   - **Beziehen ($\bar{P}$ > 0):**
     Rating = 50 - 26 * Skalierungsfaktor
     (Möglicher Wertebereich: 50 bis 24)
3. **Fall: 50.00 Hz <= $\bar{f}$ < 50.02 Hz**
   - **Beziehen ($\bar{P}$ > 0):**
     Rating = 50 + 25 * Skalierungsfaktor
     (Möglicher Wertebereich: 50 bis 75)
   - **Einspeisen ($\bar{P}$ < 0):**
     Rating = 50 - 26 * Skalierungsfaktor
     (Möglicher Wertebereich: 50 bis 24)
4. **Fall: $\bar{f}$ >= 50.02 Hz**
   - **Beziehen ($\bar{P}$ > 0):**
     Rating = 75 + 25 * Skalierungsfaktor
     (Möglicher Wertebereich: 75 bis 100)
   - **Einspeisen ($\bar{P}$ < 0):**
     Rating = 24 - 24 * Skalierungsfaktor
     (Möglicher Wertebereich: 24 bis 0)

Sonderfall: Falls P = 0, wird das Rating neutral (50) gesetzt.

Anschließend wird das Rating immer auf den Wertebereich [0, 100] begrenzt. Die Bewertungen werden in drei Kategorien unterteilt:

- 0 bis 24: **destabilisierend**

- 25 bis 74: **neutral**
- 75 bis 100: **netzdienlich**

Visualisierung – Kreisdiagramm (siehe Abbildung 14)

- Jeder Sektor des Kreises entspricht einem Anteil der Gesamtzahl der Zeitfenster.
- Die Farbcodierung lautet:
  - **Rot:** destabilisierend
  - **Gelb:** neutral
  - **Grün:** netzdienlich

Visualisierung – Balkendiagramm (siehe Abbildung 15)

Das Balkendiagramm zielt darauf ab intersaisonale Vergleiche anzustellen und gruppiert die Ergebnisse monatsweise.

- Die X-Achse zeigt ausgeschriebene Monatsnamen (z. B. Januar, Februar etc.).
- Für jeden Monat werden drei Balken gezeichnet, die die prozentuale Verteilung der Kategorien (rot, gelb, grün) darstellen.
- Die Y-Achse erstreckt sich von 0 % bis 100 %.

Zusammenfassung und Deutung des Netzdienlichkeitsindex

Für jedes definierte Zeitfenster wird ein Netzdienlichkeitsindex erstellt, der angibt, inwiefern die jeweilige Einspeisung bzw. der Netzbezug zu Stabilität des Stromnetzes beiträgt.

- **Einspeisung bei Unterfrequenz** (f < 49.98 Hz) führt zu höheren Bewertungen (nahe 100), da das Einspeisen den Netzfrequenzabfall ausgleicht.
- **Bezug bei Überfrequenz** (f > 50.02 Hz) erzielt ebenfalls hohe Bewertungen, da hier das Netz durch den Strombezug stabilisiert wird.
- Die dynamische Bewertungslogik, die in acht spezifische Fälle unterteilt ist, erlaubt eine differenzierte Analyse der Netzinteraktion.
- Der aggregierte Index (Mittelwert aller Bewertungen) liefert eine Kennzahl, die den gesamten Zeitraum charakterisiert.

Analyse der Ergebnisse

Das Kreisdiagramm in der Abbildung 14 verdeutlicht die prozentuale Aufteilung der analysierten Zeitfenster in den drei Bewertungsbereichen, destabilisierend, neutral und netzdienlich. Ungefähr zwei Drittel der Vorkommnisse sind im neutralen Bereich vorzufinden mit **65 Prozent**, **20,9 Prozent** fallen auf negative Beobachtungen und **14,1 Prozent** sind stützende Interaktionen. Auf einer Skala von 0-100 beträgt der gesamte Netzdienlichkeitsindex in dem Betrachtungszeitraum auf **48,139** leicht unter 50 welches für ein perfekt neutrales Verhalten, bzw. keinen Einfluss auf das öffentliche Netz steht.

Das Balkendiagramm in der Abbildung 15 visualisiert die Ergebnisse der Analyse des potenziellen saisonalen Einflusses auf die Ergebnisse und hilft eventuelle Muster zu erkennen. Dazu wurde die Beobachtung über jeweils einen Monat von Juli bis Dezember kumuliert und in gleiche Kategorien eingeteilt. Auf den ersten Blick ist erkennbar, dass die als neutral gedeutete Bezüge bzw. Einspeisungen ohne bzw. mit einem geringen Einfluss abermals über alle Monate dominieren. Destabilisierende Beobachtungen nehmen von **16 Prozent** im Juli auf **27 Prozent** im Dezember zu, während netzdienliche Beobachtungen von **21 Prozent** bis auf **5 Prozent** sinken.

Es liegt eine Vermutung nahe, dass dieser Trend mit der Einspeiseleistung für PV-erzeugten Überschüsse zusammenhängt. Betrachtet man die Abbildung 5: Bilanzierte Darstellung von Bezug und Lieferung pro Monat., wird man erkennten, dass das Quartier von Juli bis Dezember saisonbedingt immer weniger Überschüsse aus regenerativer Eigenproduktion einspeisen kann und über den Zeitraum von einem Nettolieferanten zum Nettokonsumenten wandelt. Bedenkt man weiter, dass die Lieferung immer mit einer Frequenzanpassung seitens des Wechselrichters einhergeht, der Bezug jedoch nicht, könnte man schlussfolgern, dass der Lieferantenmodus generell anpassungsfähiger und

damit netzdienlicher ist. Eine Ganzjahresuntersuchung ist in diesem Fall absolut notwendig, um diese Behauptung genauer zu untersuchen und die Netzdienlichkeit des Quartiers über ein volles Jahr zu ermitteln.

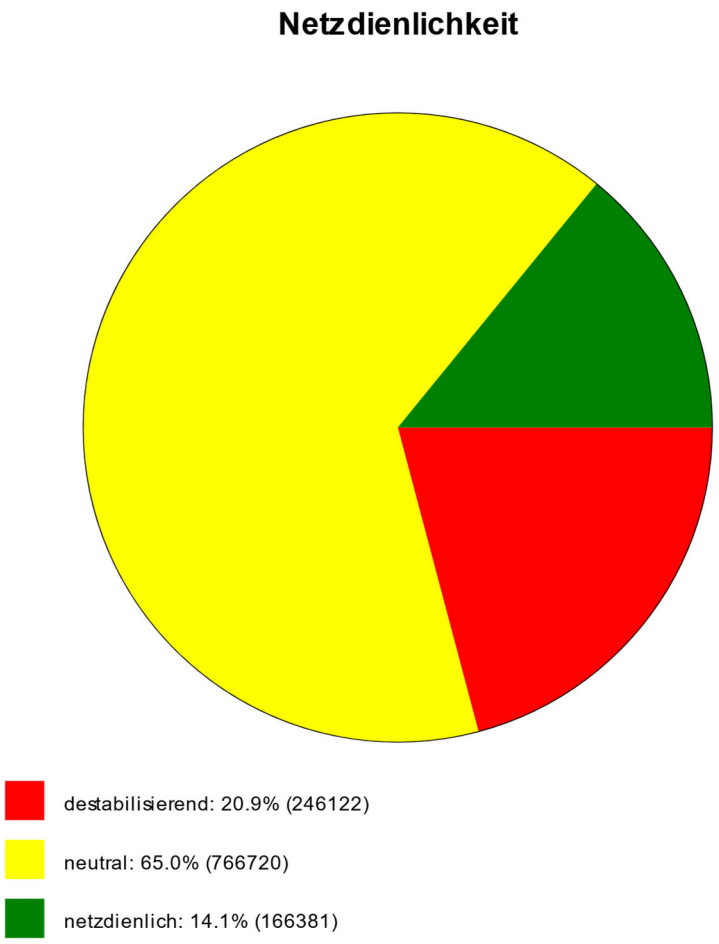

Abbildung 14: Anteilig bewertetes Bezugsverhalten mit Gewichtung des Quartiersnetz zum Verbundnetz für den kompletten gemessenen Zeitraum. Gewichtet wurde das Verhalten anhand der Spanne des maximalen Bezugs und der maximalen Lieferung.

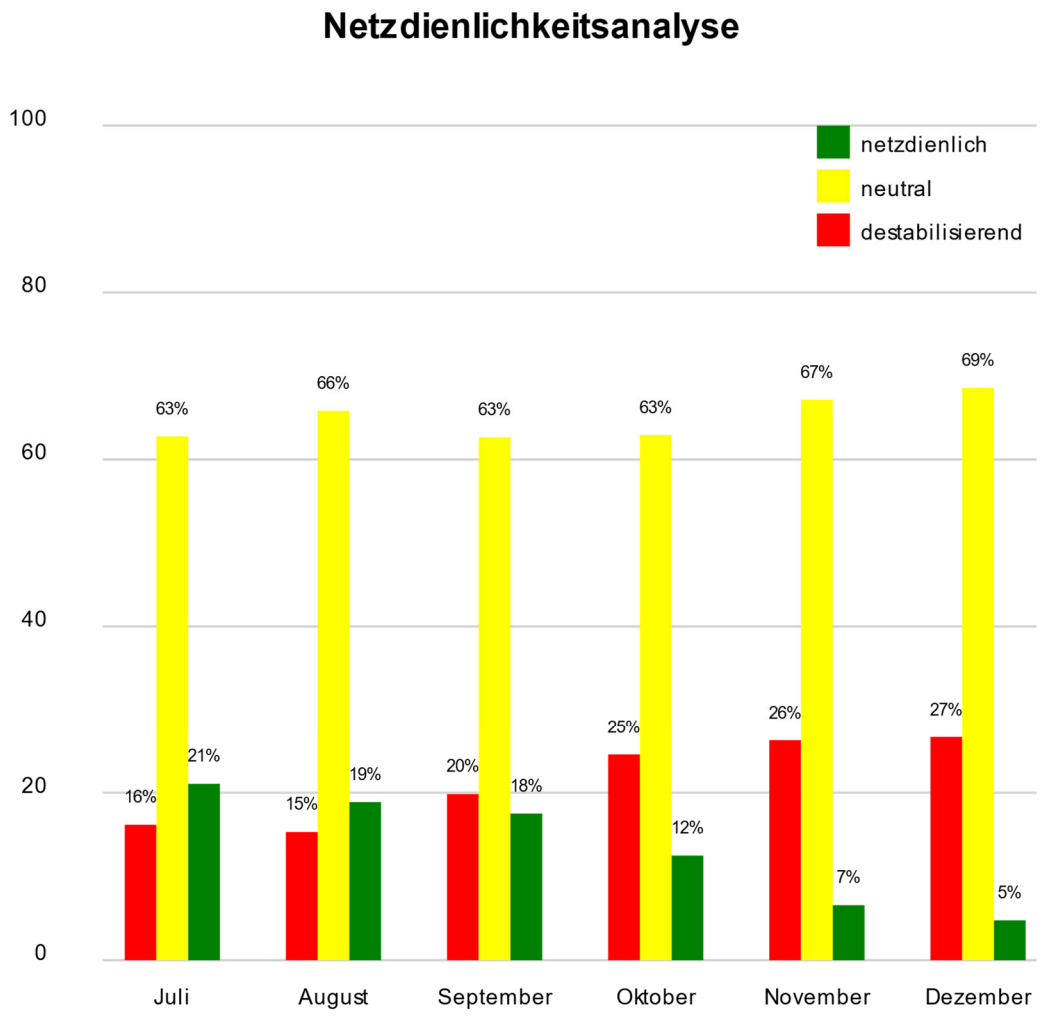

Abbildung 15: Netzdienlichkeitsanalyse, monatliche Übersicht

2.12 Perspektivische Anpassungen und Empfehlungen

Neben der im Abschnitt 2.9 beschriebenen und im Folgenden weiter vertieften Verbesserung der Datenqualität gilt es, die Akzeptanz für die Maßnahmen zur Netzdienlichkeit zu erhöhen.

Im Rahmen des Forschungsprojekts wurden bereits zwei Mieterveranstaltungen durchgeführt. Ziel war es, die Mieter aktiv in das Forschungsvorhaben einzubinden, um so die Akzeptanz für die Maßnahmen zu steigern.

Die Rückmeldungen aus dem Quartier während der Veranstaltungen fielen sehr unterschiedlich aus und reichten von „hochinteressiert und technisch versiert“ bis hin zu „Ich weiß eigentlich nicht mal, was für Technik verbaut ist und wofür“. Auch der Datenschutz wurde mehrfach angesprochen, wobei einige Teilnehmer Bedenken äußerten.

Für eine erfolgreiche Umsetzung stellt die Interaktion zwischen Forschung und Stakeholdern einen zentralen Engpass dar, der in der verbleibenden Projektlaufzeit verstärkt berücksichtigt werden sollte. Wie bereits in Abschnitt 2.9 angedeutet, weist das Quartier zu viele potenzielle Stellen auf, an denen der Ausfall eines Systems zu einem vollständigen Datenabriss führen kann. Dies ist besonders kritisch, wenn ein Energiemanagementsystem möglichst schnell auf das Verhalten des Quartieres Einfluss nehmen muss.

Eine mögliche Lösung für dieses Problem ist die Redundanz von Messstellen, um Ausfälle kompensieren zu können. Diese Redundanz ist aktuell nicht gegeben. Dazu zählen bei einem dezentralen Energiemanagementsystem sowohl die Datenübertragung aus dem Quartier als auch die Erfassung vor

Ort. Kritische Punkte sind dabei: Messstellen, Quartiersnetz, Gateway, allgemeine Netzanbindung und die Datenbank.

- Messpunkte: Die einzelnen Sensoren/Datenpunkte fallen in unregelmäßigen Abständen aus und übertragen keine Daten mehr. Dies kann zum aktuellen Zeitpunkt nicht automatisch erkannt werden. Es wird eine Funktion benötigt, die detektiert, wenn nach einem bestimmten Zeitraum keine neuen Daten mehr übermittelt werden.
  Wünschenswert wäre zudem, dass diese Funktion bei einem Ausfall direkt eine Benachrichtigung ausgibt und den Messpunkt, sofern möglich, aus anderen Datenquellen ermittelt. Kritische Messpunkte, die für die Entscheidungen des Quartiersmanagementsystems jederzeit benötigt werden, müssen daher redundant ausgeführt oder alternativ ermittelt bzw. berechnet werden können.
- Quartiersnetz: Das Quartiersnetz muss vor unautorisierten Änderungen geschützt werden. Es hat sich gezeigt, dass fest zugewiesene IP-Adressen in den Geräten nicht ausreichend vor Änderungen geschützt sind. Eine Zuordnung der IP-Adressen über die feste MAC-Adresse des Geräts ist der manuellen Einstellung fester IP-Adressen im Gerät vorzuziehen.
  Es muss sichergestellt werden, dass die Geräte nicht aus dem Netz entfernt werden können.
  Eine Verwendung des Quartiersnetztes durch Dritte für die private Nutzung muss ausgeschlossen werden.
- Gateway: Wie in Abschnitt 2.9 *Hindernisse in der Datenerfassung* bereits erwähnt, ist das Gateway des Quartiers im Jahr 2024 einmal ausgefallen. Für ein externes Quartiersmanagement, das auf diese Verbindung für regelnde Eingriffe angewiesen ist, ist eine zuverlässige Verbindung unerlässlich
  Eine ausfallsichere Alternative muss vorgesehen werden. Dies kann z.B. durch ein redundantes Gerät sichergestellt werden.
- Allgemeine Netzanbindung: Auch ein Ausfall des Internets kann nicht ausgeschlossen werden. Dies sollte bei der zukünftigen Planung berücksichtigt werden. Gegebenenfalls kann ein zusätzlicher Anschluss an das Internet als Backup über Funk eingerichtet werden, der ausschließlich der Datenübermittlung der verbauten Geräte dient. Zusätzlich werden ab dem Zeitpunkt dieser Berichterstellung die Daten auch lokal im Quartier gespeichert, um im Falle eines Internetausfalls weiterhin Zugriff auf die Forschungsdaten zu haben.
- Datenbank: Die Speicherung der Quartiersdaten auf einem einzigen Server ist keine sichere Lösung, da ein Ausfall des Servers, sei es durch Angriffe oder technische Störungen, zu Datenverlust führen kann.
  Aus diesem Grund wird regelmäßig ein Backup des Servers erstellt. Zusätzlich läuft ein zweiter Server an einem anderen Standort als redundante Datensicherung.

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.

Mit Ausnahme der Häuser *Windsor*, *Warwick* und *Conwy* speisen alle PV-Anlagen vorbei an den Hauseingangsstromzählern direkt in das Quartiersnetz ein. Die erzeugte Energie wird anschließend entweder auf die Verbraucher innerhalb des Quartiers verteilt 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 15). Im Jahr 2024 war der zentrale Quartierspeicher mit 144 kWh im Gegensatz zu den zwei öffentlichen Ladepunkten noch nicht im Betrieb und wird aus diesem Grund nicht mit aufgeführt.

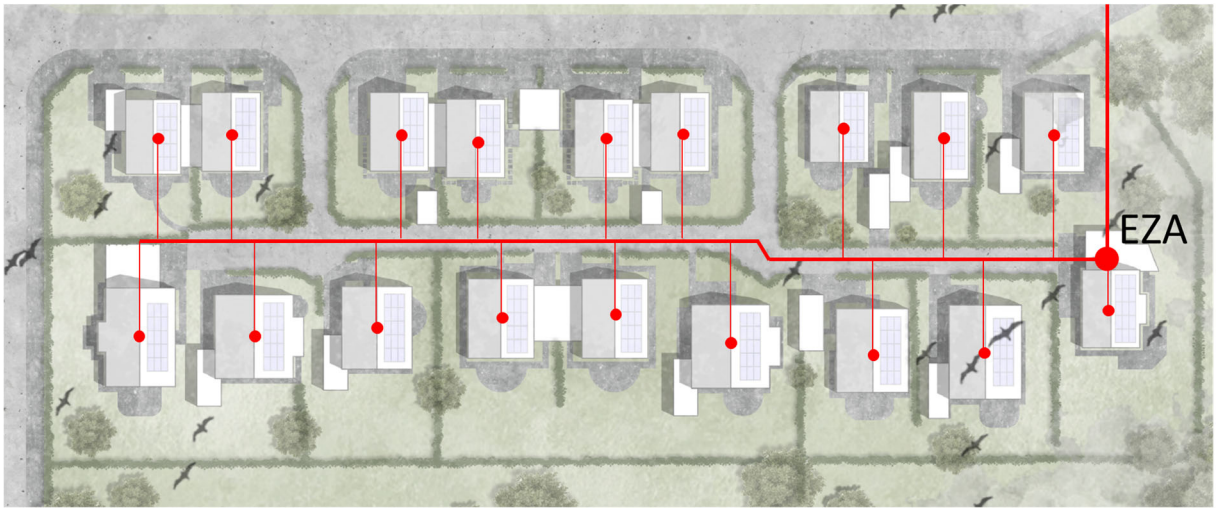

Abbildung 16: Übersicht des Quartiernetztes mit dem Netzanschlusspunkt und dem EZA-Regler zum Verbundnetz.

Die Gebäudetechnik und die Messstellen der einzelnen Häuser sind entsprechend den Übersichten in Abbildung 17 (Gebäude mit Außenluftwärmepumpen) und Abbildung 18 (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 17 und Abbildung 18 als Quartiersnetzwerk dargestellt. Die verbauten Systeme sind von unterschiedlichen Herstellern.

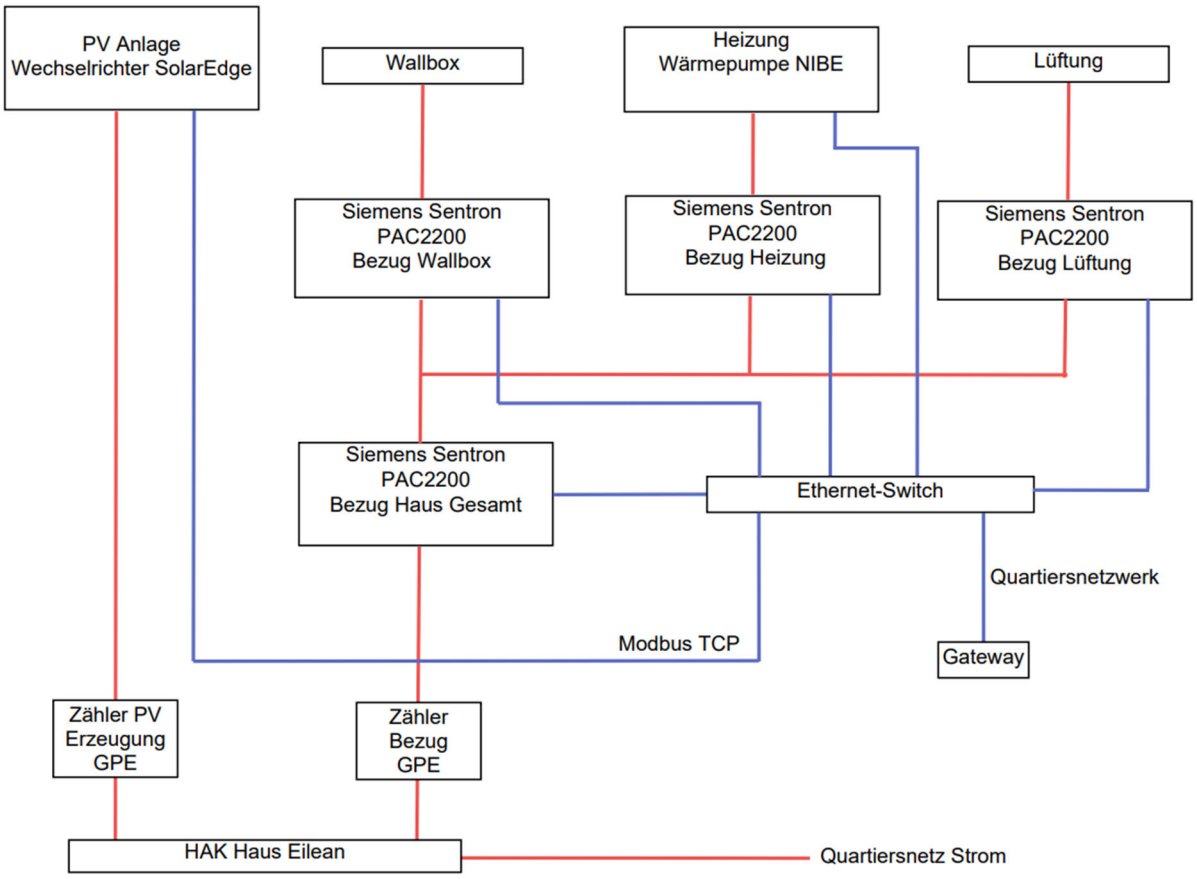

Abbildung 17: Schematischer Aufbau der Häuser mit NIBE F2050-6 Außenluftwärmepumpen, Stromleitungen in Rot, Modbus TCP/IP in Blau. Übersicht bereitgestellt von Viebrockhaus AG

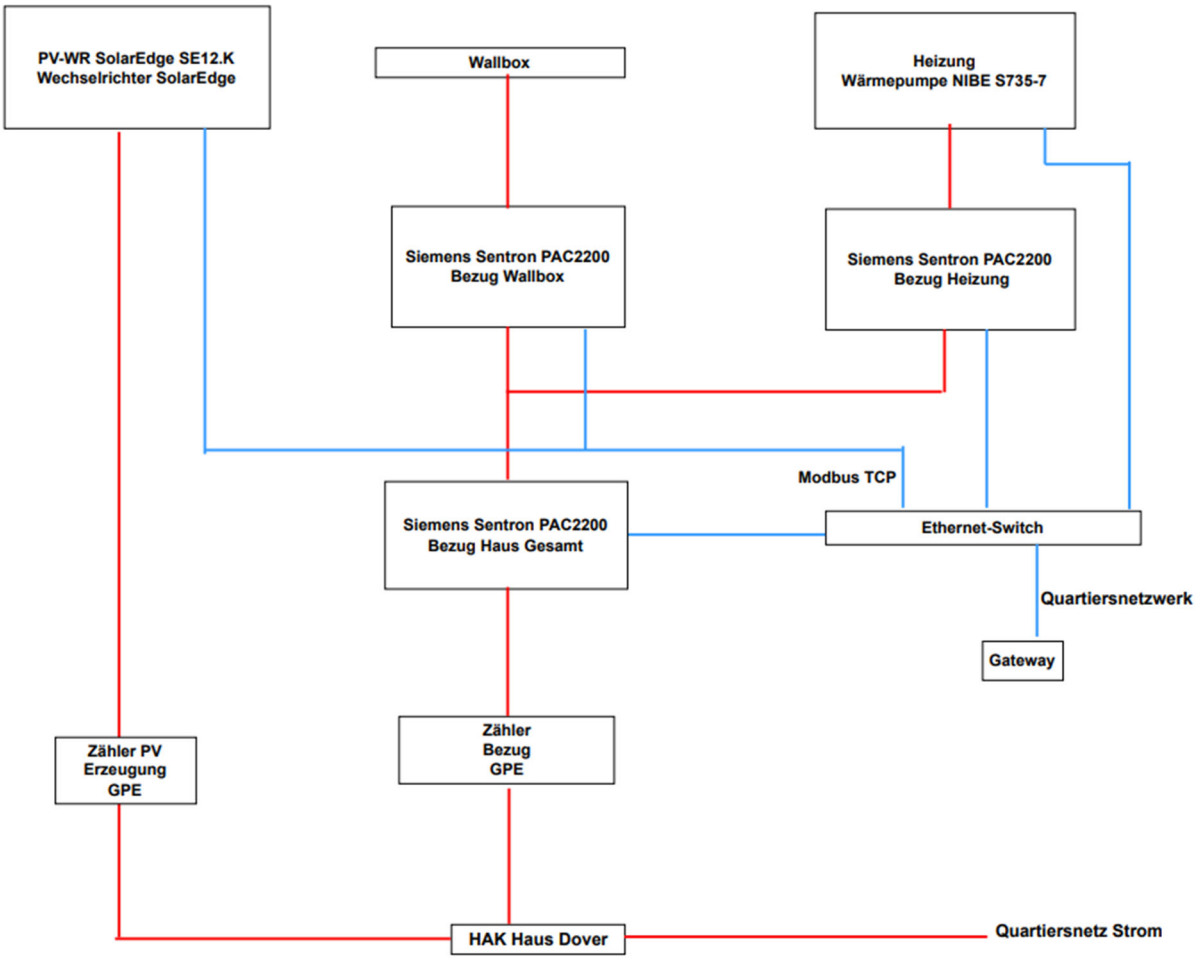

Abbildung 18: Schematischer Aufbau der Häuser mit Abluftwärmpumpen, Stromleitungen in Rot, Modbus TCP/IP in Blau.

Die Haus *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 erzeuge 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 Quartiersgebäuden. Das Erste der Drei besonderen Häuser besitzt ein Hauskraftwerk von E3DC, indem die sektorübergreifenden Energiestrome 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 den Abbildungen 17 und 18.

3.2 Produzierte Energie auf dem Gebäude

3.2.1 PV-Erzeugung im Quartier

Im Folgenden werden die Auswertungen der PV-Erzeugungsdaten (Juli bis Dezember) für unterschiedliche Häuser in dem Quartier dargestellt. Es wurden Kennzahlen berechnet, die einerseits die durchschnittliche monatliche Erzeugung pro Haus aufzeigen und andererseits die spezifische Erzeugung pro Quadratmeter (m²) und pro kWp an installierter Leistung. Zudem wird die Erzeugung des gesamten Quartiers betrachtet. Als Grundlage für Berechnung werden die gemessenen Daten aus der Tabelle 5 herangezogen.

Tabelle 5: Monatliche Erzeugung und technische Parameter PV-Anlagen

Objekt	Juli	August	September	Oktober	November	Dezember	Summe kWh	PV-Fläche in m²	kWp
Alnwick	0	0	0	0	0	0	0	79,29	18
Arundel	707,38	919,48	729,16	196,27	111,46	65,25	2729	79,29	9,68
Bodiam	0	0	0	0	0	0	0	71,5	14,58
Caerphilly	1260,32	980,87	0	0	0	0	2241,19	71,7	15,75
Carrickfergus	720,79	1245,08	839,92	134,11	84,26	80,34	3104,5	71,7	15,75
Conwy	90,29	155,49	214,91	151,03	121,09	72,04	804,85	0	15,75
Doune	618,1	801,29	628,85	164,91	94,45	57,16	2364,76	53,57	9,68
Dover	0	1476,9	1039,7	272,89	148,16	85,6	3023,24	71,5	10,935
Edinburgh	988,72	404,23	2125,96	334,63	193,11	105,2	4151,85	71,5	12,15
Eilean	1235,52	1601,01	1280,07	344,97	181,79	99,07	4742,43	72,14	12,95
Hampton	698,3	639,02	481,88	230,19	85,64	64,32	2199,36	71,4	12,375
Inveraray	592,48	726,04	555,73	108,81	103,99	39,57	2126,63	71,7	11,25
Leeds	1216,5	1556,66	1212,62	287,66	0	0	4273,45	71,15	12,375
Ludlow	532,76	993,93	548,02	78,63	89,38	34,37	2277,1	71,4	11,25
Raby	1031,55	1175,03	1130,3	208,6	59,31	51,36	3656,16	71,4	15,75
Stirling	767,87	996,9	784,33	201,21	98,31	53,42	2902,03	53,3	7,92
Warwick	0	0	0	0	0	0	0	0	8,73
Windsor	671,36	867,71	688,2	188,77	102,05	56,72	2574,8	93,69	16,875
							43171,35	1146,23	231,75

Die mit einer Null gekennzeichneten Stellen weisen darauf hin, dass die Kalkulation der vorliegenden Größen in bestimmten Zeitpunkten nicht möglich war. Die häufigsten Gründe dafür sind unter anderem: unvollständige oder nicht vorhandene bauliche und technische Eigenschaften einer Wohneinheit, Anlagen, die noch nicht verbaut oder angeschlossen waren und demnach keine Daten geliefert haben und Störungen im Kommunikationsverlauf.

<u>Berechnungsgrundlagen</u>

a) Durchschnittliche monatliche Erzeugung pro Haus
Formel:
Ø Monat (kWh/mtl.) = (Summe kWh) ÷ 6 Monate
Beispiel:
43.171,35 kWh ÷ 6 Monate ≈ 7.195,23 kWh/ mtl.

b) Durchschnittliche monatliche Erzeugung pro m²
Formel:

Ø Monat pro m² = (Ø Monat (kWh/mtl.)) ÷ (PV-Fläche in m²)
Beispiel:
7.195,23 kWh/mtl. ÷ 995,44 m² ≈ 7,23 kWh / (m²· mtl.)

c) Durchschnittliche monatliche Erzeugung pro kWp
Formel:
Ø Monat pro kWp = (Ø Monat (kWh/ mtl.)) ÷ (kWp)
Beispiel:
7.195,23 kWh/Monat ÷ 190,44 kWp ≈ 37,80 kWh / (kWp· mtl.)

Tabelle 6: Ergebnisstabelle PV-Erzeugung; "-(n.v.)" - nicht verfügbar, Berechnung der Kennzahl wegen Fehlenden Daten nicht möglich

Objekt	Summe (kWh)	Ø Monat (kWh/ mtl.)	PV-Fläche (m²)	kWp	Ø Monat / m² (kWh/(m²· mtl.))	Ø Monat / kWp (kWh/(kWp· mtl.))
Alnwick	0	0	79,29	18	0	0
Arundel	2.729,00	454,83	79,29	9,68	5,74	46,99
Bodiam	0	0	71,5	14,58	0	0
Caerphilly	2.241,19	373,53	71,7	15,75	5,21	23,73
Carrickfergus	3.104,50	517,42	71,7	15,75	7,22	32,85
Conwy	804,85	134,14	0	15,75	– (n.v.)	8,52
Doune	2.364,76	394,13	53,57	9,68	7,36	40,71
Dover	3.023,24	503,87	71,5	10,935	7,05	46,09
Edinburgh	4.151,85	691,98	71,5	12,15	9,68	56,96
Eilean	4.742,43	790,4	72,14	12,95	10,96	61,05
Hampton	2.199,36	366,56	71,4	12,375	5,14	29,63
Inveraray	2.126,63	354,44	71,7	11,25	4,94	31,51
Leeds	4.273,45	712,24	71,15	12,375	10,01	57,56
Ludlow	2.277,10	379,52	71,4	11,25	5,32	33,73
Raby	3.656,16	609,36	71,4	15,75	8,53	38,7
Stirling	2.902,03	483,67	53,3	7,92	9,08	61,06
Warwick	0	0	0	8,73	– (n.v.)	0
Windsor	2.574,80	429,13	93,69	16,875	4,58	25,42

<u>Ergebnisse</u>

a) Gesamte erzeugte Energiemenge (Juli–Dezember):

Summe aller erfassten kWh (nur Häuser mit validen Daten):
43.171,35 kWh

Die durchschnittliche monatliche Erzeugung des gesamten Quartiers beträgt:
43.171,35 kWh ÷ 6 Monate ≈ 7.195,23 kWh/ mtl.

b) Durchschnittswerte pro m² und pro kWp:

- Gesamte PV-Fläche (nur Häuser mit > 0 kWh und gültiger Flächenangabe): ca. 995,44 m²
- Gesamtleistung (kWp) (nur Häuser mit > 0 kWh und gültiger kWp-Angabe): ca. 190,44 kWp

Daraus ergeben sich:

- Ø monatliche Erzeugung pro m²:
  7.195,23 kWh/mtl.÷ 995,44 m² ≈ 7,23 kWh/(m²·mtl.)

- Ø monatliche Erzeugung pro kWp:
  7.195,23 kWh/mtl.÷ 190,44 kWp ≈ 37,80 kWh/(kWp·mtl.)

Diskussion

1. **Spannweite der spezifischen Erträge:**
   a. Die Erträge pro m² liegen bei den meisten Häusern im Bereich von ca. 4 bis 11 kWh/(m²·mtl.).
   b. Pro kWp variiert der Ertrag in den Beispielen von etwa 8 bis über 60 kWh/(kWp·mtl.).
   c. Diese Unterschiede können u. a. durch die Dachneigung, Verschattung sowie mögliche Ausfälle oder Datenlücken entstehen.
2. **Fehlende Daten:**
   a. Die Häuser Alnwick, Bodiam, Warwick sind in dem betrachteten Zeitraum hinsichtlich der PV-Erzeugung noch nicht datentechnisch erschlossen und weisen fehlende Messdaten auf.
   b. Bei Conwy und Warwick fehlt teilweise die Flächenangabe, weshalb hier die spezifische Ertragsberechnung pro m² nicht möglich ist.
3. **Monatliche Verteilung:**
   a. Die Daten zeigen, dass in den Sommermonaten (Juli, August) in der Regel höhere Erträge erzielt werden, während im Spätherbst und Winter (November, Dezember) geringere Werte vorliegen. Dies entspricht dem typischen saisonalen Verhalten von PV-Anlagen.
   b. Teilweise werden in bestimmten Monaten 0 kWh gemessen (z. B. Caerphilly ab September), was auf Wartungen, Ausfälle, falsche Adressierung der Anlagen nach einem Neustart oder nachweislich auch durch Benutzereingriffe in die Berichterstattungsfähigkeit der Anlagen zurückgeführt werden kann.
4. **Gesamtfazit:**
   a. Über den betrachteten Zeitraum (6 Monate) wurde eine Gesamt-PV-Erzeugung von ca. 43.171 kWh erreicht.
   b. Dies entspricht einem durchschnittlichen Monatswert von ca. 7.195 kWh, was im Mittel etwa 7,23 kWh/(m²·mtl.) bzw. 37,80 kWh/(kWp·mtl.) ergibt.
   c. Einzelne Objekte (wie Eilean oder Stirling) erreichen mitunter höhere spezifische Erträge, was auf besonders günstige Positionierung mit geringer Verschattung hindeuten könnte.

3.2.2 Effizienzanalyse und Wirkungsgrade

Im Folgendem werden die Erträge und Wirkungsgrade der untersuchten PV-Anlagen basierend auf den vorliegenden Messdaten (siehe Tabelle 7) analysiert und diskutiert. Dabei wird neben den errechneten Kennwerten insbesondere auf die wesentlichen Einflussfaktoren eingegangen, welche die tatsächliche Leistung der Anlagen beeinflussen. Abschließend wird auf die externe Null-Regelung hingewiesen, die zusätzliche Ertragsminderungen bewirken kann.

Tabelle 7: Übersicht Parameter und Resultate, rote Wirkungsgrade sind wegen teilweise unvollständigen Monatsangaben für die PV-Erzeugung gemindert.

Objekt	Summe in kWh	PV-Fläche in m²	Anlagentyp in kWp	Neigungs-grad	Global-strahlung pro m²	Energie-erzeugung bei 100% Wirkungsgrad	Gesamt-wirkungs-grad	Theor. jährl. Erzeugung mit Gesamt-wirkungsgrad
Arundel	2729	79,29	9,68	45	563	44.640,27	6,11%	5.782,77
Caerphilly	2241,19	71,7	15,75	45	563	40.367,10	5,55%	4.749,09
Carrickfergus	3104,5	71,7	15,75	45	563	40.367,10	7,69%	6.578,45
Doune	2364,76	53,57	9,68	30	572	30.642,04	7,72%	5.010,65
Dover	3023,24	71,5	10,935	45	563	40.254,50	7,51%	6.406,26

Edinburgh	4151,85	71,5	12,15	45	563	40.254,50	10,31%	8.797,79
Eilean	4742,43	72,14	12,95	45	563	40.614,82	11,68%	10.049,23
Hampton	2199,36	71,4	12,375	45	563	40.198,20	5,47%	4.660,46
Inveraray	2126,63	71,7	11,25	45	563	40.367,10	5,27%	4.506,34
Leeds	4273,45	71,15	12,375	30	572	40.697,80	10,50%	9.054,93
Ludlow	2277,1	71,4	11,25	45	563	40.198,20	5,66%	4.825,19
Raby	3656,16	71,4	15,75	45	563	40.198,20	9,10%	7.747,42
Stirling	2902,03	53,3	7,92	30	572	30.487,60	9,52%	6.149,06
Windsor	2574,8	93,69	16,875	30	572	53.590,68	4,80%	5.455,70

Ausgangssituation und Datengrundlage

Die in der Tabelle aufgeführten PV-Anlagen sind den jeweiligen Häusern zugeordnet und sind allesamt Süd-Ost ausgerichtet. Die Betrachtung erstreckt sich über den Zeitraum vom 10. Juli bis zum 31. Dezember 2024, wobei sowohl die real gemessene Energieerzeugung (in kWh) als auch die theoretisch mögliche Energieerzeugung berechnet wird.

Die Werte für die Globalstrahlung berücksichtigen die Ausrichtung, den jeweiligen Neigungswinkel, die zutreffenden Monate im Jahr 2024, die PLZ 21698, Harsefeld, Klimastation 4857 Mittelnkirchen-Hohenfelde (Niedersachsen) und wurden über das Institut Wohnen und Umwelt (IWU)- Energiebilanzen für Gebäude abgerufen. Die Daten basieren auf der Quelle des Deutschen Wetterdienstes.

Aus den vorliegenden Daten lassen sich folgende Schlüsselgrößen ableiten:

- Reale Energieerzeugung: Summenwerte (in kWh) der tatsächlich erzeugten und erfassten PV-Energie über den Zeitraum Juli bis Dezember.
- Theoretische Energieerzeugung bei 100 % Gesamtwirkungsgrad: Basierend auf den Globalstrahlungswerten (in kWh/m²) für den Zeitraum 10. Juli bis zum 31. Dezember 2024 und, der PV-Fläche (in m²) und Neigung als Referenzwert.
- Errechneter Wirkungsgrad: Quotient aus real erzeugter Energie und theoretischer Energieerzeugung. Er gibt an, wie viel Prozent der möglichen Einstrahlungsenergie in elektrische Energie umgewandelt wurden, inklusive sämtlicher Verluste.

Dabei ist zu beachten, dass sich die *errechneten Wirkungsgrade* auf einen Zeitraum (Juli–Dezember) beziehen und nicht unbedingt den ganzjährigen Wert widerspiegeln. Dennoch liefern sie wertvolle Informationen zur Performance der jeweiligen Anlage und ermöglichen einen Anlagenvergleich.

Effizienzanalyse der vorliegenden PV-Anlagen

Ein Vergleich der Anlagen zeigt, dass die ermittelten Wirkungsgrade in der Tabelle zwischen ca. 5 % und 11 % liegen. Dabei gilt zu berücksichtigen, dass es sich nicht um den reinen Modulwirkungsgrad handelt, sondern um einen *Systemwirkungsgrad* inklusive aller Betriebsbedingungen und Verluste. So erreichen manche Anlagen höhere Werte (z. B. über 10 %), andere hingegen bleiben deutlich darunter.

Mögliche Gründe für diese Abweichungen können sein:

- Unterschiedenes Alter und Zustand der Module.
- Abweichende Neigungswinkel und Ausrichtungen (obwohl hier alle nominal nach Süd-Ost orientiert sind, kann die tatsächliche Abweichung von der optimalen Südausrichtung oder vom optimalen Neigungswinkel leicht variieren).
- Verschattungen oder teils ungünstige Standortbedingungen.
- Verschiedene Betriebsstrategien, Wartungsintervalle und Anlagenkonfigurationen (Wechselrichtereffizienz, Kabelverluste etc.).

Diese Faktoren werden im Folgenden genauer betrachtet.

Einflussfaktoren auf den Wirkungsgrad

Die tatsächliche Energieausbeute einer Photovoltaikanlage wird durch eine Vielzahl von Einflussfaktoren bestimmt. Die wichtigsten werden nachfolgend aufgeführt – zusammen mit typischen Größenordnungen ihrer Verluste, soweit einschlägige Literaturwerte bzw. Schätzungen existieren. Die in der Tabelle dargestellten *errechneten Wirkungsgrade* beinhalten bereits die Summe dieser Einflüsse (soweit sie sich in den Messdaten widerspiegeln).

- *Strahlung und Wetter*
  - *Bewölkung und Jahresgang der Einstrahlung*: Die Einstrahlungswerte variieren stark mit dem Wetter und der Jahreszeit. Insbesondere in den Wintermonaten (November, Dezember) sinkt die Sonnenhöhe und damit die Einstrahlung erheblich.
  - *Verluste*: Abhängig vom Standort und den lokalen Wetterbedingungen; schwer exakt zu beziffern, typischerweise aber ein signifikanter Einfluss auf den im gesonderten Unterkapitel “Wetter- und Standortfaktoren” näher eingegangen wird.
- *Modultemperatur*
  - *Hohe Modultemperaturen* reduzieren die Effizienz von Siliziumzellen; pro 1 K Temperaturanstieg über Standard-Test-Bedingungen (STC) kann der Wirkungsgrad um ca. 0,4–0,5 % absinken.
  - *Verluste*: Abhängig vom Kühlverhalten und der Hinterlüftung; im Sommer können Modultemperaturen von 60 °C oder mehr erreicht werden, was 5–10 % Leistungsverlust bedeuten kann.
- *Neigungswinkel und Ausrichtung*
  - Die Anlagen sind hier nominal nach *Süd-Ost* ausgerichtet, was etwas vom Optimum (Süd) abweicht und somit den Gesamtertrag leicht verringern kann.
  - *Verluste*: Je nach Abweichung vom optimalen Winkel können Mindererträge von 5–10 % entstehen.
- *Verschmutzung und Bewuchs (z. B. Algen, Staub, Laub)*
  - Module können durch Staub, Pollen, Laub oder sonstige Ablagerungen teilweise verschmutzt werden.
  - *Verluste*: Typischerweise 2–5 % im Jahresmittel, bei fehlender Reinigung oder starken Verschmutzungsquellen auch höher.
- *Elektrische Komponenten und Verkabelung*
  - *Wechselrichterverluste*: Moderne Wechselrichter erreichen Spitzenwirkungsgrade von über 98 %, jedoch ist der Teillastbetrieb oft weniger effizient.
  - *Kabelverluste*: Hängen von Kabellänge, Querschnitt und Stromstärke ab, typischerweise 1–3 %.
- *Alterung und Degradation der Module*
  - Pro Jahr ist ein Leistungsabfall von etwa 0,5–1 % (je nach Modultyp und Qualität) zu erwarten.
  - *Verluste*: Über die Lebensdauer summieren sie sich auf, im vorliegenden Fall ist aber der Altersunterschied zu vernachlässigen, da die Errichtung und Ausstattung der Wohneinheiten zeitnah erfolgten.
- *Verschattungseffekte*
  - Teilweise oder temporäre Verschattungen (z. B. durch Bäume, Nachbargebäude) können zu deutlichen Ertragseinbußen führen.
  - *Verluste*: Stark abhängig von der Situation vor Ort; können bei ungünstigen Gegebenheiten bis zu 20 % betragen.

Wetter- und Standortfaktoren

Eine genauere Standortanalyse des Quartiers Harsefeld hat folgende Erkenntnisse ergeben: Die Untersuchung basiert auf der Globalstrahlung für das Jahr 2024 des Instituts für Wohnen und Umwelt, welche auf Daten des Deutschen Wetterdienstes beruht. Ergänzend wurden reale Messwerte von Einfamilienhäusern in Harsefeld mit vollständig erfassten Daten einbezogen. Generell angenommene Erfahrungswerte für das Verhältnis zwischen Sommer- und Winterhalbjahr liegen typischerweise bei etwa 35 % (Winter) zu 65 % (Sommer). Die für Harsefeld gemeldeten Daten der Globalstrahlung für das

Jahr 2024 zeigen jedoch deutlich geringere Winteranteile in der Stichprobenanalyse, nämlich etwa 25 % bis 30 %.

Bei den tatsächlichen Messwerten der untersuchten Häuser wurde ein Verhältnis des Winter- (Oktober–Dezember) zum Sommerhalbjahr (Juli–September) von lediglich 14,28 % festgestellt. Eine parallel durchgeführte Stichprobenanalyse der Globalstrahlung, basierend auf den gleichen Monaten (Juli–September für Sommer, Oktober–Dezember für Winter), ergab hingegen ein Winterverhältnis von 24,56 %. Diese Diskrepanz zwischen der gemessenen PV-Erzeugung (14,28 %) und der Globalstrahlung (24,56 %) ist auffällig und bedarf einer gesonderten Untersuchung.

Die Werte für die Globalstrahlung für Harsefeld entstanden durch Modellierung der gemessenen Werte von drei benachbarten Orten von 20 km bis 32 km weit entfernt. Geographisch sind diese Entfernungen in Bezug auf die Sonneneinstrahlung gering, jedoch berücksichtigen sie nicht eventuell vorhandene topographische Hindernisse des Ortes. Eine genaue Untersuchung des Ortes ergab jedoch, dass die geographische Lage von Harsefeld unauffällig ist, ohne signifikante topografische Hindernisse, die die Photovoltaik-Erzeugung negativ beeinflussen würden. Damit kann man regionale Einflüsse und natürliche Hindernisse ausschließen.

Allerdings ist eine bauliche Verschattung innerhalb des Quartiers nicht auszuschließen. Die Bebauung besteht aus zweigeschossigen Einfamilienhäusern mit Satteldächern und südöstlicher Ausrichtung. In den Wintermonaten, bei einer mittäglichen Sonnenhöhe von lediglich etwa 16°, entstehen lange Schattenwürfe, die aufgrund der geringen Hausabstände benachbarte Photovoltaikanlagen in den Vormittagsstunden teilweise verschatten können. Diese baulichen Verschattungen führen zu einer zeitlich begrenzten, aber relevanten Reduktion der Einstrahlung auf die PV-Module und könnten maßgeblich zu der beobachteten Diskrepanz zwischen Globalstrahlung und tatsächlicher Energieerzeugung im Winterhalbjahr beitragen.

Zusätzlich beeinflussten zwei Dunkelflauten Anfang November (4.–10. November, etwa sieben Tage) und Mitte Dezember (11.–13. Dezember, drei Tage) die Ergebnisse erheblich. Diese Ereignisse wurden medial thematisiert und als kritische Phasen wahrgenommen, da sie trotz ihrer relativen Kürze eine deutliche Reduzierung der PV- und Windstromerzeugung zur Folge hatten. Solche irregulären, aber intensiven Wetterlagen besitzen das Potenzial, erhebliche Störungen in lokalen Stromnetzen zu verursachen, die auf erneuerbare Energien angewiesen sind. Insbesondere in einer Region wie Harsefeld, wo der Winter bereits signifikant geringere Einstrahlungswerte aufweist, verstärkten diese Dunkelflauten die Minderleistung zusätzlich.

Externe Null-Regelung

Ein besonderer Einflussfaktor, der sich in den vorliegenden Messdaten nicht eindeutig abbilden lässt, ist die externe Null-Regelung**,** die im Quartier Harsefeld Anwendung findet. Darunter ist zu verstehen, dass eine PV-Anlage auf Anweisung oder durch ein externes Signal vom Netzbetreiber bzw. durch das übergeordnete Energiemanagement komplett abgeregelt wird. In diesem Fall wird weder der zentrale Quartiersspeicher geladen noch wird überschüssiger Solarstrom ins Netz eingespeist.

- *Ungewissheit dieser Verluste*: Die Daten zeigen zwar die real erzielte Energie, doch ist nicht immer transparent, ob und wann genau solche Abregelungen stattgefunden haben.

Quellen und weiterführende Literatur:

Titel: Warum Kraftwerke trotz Dunkelflaute nicht anspringen, Adresse: https://www.tagesschau.de/wirtschaft/energie/dunkelflauten-strom-preise-deutschland-102.html Abgerufen am 31.03.2025

Titel: Prolonged ‘Dunkelflaute’ shrinks Germany’s renewables output in early November, Adresse: https://www.cleanenergywire.org/news/prolonged-dunkelflaute-shrinks-germanys-renewables-output-early-november Abgerufen am 31.03.2025

Titel: Ausbau Erneuerbarer Energien 2024, Adresse: https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2025/20250108_EE.html Abgerufen am 31.03.2025

Titel: 62,7 Prozent der öffentlichen Stromerzeugung 2024 durch Erneuerbare, Adresse: https://www.pv-magazine.de/2025/01/02/627-prozent-der-oeffentlichen-stromerzeugung-2024-durch-erneuerbare/ Abgerufen am 31.03.2025

Dementsprechend ist dieser Verlustfaktor im tatsächlichen Wirkungsgrad nicht getrennt ausgewiesen, sondern in den Messwerten pauschal enthalten bzw. teils unbekannt.

- *Vergleichbarkeit*: Die letzten Erkenntnisse der Nachforschungsbemühungen ergaben, dass die externe Null-Regelung entweder beabsichtigt oder irrtümlich selektiv angewendet wird. Diesem Umstand ist es zu verdanken, dass die Vergleichbarkeit der Wohneinheiten untereinander zusätzlich erschwert wird.
- *Potenzielle Auswirkung:* Abregelungen können zeitweise erhebliche Verluste verursachen, insbesondere bei hoher Einstrahlung, wenn die Anlage eigentlich auf voller Leistung laufen könnte. Da diese Eingriffe meist netz- oder speicherbedingt sind, sind sie schwer vorab zu kalkulieren.

Somit ist der hier berechnete Wirkungsgrad ein *Gesamtwirkungsgrad*, in den neben den typischen technischen Verlusten auch solche Regelverluste (falls sie aufgetreten sind) unbemerkt einfließen. Diese zusätzliche Reduktion ist nicht separat quantifiziert, kann jedoch in Summe einen signifikanten Anteil am Ertragsverlust haben.

Zusammenfassung

Die vorliegende Effizienzanalyse der PV-Anlagen liefert wichtige Erkenntnisse über das Verhältnis von theoretisch möglicher und tatsächlich erzielter Energieerzeugung. Die berechneten Wirkungsgrade liegen im Bereich von ca. 5 % bis 11 %, was die Summe aller Verluste von der Moduloberfläche bis zum Einspeisepunkt (bzw. zum Speicher) widerspiegelt.

Typische Einflussfaktoren sind unter anderem die Modultemperatur, Neigungswinkel, Verschmutzung, Verschattung sowie elektrische Verluste in Wechselrichtern und Verkabelung. Zusätzlich dazu unterbindet eine externe Null-Regelung die Einspeisung in das Netz oder den Speicher gänzlich, was je nach Häufigkeit dieser Abregelung zu Weiteren, nicht genau quantifizierbaren Mindererträgen führt. In den hier errechneten Wirkungsgraden sind sämtliche Einflüsse, die während des Messzeitraums auftraten, bereits pauschal enthalten, sodass der Endwert als realitätsnaher Gesamtwirkungsgrad angesehen werden kann.

Für eine weitergehende Bewertung wäre es möglich, die Anlagendaten um Informationen zu Betriebszeiten, Temperaturverläufen, Verschattungsanalysen und Wartungszyklen zu ergänzen, um einzelne Verlustfaktoren gezielt zu identifizieren und Optimierungspotenziale abzuleiten. Des Weiteren wäre eine Erfassung der Zeiträume mit externer Null-Regelung hilfreich, um deren Anteil an der Ertragsminderung genauer zu bestimmen. Für eine verbesserte Vergleichbarkeit muss untersucht werden welche Wohneinheiten von der Null-Regelung betroffen sind und welche nicht.

3.3 Wärmebedarf und zeitlicher Verlauf über die Außentemperatur

3.3.1 Wärmebedarf und Wärmeerzeugung

3.3.1.1 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, spricht man von einer Unterdeckung. 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.

Theoretischer Faktor Unter- bzw. Überdeckung der Heizlast

Der theoretische Deckungsfaktor beschreibt das Verhältnis zwischen der von der Wärmepumpe bereitgestellten Heizleistung und dem tatsächlichen Wärmebedarf einer Wohneinheit. Ist dieser Faktor größer als eins, wird mehr Wärme erzeugt als benötigt, was auf eine Überdeckung hinweist. Liegt der Wert unter eins, kann der Bedarf nicht vollständig gedeckt werden, es besteht eine Unterdeckung. Ein Wert von genau eins bedeutet, dass die Heizleistung der Wärmepumpe exakt dem Wärmebedarf entspricht.

3.3.1.2 Auswertung der Messergebnisse

Theoretische Heizlast

Die Heizlastberechnung nach DIN EN 12831 stellt eine zentrale Grundlage der technischen Gebäudeplanung dar und dient der Ermittlung der erforderlichen Wärmeleistung, die in einem Raum oder Gebäude zugeführt werden muss, um auch bei tiefsten Außentemperaturen eine definierte Rauminnentemperatur aufrechterhalten zu können. Diese Berechnung ist essenziell für die korrekte Dimensionierung von Heizsystemen wie Heizkörpern, Fußbodenheizungen oder Wärmeerzeugern und bildet zugleich die Voraussetzung zur Einhaltung aktueller energiegesetzlicher Vorgaben, etwa des Gebäudeenergiegesetzes (GEG).

Die Norm DIN EN 12831-1 beschreibt ein standardisiertes Verfahren zur raumweisen Ermittlung der Norm-Heizlast. Dabei werden sowohl Transmissionswärmeverluste durch die Gebäudehülle als auch Lüftungswärmeverluste durch Infiltration und kontrollierte Lüftung berücksichtigt. Grundlage sind dabei unter anderem die U-Werte der eingesetzten Bauteile, die geometrischen Abmessungen der Räume sowie die gewünschten Raumtemperaturen in Kombination mit einer standortabhängigen Norm-Außentemperatur.

Die Heizlast eines Raumes oder Gebäudeteils ergibt sich im Wesentlichen aus zwei Einflussfaktoren: den Wärmeverlusten über die Bauteile – etwa Wände, Fenster und Dächer – sowie den Verlusten, die durch den Luftaustausch entstehen. In der Praxis wird diese Berechnung nicht manuell durchgeführt, sondern erfolgt mithilfe spezialisierter Software, die auf Grundlage aller relevanten Gebäudedaten eine präzise Bestimmung ermöglicht. Im Quartier Harsefeld wird die Heizlast sogar im Minutentakt ermittelt. Hierbei wird für jede Wohneinheit individuell auf Echtzeit-Primärdaten sowie spezifische technische Gebäudeinformationen zurückgegriffen, um den aktuellen Wärmebedarf kontinuierlich zu bestimmen.

Gerade in energieeffizienten Neubauten oder bei der Sanierung bestehender Gebäude spielt die exakte Ermittlung der Heizlast eine zunehmend wichtige Rolle, sowohl zur Vermeidung von Überdimensionierungen als auch zur Sicherstellung thermischen Komforts und zur Reduktion von Energieverbräuchen.

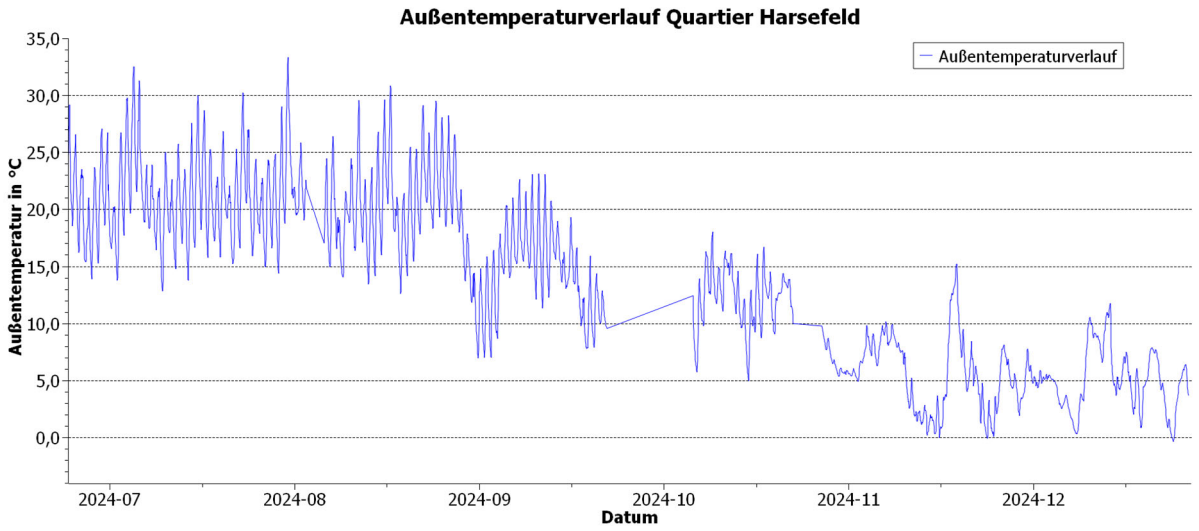

Abbildung 19: Außentemperaturverlauf Quartier Harsefeld

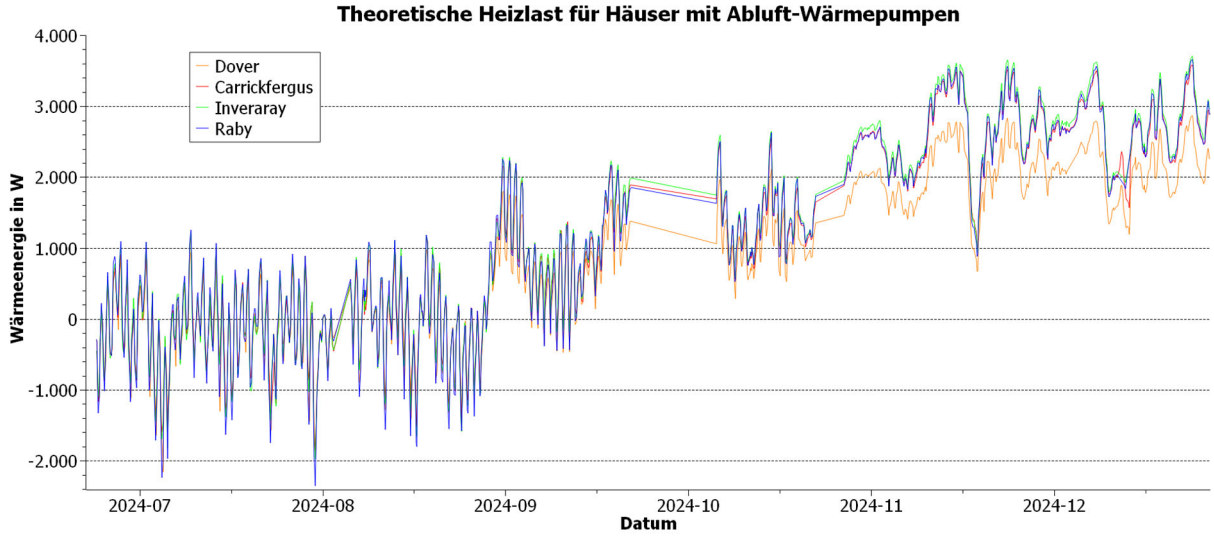

Abbildung 20: Theoretische Heizlast für Häuser mit Abluft-Wärmepumpen

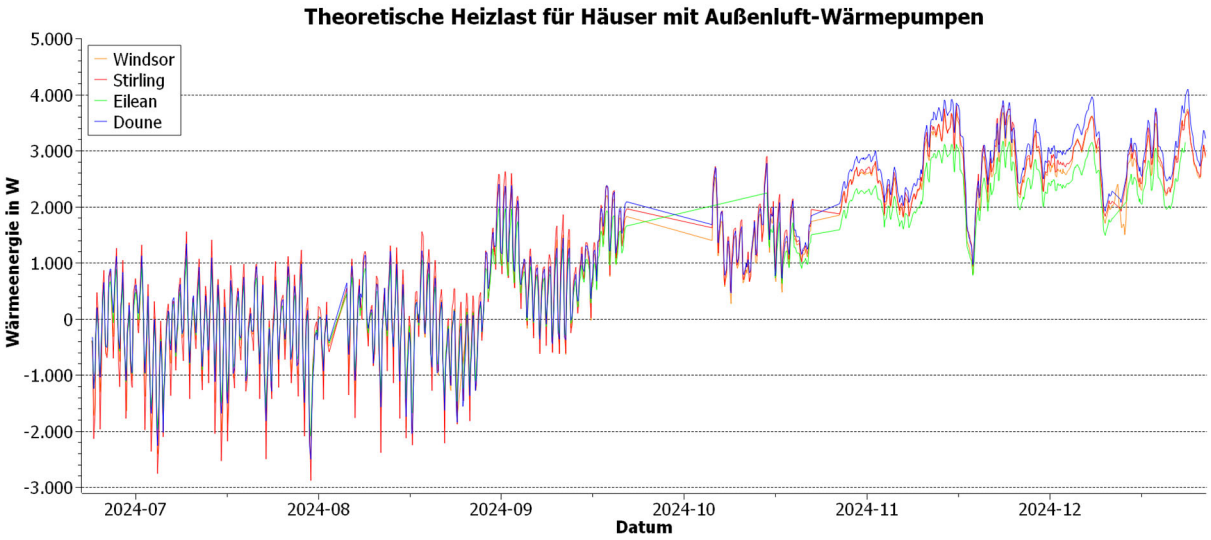

Abbildung 21: Theoretische Heizlast für Häuser mit Außenluft-Wärmepumpen

Für die nachfolgende Analyse werden die betrachteten Häuser in zwei Gruppen unterteilt: Gruppe A umfasst Häuser, die mit NIBE S735 Abluftwärmepumpen ausgestattet sind, und Gruppe B enthält Häuser, die mit Wärmepumpen der NIBE F2040 Produktfamilie betrieben werden. Dabei ist wichtig zu betonen, dass die Berechnung der Heizlast unabhängig von der Art der Wärmepumpe erfolgt und allein auf den spezifischen Gebäudeparametern basiert.

Die Analyse der theoretischen Heizlastdaten für die ausgewählten Gebäude aus Gruppe A (Dover, Carrickfergus, Inveraray, Raby) und Gruppe B (Windsor, Stirling, Eilean, Doune) zeigt deutliche saisonale Variationen, die eng mit den Außentemperaturen korrelieren. Während der Nicht-Heizperiode bis Ende September herrschten relativ hohe durchschnittliche Außentemperaturen von etwa 19,25 °C, was in beiden Gruppen zu vergleichsweisen niedrigen durchschnittlichen Heizlasten führte. Für Gruppe A variierten die mittleren Heizlasten zwischen etwa 64 W (Dover) und 173 W (Carrickfergus). Ähnliche Werte zeigten sich für Gruppe B, mit Heizlasten zwischen rund 85 W (Eilean) und 161 W (Stirling).

Mit Beginn der Heizperiode ab Oktober sanken die Außentemperaturen im Schnitt auf etwa 6,92 °C, wodurch sich die Heizlasten drastisch erhöhten. In Gruppe A stieg die Heizlast durchschnittlich um das 10- bis 30-fache gegenüber der Nicht-Heizperiode, wobei Inveraray mit ca. 2.438 W und Raby mit etwa 2.373 W besonders hohe Werte aufwiesen. Carrickfergus und Dover folgten mit 2.346 W bzw. 1.841 W. Auffällig ist, dass Gebäude mit höheren Nettovolumina und größeren wärmeübertragenden Flächen, wie beispielsweise Inveraray und Raby, tendenziell höhere Heizlasten aufweisen. Dies verdeutlicht die Relevanz baulicher Merkmale und deren Einfluss auf die thermische Effizienz.

Gruppe B zeigte ein ähnliches Verhalten, wobei das Haus Doune mit etwa 2.604 W die höchste durchschnittliche Heizlast während der Heizperiode erreichte, gefolgt von Stirling mit ca. 2.475 W. Die Häuser Eilean und Windsor wiesen mit 2.194 W bzw. 2.372 W ebenfalls deutliche Steigerungen auf. Auch hier lässt sich erkennen, dass Gebäudeparameter wie Umfassungsfläche und Volumen signifikant zur Höhe der Heizlast beitragen.

Diese Analyse zeigt deutlich, wie stark die Heizlasten mit saisonalen Außentemperaturen und insbesondere mit den spezifischen baulichen Eigenschaften der Gebäude korrelieren. Dies unterstreicht die Notwendigkeit, die thermische Effizienz und Dämmung der Gebäude weiter zu optimieren, um den Energieverbrauch insbesondere in den kritischen Wintermonaten effektiv zu reduzieren.

Theoretische Heizlastüberdeckung

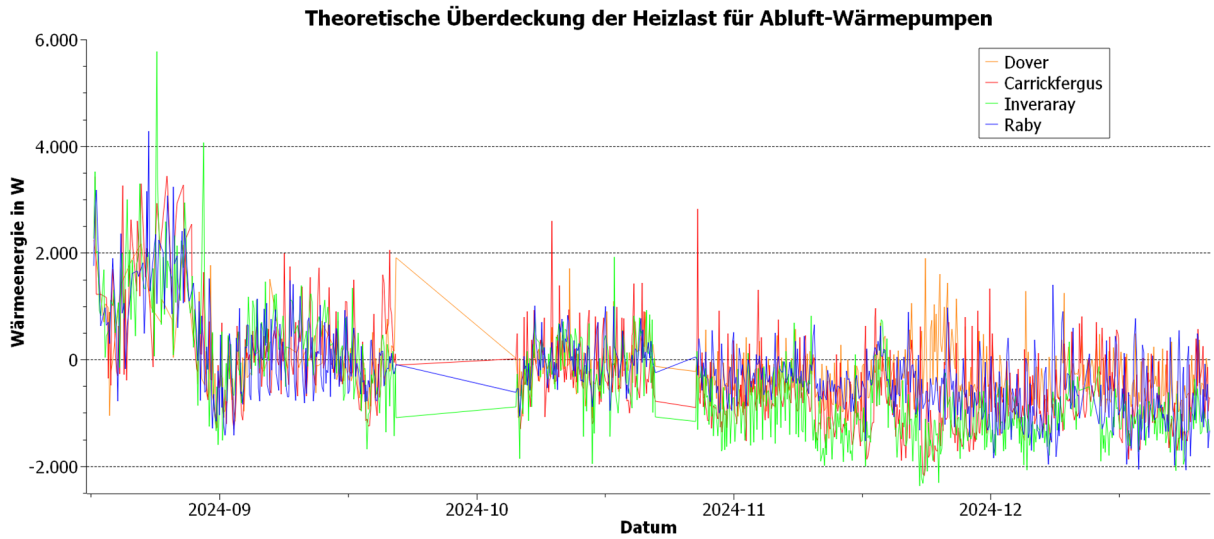

Abbildung 22: Theoretische Überdeckung der Heizlast für Abluft-Wärmepumpen

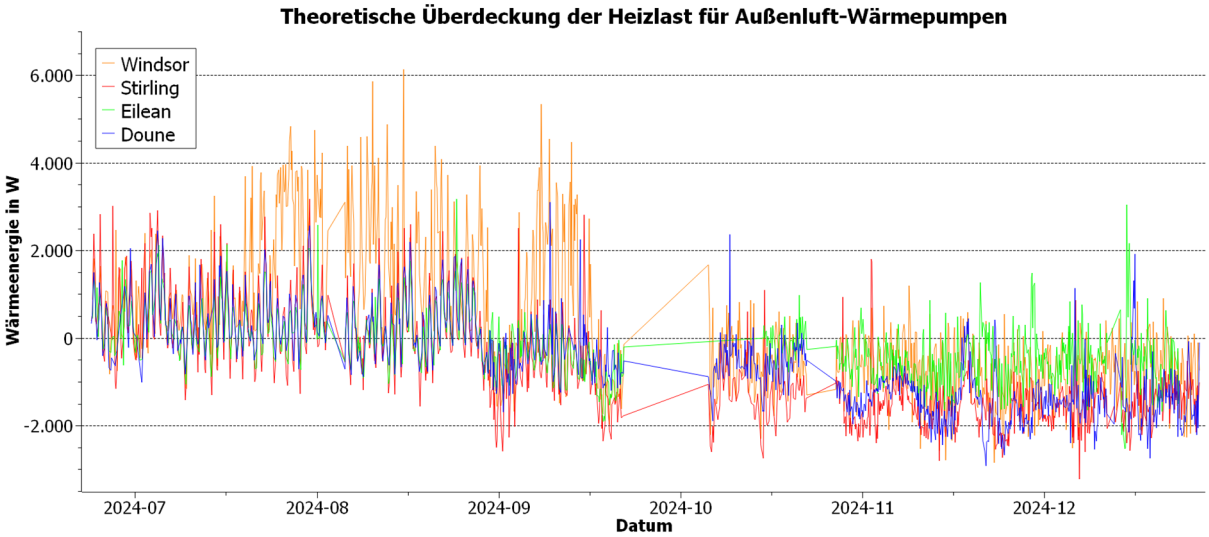

Abbildung 23: Theoretische Überdeckung der Heizlast für Außenluft-Wärmepumpen

Die Analyse der theoretischen Überdeckung der Heizlast für die untersuchten Gebäudegruppen A (mit NIBE S735 Wärmepumpen ausgestattet) und B (mit NIBE F2040 Wärmepumpen ausgestattet) zeigt signifikante Unterschiede und charakteristische Muster zwischen Heiz- und Nichtheizperiode. Die theoretische Überdeckung, definiert als Differenz zwischen der Wärmeleistung der Wärmepumpen und der berechneten Heizlast, ist insbesondere für eine effiziente Gebäudebeheizung von Bedeutung, da eine Deckungsgleichheit (Wärmeleistung = Heizlast) angestrebt werden sollte.

In der Nichtheizperiode bis Ende September weisen beide Gruppen im Durchschnitt überwiegend positive Werte bei der Überdeckung auf, was angesichts der höheren Außentemperaturen und somit geringeren Heizlasten erwartungsgemäß ist. Auffällig dabei ist, dass Gebäude wie Windsor aus Gruppe B in dieser Phase besonders hohe mittlere Überdeckungswerte (ca. 1.243 W) aufweisen, während andere Häuser derselben Gruppe, etwa Eilean oder Doune, deutlich geringere mittlere Werte von etwa 82 W bzw. 299 W zeigen. Innerhalb von Gruppe A zeigen Inveraray (ca. 630 W) und Carrickfergus (ca. 311 W) ebenfalls positive Werte, während Dover sogar einen negativen Durchschnittswert (-73 W) aufweist, was auf Unterdeckung hindeutet.

Mit Eintritt in die Heizperiode ab Oktober kommt es jedoch zu einer drastischen Veränderung. Die Überdeckungswerte werden bei fast allen betrachteten Gebäuden negativ, was darauf hinweist, dass die Wärmepumpenleistung die gestiegenen Heizlasten nicht vollständig gedeckt hat. Besonders hervorzuheben sind dabei die Häuser Inveraray (-863 W), Carrickfergus (-633 W) und Raby (-429 W) aus Gruppe A sowie Doune (-1.166 W) und Windsor (-727 W) aus Gruppe B, die signifikant hohe Unterdeckungen aufweisen. Diese sprunghaften Veränderungen und starken Fluktuationen sind erklärbar durch die plötzlichen Schwankungen der Außentemperaturen und die damit verbundenen unmittelbaren Änderungen der Heizlasten.

Ein auffälliges Muster bildet das Haus Stirling aus Gruppe B, welches selbst in der Heizperiode ungewöhnlich hohe positive Werte aufweist (ca. 2.681 W), was auf eine sehr hohe Leistungskapazität der Wärmepumpe relativ zur Heizlast des Gebäudes schließen lässt. Im Gegensatz dazu zeigt das Haus Doune der gleichen Gruppe stark negative Werte, was eine unzureichende Wärmeerzeugungskapazität oder hohe Heizlast aufgrund baulicher Parameter nahelegt.

Theoretischer Faktor der Heizlastüberdeckung

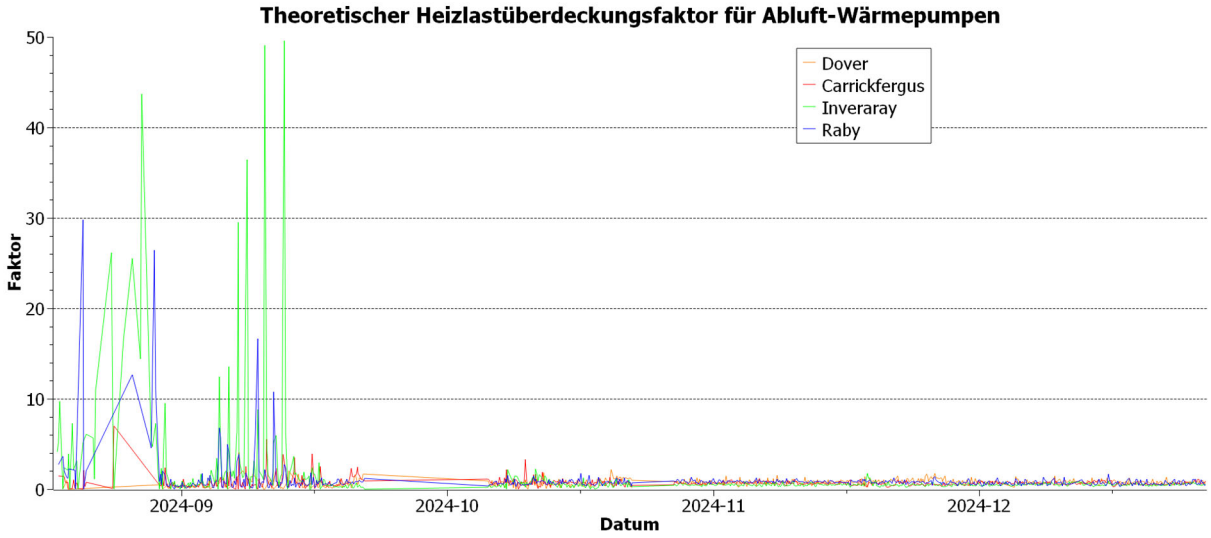

Abbildung 24: Theoretischer Heizlastüberdeckungsfaktor für Abluft-Wärmepumpen

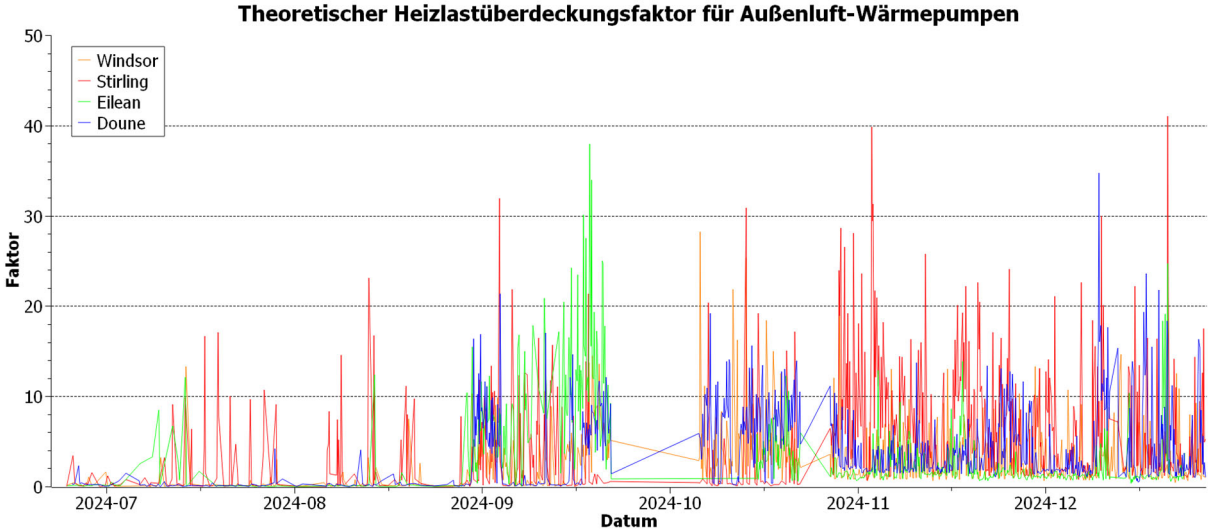

Abbildung 25: Theoretischer Heizlastüberdeckungsfaktor für Außenluft-Wärmepumpen

Die Untersuchung des theoretischen Heizlastüberdeckungsfaktors, definiert als Quotient aus der Wärmeleistung der eingesetzten Wärmepumpe und der tatsächlichen Heizlast, zeigt interessante Muster und deutliche Herausforderungen in der Interpretation der Ergebnisse. Der Idealwert dieses Faktors liegt bei genau 1, was eine perfekte Deckung zwischen Wärmeerzeugung und Heizlast bedeutet. Werte größer als 1 signalisieren eine Überdeckung, während Werte kleiner als 1 auf eine Unterdeckung hindeuten.

In der betrachteten Nichtheizperiode zeigen beide Gruppen, Gruppe A mit Abluft-Wärmepumpen) und Gruppe B mit Außenluft-Wärmepumpen), überwiegend hohe Faktoren, was durch die geringe Heizlast in Kombination mit einer ausreichenden Wärmeerzeugung erklärt werden kann. Teilweise extrem hohe Werte (deutlich > 1) in dieser Periode, die als Ausreißer erscheinen, resultieren oft daraus, dass die Heizlast zu manchen Zeiten minimal oder nahe Null ist, was den Faktor künstlich stark erhöht. Dies erschwert eine direkte Interpretation und verdeutlicht gleichzeitig, dass die bloße Betrachtung des Quotienten ohne Kontext irreführend sein könnte.

In der Heizperiode ab Oktober zeigt sich ein differenzierteres Bild. Hier dominieren oft Werte unterhalb von 1, was auf eine überwiegende Unterdeckung hinweist und bestätigt, dass die Wärmeerzeugung in diesen Zeiträumen häufig nicht ausreichend ist, um die gestiegene Heizlast vollständig abzudecken. Gruppe A verzeichnet regelmäßig Faktoren deutlich unter 1, was auf systematische Herausforderungen in der Deckung der Heizlast hinweist. Ähnlich verhält es sich für Gruppe B, wobei auch hier starke

Schwankungen auffällig sind. Vereinzelt wurden jedoch bei Häusern wie Stirling auch während der Heizperiode wieder hohe Faktoren beobachtet, die über 1 liegen, was auf eine besonders leistungsfähige Wärmepumpenkonfiguration hinweisen könnte.

Die Analyse ist dabei allerdings erheblich von zahlreichen Ausreißern und ungewöhnlichen Schwankungen geprägt, deren Ursachen vielfältig sind. Solche Anomalien können auf äußere Einflüsse wie kurzfristige Eingriffe in die Anlagentechnik, Wartungsarbeiten oder Optimierungsmaßnahmen (Feintuning) zurückgeführt werden. Ein weiterer bedeutender Faktor ist die Natur der Zeitreihendaten selbst, welche anfänglich oft asynchron von den einzelnen Anlagen berichtet wurden. Solche Synchronisationsprobleme können vor allem in frühen Phasen der Datenerfassung zu Verzerrungen führen, die eine exakte Analyse erschweren und die Interpretierbarkeit der Ergebnisse beeinträchtigen. Diese Aspekte müssen daher bei der Bewertung der Daten stets berücksichtigt werden, um keine voreiligen oder fehlerhaften Schlussfolgerungen zu ziehen.

Insgesamt verdeutlicht die Analyse des Heizlastüberdeckungsfaktors sowohl Potenziale als auch Grenzen der aktuell installierten Wärmeerzeugungssysteme und macht deutlich, dass neben einer reinen Leistungssteigerung auch eine präzise Abstimmung zwischen Wärmeerzeugung und tatsächlichem Heizbedarf entscheidend ist.

3.3.1.3 Warmwasserversorgung

- Auswertung folgt im nächsten Bericht -

3.3.1.4 Kompressorstarts

- Auswertung folgt im nächsten Bericht -

3.3.1.5 Betriebsstunden Verdichter

- Auswertung folgt im nächsten Bericht -

3.3.1.6 Zusatzheizung & Abtauen

- Auswertung folgt im nächsten Bericht -

3.3.17 Arbeitszahl über das Jahr im Durchschnitt

- Auswertung folgt im nächsten Bericht -

3.3.18 Schallemissionen

- Auswertung folgt im nächsten Bericht -

3.3.19 Zufriedenheit

- Auswertung folgt im nächsten Bericht -

3.3.20 Fehlermeldungen

- Auswertung folgt im nächsten Bericht -

3.4 Lüftungsanlage

Die in der Abbildung 26 aufgezeichneten Luftvolumenströme zeigen jeweils unterschiedliche Niveaus im Bereich von meistens 100 bis 250 m³/h und teilweise deutliche Sprünge und Fluktuationen. Insbesondere die Monate Juli bis Oktober zeichnen sich durch hohe, teils abrupte Schwankungen. Mitte Oktober stabilisieren sich die Messungen auf ein niedrigeres Niveau und zusehends geringere Anzahl an Ausreißern, die ab Mitte November nur gelegentlich auftreten.

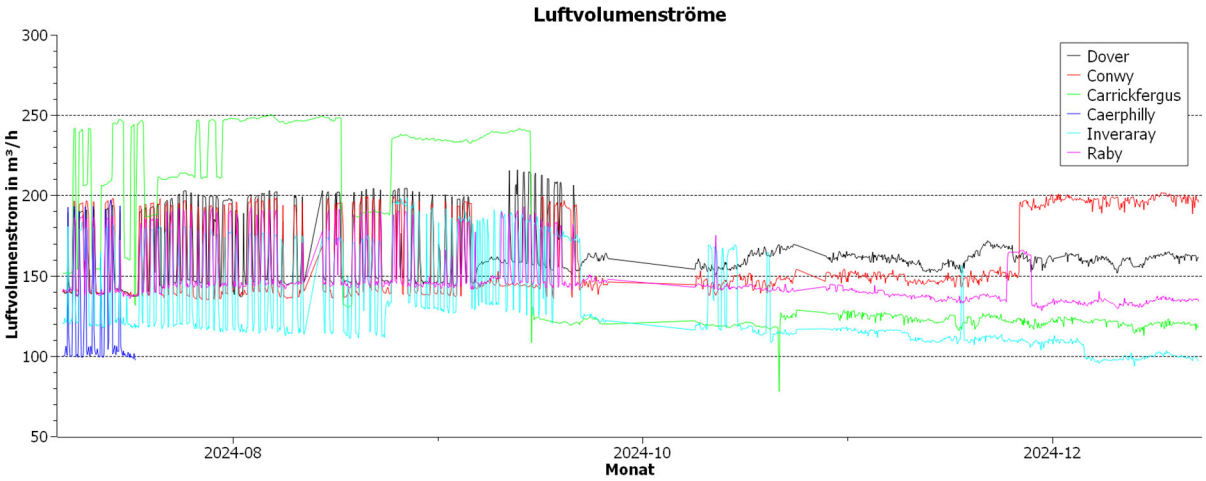

Abbildung 26: Luftvolumenströme

<u>Verlauf bis Oktober:</u>
Eine hohe Fluktuation bis Oktober kann vielerlei Ursachen haben, die hier kurz aufgeführt werden sollen:

<u>Betriebsmodus.</u> Die beobachtete hohe Fluktuation des Luftvolumenstroms bis Oktober kann verschiedene Ursachen haben. In vielen lüftungstechnischen Systemen erfolgt die Steuerung des Volumenstroms durch Sensoren, die auf CO_2-Konzentration und Luftfeuchtigkeit reagieren. Diese

bedarfsgeführte Regelung führt in der Regel zu einer Erhöhung der Lüftungsstufe, sobald definierte Grenzwerte überschritten werden – beispielsweise bei hoher Luftfeuchte, warmen Außentemperaturen oder einer erhöhten Personenzahl im Raum.

Im vorliegenden Fall ist allerdings keine solche Sensorik für CO_2 oder Luftfeuchtigkeit vorhanden. Stattdessen könnte ein Wechsel des Betriebsmodus der Lüftungsanlagen bzw. kombinierten Lüftungsanlage mit Wärmepumpe – etwa beim Übergang von der Nicht-Heizperiode zur Heizperiode – die zugrunde liegenden Basiswerte für den Luftvolumenstrom verändern. Dies könnte ebenfalls kurzfristige Schwankungen im Volumenstrom verursachen. Ob dieser Betriebsmoduswechsel tatsächlich Einfluss auf das Lüftungsverhalten nimmt, konnte bislang aufgrund fehlender Betriebsdaten noch nicht abschließend bewertet werden.

Intuitives Nutzerverhalten, Fenster und (Terrassen-)Türen häufiger und länger geöffnet zu lassen, unterbrechen den geschlossen Regelkreis eines Gebäudes und verursacht abrupte Änderungen der Luftqualitätsmessungen und führt zu einem reaktionären Mehraufwand der Anlagen. Interviews mit einigen Bewohnern haben diesen Umstand bestätigt.

Eine routinierte Wartung einer älteren Anlage, insbesondere die Beseitigung einer zunehmenden Verstopfung oder Filteraustausch kann man angesichts des Alters der Gebäude ausschließen und würde nur eine abrupte Änderung der Messwerte verursachen und nicht so häufig wie hier ausgelesen wurde.

Häufige Ein- und Ausschaltzyklen könnten ebenso in warmen Monaten zu einem eher instabilen Betriebsbereich einer Anlage führen, wenn diese bei geringeren Temperaturdiffirenzen zwischen Außen- und Abluft operieren muss.

Gelegentliche Ausreißer und sprunghafte Messwerte könnten in einer geringen Anzahl auch Sensor- oder Datenübertragungsfehlern geschuldet sein.

Durchaus denkbar ist ein häufiger Betriebsmoduswechsel der Wärmepumpe, z.B. zwischen reiner Lüftung vs. Warmwasseraufbereitung, gelegentliche Boost-Funktion bei hoher Luftfeuchtigkeit oder Warmwasserbedarf kann zu kurzzeitigen Ausschlägen führen und würde den typischen Grafenverlauf erklären.

Verlauf ab Oktober:

Ab Oktober stabilisiert sich der Verlauf deutlich. Es gibt gelegentliche Ausreißer (Haus Carrickfergus negative Spitze in den Bereich unter 100m³/h) bzw. Kurzfristige Verläufe, die aus der Rolle fallen (Haus Inveraray Mitte Oktober und Haus Raby Ende November), aber generell ist der Verlauf von wesentlich weniger Schwankungen und in kleinerem Wertebereich vorzufinden. Oft ist der Verlauf nahezu synchron, jedes Haus auf seinem eigenen Basisniveau, das sich z.B. durch leichte Variation in Gebäudevolumina oder Personenanzahl erklären lässt. Eine auffällige Änderung des Basisniveaus in ist beim Haus Conwy Ende November zu vermelden. Hier springt das Niveau von 150 auf 200 m³/h und etabliert so ein neues Gleichgewicht. Mögliche Ursachen können ein menschlicher Eingriff in das Steuerung der Anlage sein, aber auch technische Wartungsereignisse. Denkbar wäre auch ein Anstieg an Mietern, was theoretisch einen Mehraufwand für die Lüftungsanlage bedeuten würde. Das wiederum würde die Abruptheit der Änderung nicht erklären.

Die plötzliche Stabilisierung der Verläufe könnte mehrere Ursachen haben. Denkbar wären:

Ende September, Anfang Oktober könnte ein einprogrammierter Betriebspunktwechsel der Anlage auf die Heizperiode bedeuten. Eine geplante Systemumstellung ab Herbst für Heiz- und Lüftungsverhalten könnte neue Sollwerte für Lüfterverhalten beinhalten, was den abrupten Niveauwechsel erklären würde. Es kann beobachtet werden, dass der Luftvolumenstrom nicht nur weniger fluktuiert, sondern grundsätzlich geringer gehalten wird.

Im Herbst und Winter werden die Fenster und Türen seltener geöffnet und offengelassen. Das reduziert den Gesamtluftaustausch im Gebäude und er wird verstärkt an die Anlage gebunden. Dies reduziert den äußeren Einfluss und stabilisiert das Systemverhalten.

Bezug zu den Anforderungen aus DIN 1946-6

DIN 1946-6 ist eine Norm zur Lüftung der Räume einer Nutzungseinheit (Wohnung oder Haus). Die Norm enthält Anforderungen, Bemessungs- und Ausführungsregeln. Ein Abluftsystem der DIN 1946-6 unterscheidet sich von einem Entlüftungssystem nach DIN 18017-3 durch weiter gehende Anforderungen, Bemessungs- und Ausführungsregeln betreffend z.B. Betriebsstufen der Lüftungsgeräte, Anordnung von ALD in der Gebäudehülle, Anforderungen an die thermische Behaglichkeit etc.

Mindestluftwechsel und Feuchteschutz

Die Norm schreibt vor, dass in Wohngebäuden ein definierter Mindestluftwechsel (u. a. zur Feuchteschutzlüftung) sicherzustellen ist. Dieser soll verhindern, dass die relative Luftfeuchtigkeit im Gebäude über längere Zeit zu hoch wird und Schimmelbildung begünstigt. Typischerweise wird dabei je nach Gebäudegröße und Nutzerverhalten ein Luftvolumenstrom berechnet, der gewährleistet, dass die Feuchte aus Küche, Bad und anderen Feuchtquellen kontinuierlich abgeführt wird. Die berechneten Werte kann man in der Tabelle 8 einsehen.

Die Messungen der Luftvolumenströme, dargestellt in der Abbildung 26, belegen, dass die Luftvolumenstromniveaus zum Feuchteschutz niemals unterschritten werden. In der Regel sinken sie nicht unter das Niveau “Reduzierte Lüftung”. Die Ausnahmen bilden das Haus Caerphilly im Juli 2024, dessen Täler die Werte von 100 m³/h erreichen, das Haus Carrickfergus hat einen einzelnen, zweifelhaften Wert etwa Mitte Oktober, der weit unter 100 m³/h fällt und das Haus Inveraray, das sich im Dezember um den Wert von 100 m³/h einpendelt. Auf der anderen Seite des Spektrums befindet sich das Haus Carrickfergus, das auf sich mit hohen, dauerhaften Höchstwerten von bis zu 250 m³/h aufmerksam macht, was die berechneten Werte der Stufe “Intensivlüftung” erheblich übersteigt. Denkbare Ursachen könnten aktive Baumaßnahmen, unvollständiger Aufbau der Wärmeerzeugeranlage sowie Benutzereingriffe in die grundsätzlich einstellbare Ventilatordrehzahl sein. Mitte September normalisieren sich die Werte der Luftvolumenstrommessung abrupt und reihen sich ein mit anderen Wohnanlagen vergleichbarer Größe und gleicher Wärmeerzeugeranlagen.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass alle Wohneinheiten des Quartiers und ihre Lüftungsanlagen den durch die in DIN 1946-6 geforderte Feuchteschutzlüftungsvorschriften hinreichend erfüllen. Diese Voraussetzungen hinsichtlich Hygiene und Komfort werden nicht zuletzt durch die in den Wärmepumpen vorgegebenen Optimalwerten von 60/90 m³ für die NIBE S735-4/S735-7 (Installateurhandbuch NIBE S735 S.20) sichergestellt. Die außergewöhnlich hohen Messungen von bis zu 250 m³/h im Fall des Hauses Carrickfergus sind dabei technisch unbedenklich, der Einstellbereich der Ventilation bei den S735-4/S735-7 beträgt 50/70 - 400 m³/h (Installateurhandbuch NIBE S735 S. 54). Ab Oktober ist wesentlich stabilisierter Betrieb zu beobachten, mit geringerer Varianz und niedrigeren Durchschnittswerten sind sie aus der technischen und energetischen Perspektive sogar sinnvoll, wobei sie weiterhin hygienischen Anforderungen und persönlichem Komfort entsprechen.

Tabelle 8: 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	45,202489	105,472474	150,674963	195,877452
Hampton	47,682006	111,258014	158,94002	206,622026
Raby	47,4216	110,6504	158,072	205,4936
Inveraray	47,603424	111,074656	158,67808	206,281504
Caerphilly	47,490144	110,810336	158,30048	205,790624
Carrickfergus	47,490144	110,810336	158,30048	205,790624
Dover	40,313526	94,064894	134,37842	174,691946
	46,52835	108,56615	155,0945	201,62285
Edinburgh	43,7424	102,0656	145,808	189,5504
Arundel	52,7674259	123,123994	175,89142	228,658846
Doune	50,923776	118,822144	169,74592	220,669696
Eilean	45,738966	106,724254	152,46322	198,202186
Leeds	49,111134	114,592646	163,70378	212,814914
Sterling	49,111134	114,592646	163,70378	212,814914
Alnwick	49,0142891	114,366675	163,380964	212,395253
Conwy	0			
	0			
Windsor	47,283216	110,327504	157,61072	204,893936

3.5 Bilanz Wallbox

Alle Häuser im Quartier sind mit einer Wallbox ausgestattet, die den Ladevorgang von Elektrofahrzeugen ermöglicht. Für die Häuser Windsor, Stirling, Carrickfergus, Doune und Ludlow liegen detaillierte Verbrauchsdaten vor. Der Energieverbrauch der Wallboxen wurde monatlich für den Zeitraum von Juli bis Dezember erfasst und ausgewertet. Die berechneten Werte sind in der folgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 9: Ausgelesene Verbrauchsdaten

3		Haus Windsor	Haus Stirling	Haus Carrickfergus	Haus Doune	Haus Ludlow
4	Erste Werte	12437,23	610179,24	703021,65	18200,69	0,00
5	Letzte Werte	14419,84	701361,06	1006275,50	44845,34	0,00
6	Differenz für Juli in kwh	1,98	91,18	303,25	26,64	0,00
7	Erste Werte	14427,53	701370,41	1006682,24	44879,40	197031,88
8	Letzte Werte	17276,05	916757,59	1360937,29	47725,35	204645,88
9	Differenz für August in kwh	2,85	215,39	354,26	2,85	7,61
10	Erste Werte	17283,69	916766,91	1361645,14	47728,44	0,00
11	Letzte Werte	20036,54	1045412,05	1697829,55	49730,46	0,00
12	Differenz für September in kwh	2,75	128,65	336,18	2,00	0,00
13	Erste Werte	20044,19	1045421,37	1700522,42	49733,73	208962,67
14	Letzte Werte	22812,89	1268235,97	1988362,15	51029,06	220387,26
15	Differenz für Oktober in kwh	2,77	222,81	287,84	1,30	11,42
16	Erste Werte	23225,47	1278826,96	2030060,86	51205,11	0,00
17	Letzte Werte	25639,80	1442224,16	2386695,16	52232,89	0,00
18	Differenz für November in kwh	2,41	163,40	356,63	1,03	0,00
19	Erste Werte	25647,43	1442233,38	2393070,98	52236,04	222996,28
20	Letzte Werte	28486,12	1594564,00	2938708,30	53418,85	353331,58
21	Differenz für Dezember in kwh	2,84	152,33	545,64	1,18	130,34

Bei der Auswertung stellte sich heraus, dass im betrachteten Zeitraum nur bei den Häusern Stirling und Carrickfergus regelmäßige Ladevorgänge stattgefunden haben. Darüber hinaus wurde festgestellt, dass im Haus Ludlow lediglich in der letzten Dezemberwoche eine Nutzung der Wallbox verzeichnet wurde.

Haus Stirling:

Die Abbildung 27 zeigt die kumulierten Ladevorgänge an den Wallboxen über einen Zeitraum von sechs Monaten (Juli bis Dezember). Die Daten wurden stundenweise aggregiert, sodass sich für jede Stunde des Tages die Gesamtanzahl der Ladevorgänge über den gesamten Zeitraum ergibt. Auffällig ist ein deutliches Nutzungshoch zwischen 14:00 und 16:00 Uhr, mit einem Spitzenwert um 15:00 Uhr. Ein weiteres, gleichmäßigeres Nutzungsverhalten zeigt sich in den Abendstunden zwischen 17:00 und 23:00 Uhr. Die geringste Aktivität findet in den frühen Morgenstunden statt.

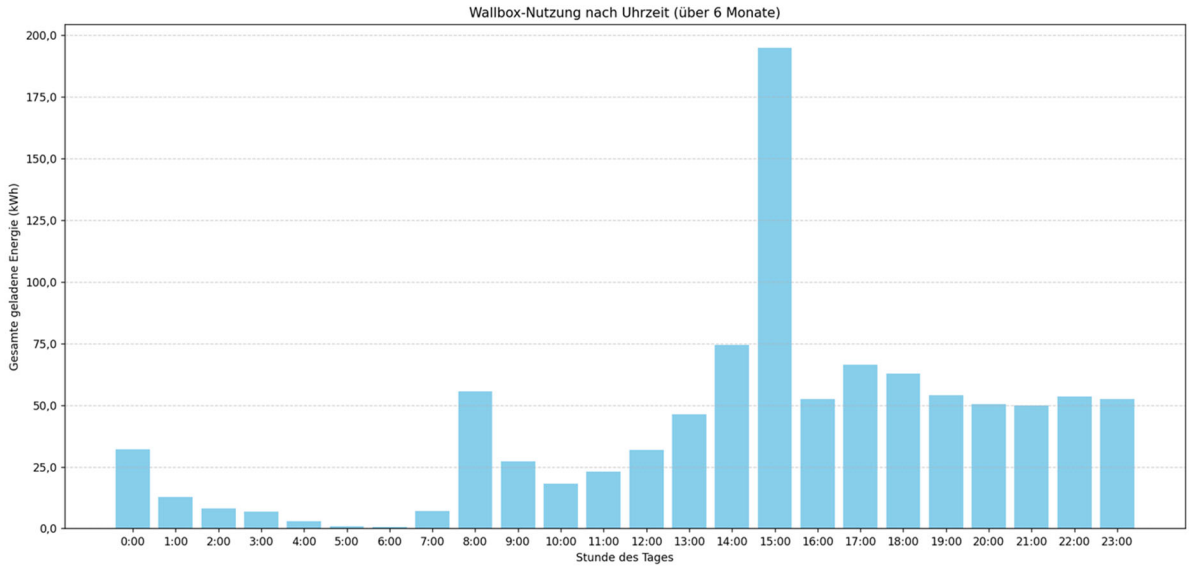

Abbildung 27: Wallbox-Nutzung nach Uhrzeit über sechs Monate

Haus Carrickfergus:

Die Verteilung in der Abbildung 28 weist zwei ausgeprägte Nutzungsschwerpunkte auf: In den späten Abendstunden, insbesondere zwischen 20:00 und 22:00 Uhr, wurde die höchste Ladeenergie gemessen. Auch in den frühen Morgenstunden, zwischen 0:00 und 2:00 Uhr, ist die Nutzung vergleichsweise hoch. Dagegen ist die Ladeaktivität im Verlauf des Vormittags deutlich geringer ausgeprägt, mit einem Minimum zwischen 10:00 und 13:00 Uhr.

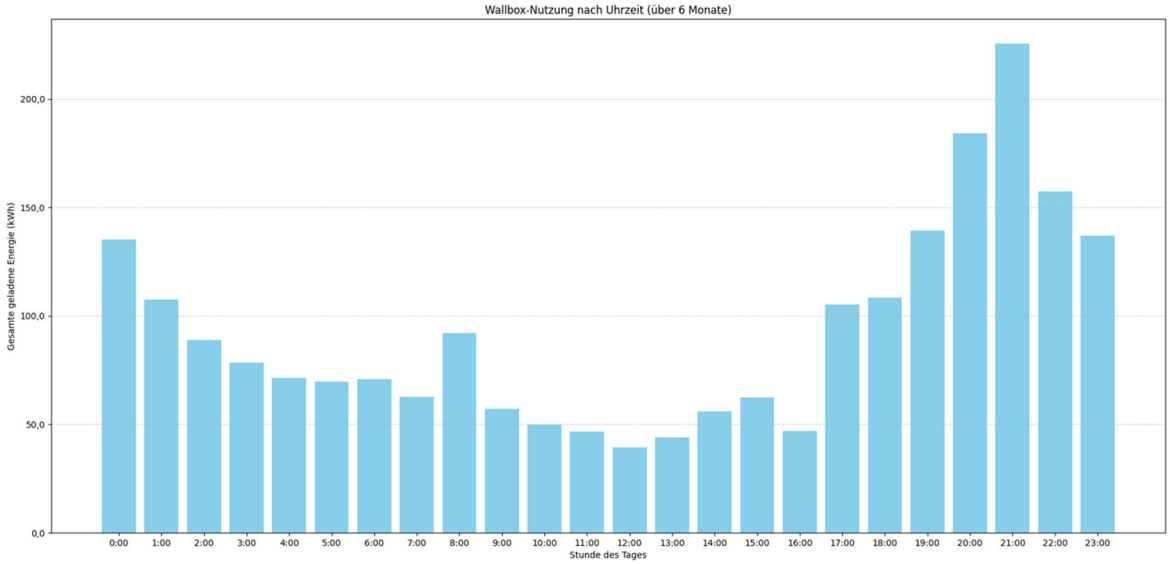

Abbildung 28: Wallbox-Nutzung nach Uhrzeit über sechs Monate

<u>Haus Ludlow:</u>

Die Nutzung im Haus Ludlow in der Abbildung 29 konzentriert sich auf drei Zeitfenster: die frühen Morgenstunden (ca. 0:00–3:00 Uhr), den Zeitraum zwischen 6:00 und 10:00 Uhr sowie die späten Abendstunden (ab ca. 20:00 Uhr). In den Nachmittagsstunden zwischen 11:00 und 19:00 Uhr wurden hingegen keinerlei Ladevorgänge registriert.

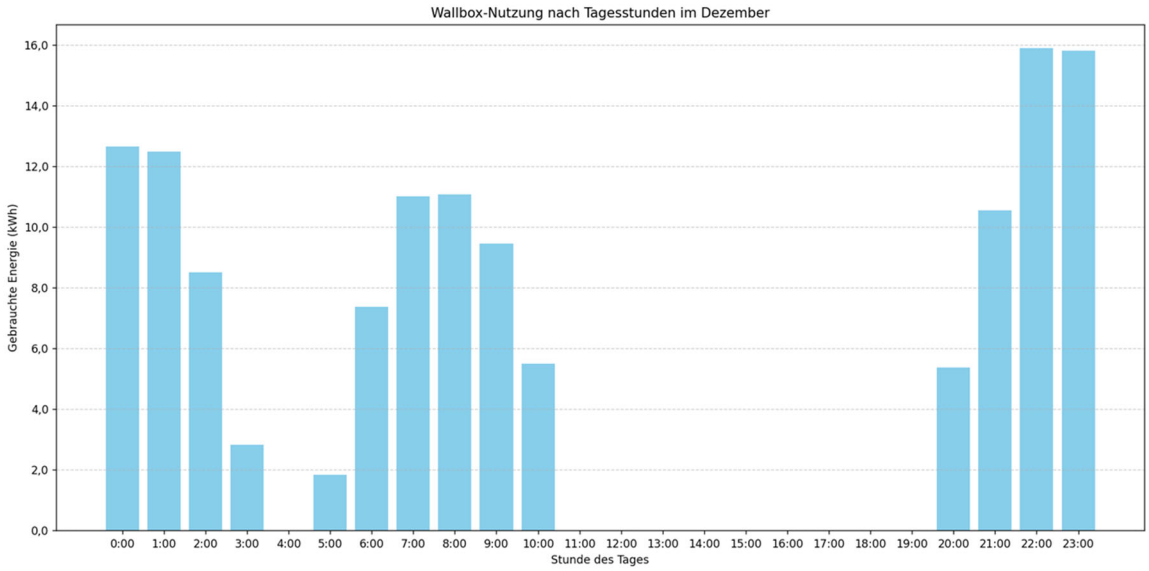

Abbildung 29: Wallbox-Nutzung nach Tagesstunden im Dezember

Für die Häuser Windsor und Doune wurden keine Diagramme erstellt, weil sie geringe gebrauchte Ladenvorgänge haben und den Bewohnern keine E-Autos haben.

3.6 Erkenntnisse Gebäude

- Auswertung folgt im nächsten Bericht -

3.7 Perspektivische Anpassungen und Empfehlungen

- Auswertung folgt im nächsten Bericht -