

Auswertung der Energieströme Q1 2025

(Bericht 2 – MS 1.5)

im Rahmen des Verbundvorhabens

EnQuaFlex - Energiewendeditienlicher Quartiersbetrieb durch
gemeinschaftliche Flexibilitätskoordination

Teilprojekt: Messtechnische Erfassung und Datenauswertung

Autoren:

Dipl.-Kfm. Denis Neiwert

Selvana Younes, B. Eng.

Lutz Meinecke, M.Sc.

Prof. Dr.-Ing. Nicolei Beckmann

Lektorat und Korrektorat: Karina Witten, M. Sc.

Buxtehude, 12.02.2026

Hochschule 21
Harburger Str. 6
21614 Buxtehude

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	i
Abbildungsverzeichnis	ii
Tabellenverzeichnis	ii
1 Vorstellung und aktueller Zustand des Quartiers	1
2 Energiefluss vom Quartier	2
2.1 Energieverbräuche und Leistungen des Quartiers (EZA-Regler)	2
2.2 Energiebezug, -lieferung und -bilanz des Quartiers im Detail	4
2.3 Erkenntnisse zur Nutzung und Steuerung der Energieflüsse in der Heizperiode	6
3 Photovoltaikerzeugung im Quartier	7
4 Netzdienlichkeitsanalyse	9
4.1 Hintergrund und Zielsetzung: Netzdienlichkeit als Bewertungskriterium	9
4.2 Methodik: Versuchsaufbau und Bewertungssystematik	9
4.3 Ergebnisse der Analyse	10
4.4 Weiterführende Untersuchungen und Hypothesen	12
4.5 Fazit Netzdienlichkeit	12
5 Gesamtfazit	13

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Summierte aufgenommene und eingespeiste Wirkleistung in kWh des Quartiers gemessen an dem EZA-Regler für alle Häuser im Quartiersnetz	3
Abbildung 2: Erfasste Leistung am EZA-Regler für Q1 2025.....	3
Abbildung 3: Energiebezug in Summe für die jeweiligen Monate für das Quartier.....	4
Abbildung 4: Energielieferung in Summe für die jeweiligen Monate für das Quartier.....	5
Abbildung 5: Bilanzierte Darstellung von Bezug und Lieferung pro Monat.....	6
Abbildung 6: Globalstrahlung auf geneigte Flächen, Institut Wohnen und Umwelt, Mai 2025	7
Abbildung 11: Gewichtete Bewertung des Bezugs und der Lieferung Anhang der Frequenz des Quartiersnetzes im Vergleich zur Zielfrequenz des Verbundnetzes für Q1 2025	10
Abbildung 12: Netzdienlichkeitsanalyse für Q1 2025 aufgeschlüsselt nach Monat	11

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: PV-Erzeugung, technische Anlagen und Wirkungsgrade	7
---	---

1 Vorstellung und aktueller Zustand des Quartiers

Der vorliegende Bericht dokumentiert die energetischen Entwicklungen und Beobachtungen im ersten Quartal 2025 für ein Wohnquartier mit 18 Gebäuden im ländlichen Raum Nordniedersachsens. Wie bereits im Jahresbericht 2024 beschrieben, besteht das Quartier aus Ein- und Zweifamilienhäusern mit unterschiedlichen gebäudetechnischen Ausstattungen und verfolgt das Ziel einer weitgehend autarken, quartiersintegrierten Energieversorgung. Im Betrachtungszeitraum waren weiterhin 14 der Gebäude bewohnt, vier Gebäude dienten als Musterhäuser. Zum Schutz personenbezogener Daten erfolgt die Darstellung der Gebäude weiterhin unter Verwendung pseudonymisierter Bezeichnungen.

Dieser Bericht ist Teil des dreijährigen Verbundforschungsprojekts *EnQuaFlex – Energiewendedienlicher Quartiersbetrieb durch gemeinschaftliche Flexibilitätskoordination* im Teilprojekt Messtechnische Erfassung und Datenauswertung. Ziel ist es, durch technische und systemische Maßnahmen ein quartiersbasiertes Lastmanagement zu analysieren und weiterzuentwickeln, das sich sowohl auf den lokalen als auch den übergeordneten Netzbetrieb positiv auswirkt.

Im Zentrum der Analyse für das erste Quartal 2025 stehen die Auswertung der Energieflüsse auf Gesamtquartiersebene (Kapitel 2) sowie die detaillierte Bewertung der elektrischen Verbrauchs- und Einspeisemengen, insbesondere unter Berücksichtigung der saisonal typischen Heizperiode. In Kapitel 3 wird die Stromerzeugung aus den installierten Photovoltaikanlagen betrachtet, wobei technische Wirkungsgrade, Strahlungsdaten und Verluste einbezogen werden. Die Ergebnisse der Netzdienlichkeitsbewertung auf Basis dynamischer Frequenz-Leistungs-Daten folgen in Kapitel 4. Der Bericht schließt mit einem Gesamtfazit (Kapitel 5), das zentrale Erkenntnisse bündelt und Handlungspotenziale für eine netz- und eigennutzungsoptimierte Betriebsweise aufzeigt.

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-Produktion;
- den zwei zentralen Ladepunkten sowie
- dem ausgleichenden Bezug bzw. der Einspeisung über den Netzanschlusspunkt.

Seit Beginn des Berichtszeitraums ist zudem ein Quartiersspeicher mit einer Kapazität von 144 kWh und einer maximalen Lade-/Entladeleistung von 2 x 22 kW bereits installiert und technisch in Betrieb. Dessen Einfluss auf die Energieflüsse ist funktional bereits wirksam und beeinflusst die Netzbezugswerte durch Zwischenspeicherung von PV-Überschüssen sowie Lastverschiebungen. Es muss an dieser Stelle jedoch erwähnt werden, dass die separate Datenaufzeichnung und Auswertung des Speichersystems derzeit noch nicht zuverlässig möglich sind. Aus diesem Grund können zum aktuellen Stand keine belastbaren, datenbasierten Aussagen über den Speicherbetrieb oder dessen Beitrag zur Eigenverbrauchsoptimierung getroffen werden. Die Entwicklung eines integrierten Monitoringsystems zur präzisen Quantifizierung des Speichereinsatzes befindet sich in Vorbereitung.

Die aus dem Verbundnetz aufgenommene elektrische Energie ergibt sich somit weiterhin aus der Differenz zwischen dem Bedarf im Quartier, der Einspeisung aus den PV-Anlagen und dem Beitrag des Quartierspeichers. Die Energieverbräuche im Quartier werden im ersten Unterkapitel behandelt. Im zweiten Unterkapitel folgt die detaillierte Analyse der monatlichen Energieflüsse, also des elektrischen Bezugs, der Netzeinspeisung sowie der daraus resultierenden Energiebilanz.

2.1 Energieverbräuche und Leistungen des Quartiers (EZA-Regler)

Die elektrische Wirkenergieaufnahme des betrachteten Quartiers wurde im ersten Quartal 2025 kontinuierlich über den EZA-Regler erfasst. Die Messung beginnt am 01.01.2025 um 00:00:00 Uhr mit einem registrierten Zählerstand von 112.151.312,0 Wh und endet am 31.03.2025 um 23:59:57 Uhr bei einem Stand von 145.782.000,0 Wh. Daraus ergibt sich ein kumulierter Energiebezug von 30.706,44 kWh im Auswertzeitraum. Die Messung bildet den Gesamtstrombedarf des Quartiers einschließlich aller derzeit bewohnten und unbewohnten Einfamilienhäuser ab, wobei auch Sonderfälle wie eigenverbrauchsoptimierte Gebäude in der Gesamtsumme enthalten sind. Die aufgezeichneten Werte sind in Abbildung 1 visualisiert. Im selben Zeitraum wurde eine Gesamteinspeisung von 6.411,96 kWh elektrischer Energie in das vorgelagerte Netz registriert. Die Lieferung erfolgte über die im Quartier installierten Photovoltaikanlagen, deren Energieüberschüsse über den EZA-Regler erfasst und weitergeleitet wurden.

Diese Werte erscheinen insbesondere vor dem Hintergrund realistisch, dass der Zeitraum Januar bis März vollständig in die offizielle Heizperiode fällt, die in Deutschland vom 1. Oktober bis zum 30. April definiert ist (LG Berlin, 26.05.1998, Az.: 64 S 266/97). Während dieser Monate ist bei vielen Haushalten – insbesondere bei Einsatz von Wärmepumpen oder Direktstromheizungen – ein erhöhter Strombedarf zu verzeichnen.

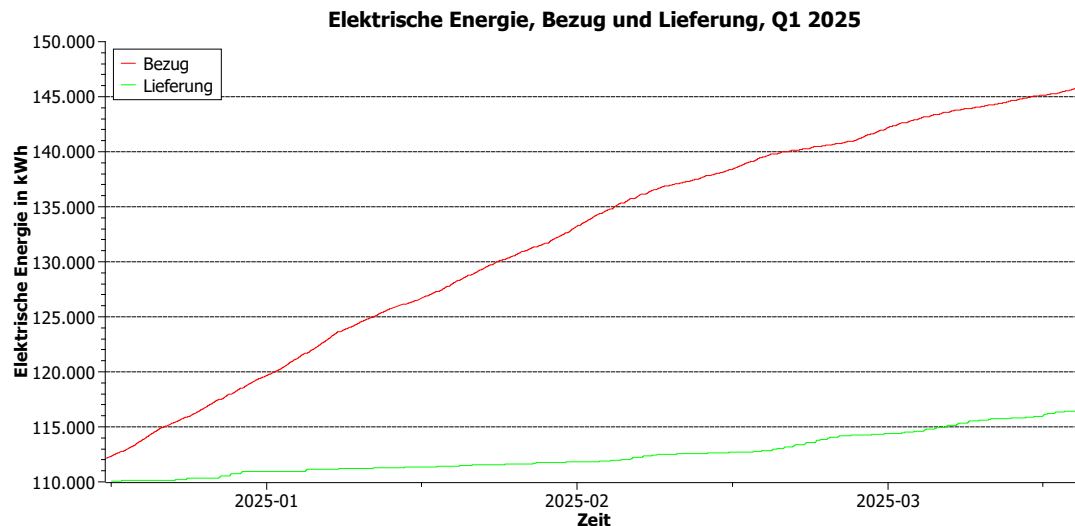


Abbildung 1: Summierte aufgenommene und eingespeiste Wirkarbeit in kWh des Quartiers gemessen an dem EZA-Regler für alle Häuser im Quartiersnetz

Abbildung 2 zeigt den Leistungsverlauf am EZA-Regler über das gesamte Quartal hinweg. Dabei sind insbesondere in den Mittagsstunden wiederholt negative Leistungswerte erkennbar. Diese sind auf Einspeisungen ins öffentliche Netz zurückzuführen, die durch Photovoltaikanlagen auf den Hausdächern generiert werden. Die Einspeisung erfolgt typischerweise dann, wenn die solare Erzeugung den Eigenverbrauch übersteigt und der Quartiersspeicher gefüllt oder an der Ladeleistungsbegrenzung angekommen ist. Die regelhafte und kurzzeitige Einspeisung deutet auf eine Eigenstromproduktion hin, die den Netzbezug partiell kompensiert und somit zur Reduktion des Gesamtenergiebezugs beiträgt.

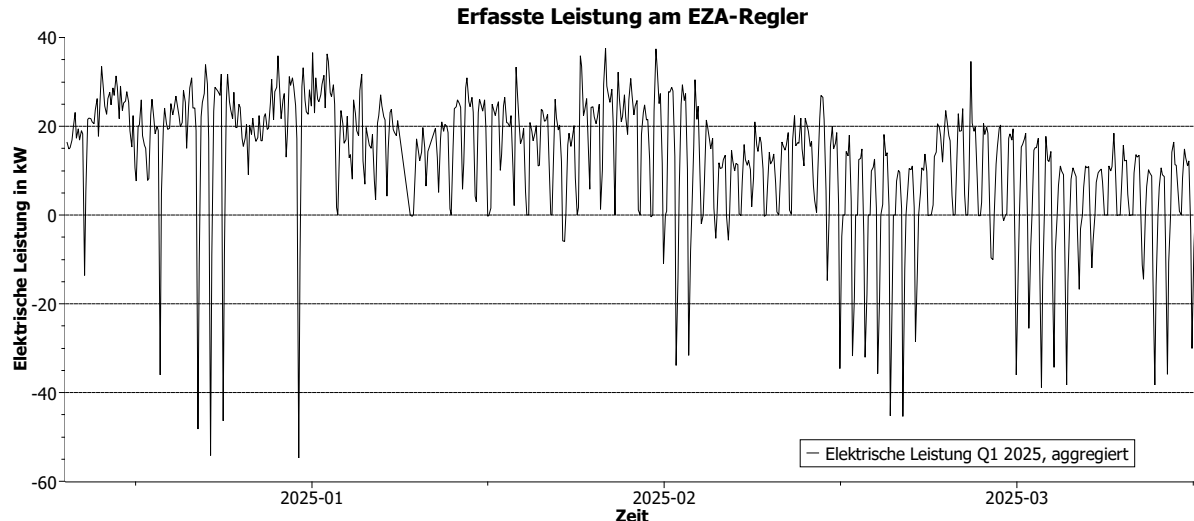


Abbildung 2: Erfasste Leistung am EZA-Regler für Q1 2025.

Zu beachten ist, dass in die erfassten Verbrauchswerten auch die zwei zentralen Wallboxen für gemeinschaftlich genutzte Mietfahrzeuge mit jeweils 22 kW Ladeleistung einfließen. Da für diese Ladepunkte bislang keine getrennte Verbrauchserfassung vorliegt, kann deren spezifischer Anteil am Gesamtverbrauch nicht quantifiziert werden. Dennoch ist davon auszugehen, dass insbesondere in den Abendstunden und an Wochenenden zusätzliche Lastspitzen durch Fahrzeugladungen auftreten können.

Zusammenfassend zeigt die Analyse der elektrischen Wirkenergie im ersten Quartal 2025 einen saisonal erwartbaren und plausiblen Energieverbrauch für das Quartier. Die Daten belegen einen erhöhten Bedarf während der Heizperiode, flankiert durch regelmäßige PV-Einspeisungen zur Mittagszeit.

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

Die Energieflüsse des Quartiers werden im ersten Quartal 2025 differenziert nach Netzbezug (Abbildung 3) und Netzeinspeisung (Abbildung 4) dargestellt. Die monatliche Energiebilanz, also die Differenz zwischen bezogener und eingespeister elektrischer Arbeit, ist in Abbildung 5 zusammengefasst. Die zugrundeliegenden Daten weisen auf einen deutlich saisonal geprägten Verlauf der Energieflüsse hin, der sich sowohl durch äußere klimatische Bedingungen als auch durch das Erzeugungsverhalten der Photovoltaikanlagen im Quartier erklären lässt.

Im Januar verzeichnet das Quartier einen Energiebezug von **15.340,58 kWh**, während im gleichen Zeitraum lediglich **1.344,41 kWh** an elektrischer Energie in das öffentliche Netz eingespeist wurden. Dies resultiert in einer Nettoenergiebilanz von **13.996,16 kWh** zulasten des Bezugs. Der hohe externe Energiebedarf im Januar ist typisch für die Wintermonate, in denen die solare Einstrahlung gering ist und die thermischen Lasten – etwa durch Heizen und Warmwasserbereitung – ein hohes Niveau erreichen.

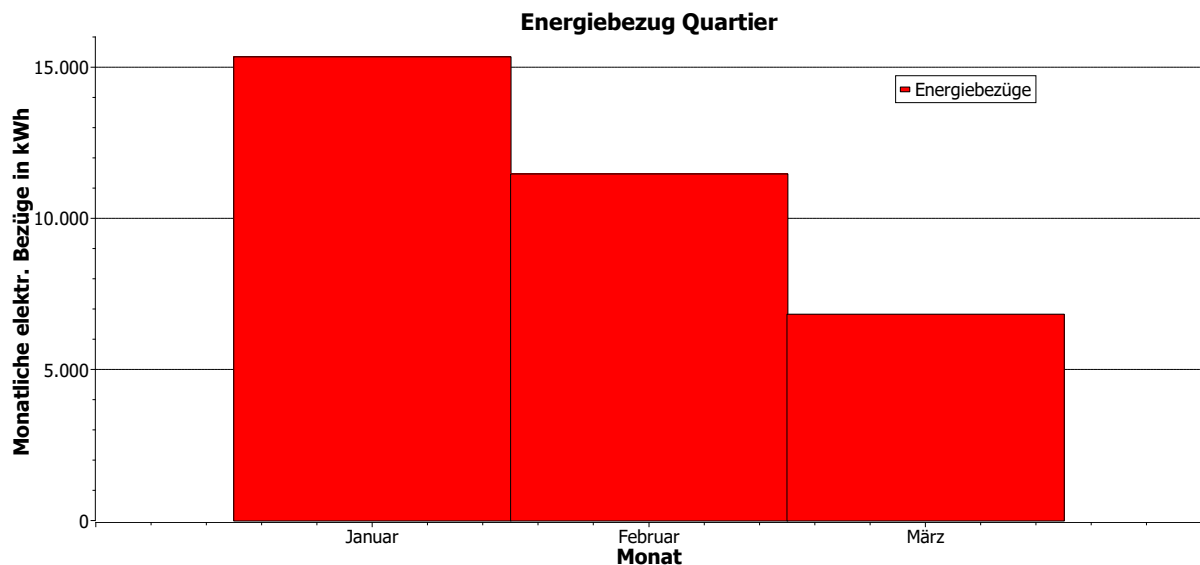


Abbildung 3: Energiebezug in Summe für die jeweiligen Monate für das Quartier.

Im Februar sinkt der Netzbezug auf **11.468,48 kWh**, was eine Reduktion um rund 25 % im Vergleich zum Januar bedeutet. Gleichzeitig bleibt die Einspeisemenge mit **1.285,54 kWh** auf einem ähnlichen Niveau. Die resultierende Nettoenergiebilanz beträgt **10.182,94 kWh**. Die Reduktion des Bezugs kann auf leicht ansteigende Außentemperaturen und einen Rückgang der Heizlasten zurückgeführt werden. Zudem muss dabei berücksichtigt werden, dass der Kalendermonat Februar kürzer ausfällt. Trotz stabiler Einspeisung bleibt jedoch der Eigenversorgungsgrad weiterhin gering.

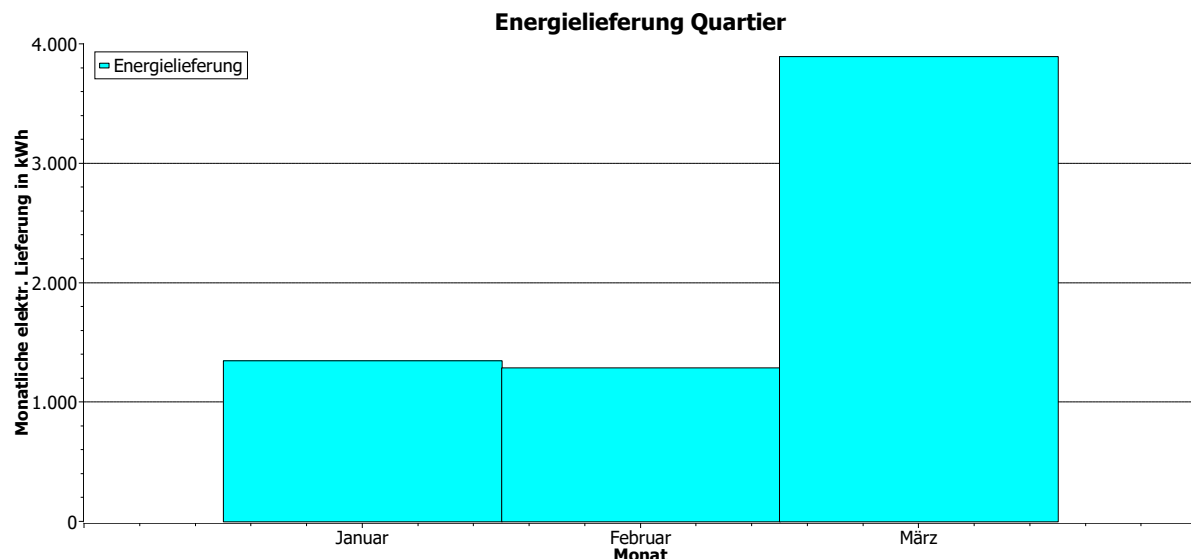


Abbildung 4: Energielieferung in Summe für die jeweiligen Monate für das Quartier.

Im März zeigt sich eine deutliche Veränderung im Energieprofil des Quartiers: Der Energiebezug geht auf **6.821,58 kWh** zurück, während die Einspeisung mit **3.891,57 kWh** stark ansteigt. Die Energiebilanz verbessert sich entsprechend auf nur noch **2.930,01 kWh** Nettoenergiebezug. Dieses Verhältnis verdeutlicht den zunehmenden Einfluss der Photovoltaikproduktion im Quartier. Mit dem Fortschreiten des Frühjahrs nehmen sowohl die Tageslänge als auch die solare Globalstrahlung spürbar zu, was zu einem deutlich höheren Eigenversorgungsgrad führt. Die Daten deuten darauf hin, dass im März zu bestimmten Tageszeiten bereits signifikante Überschüsse erzeugt werden, die in das öffentliche Verbundnetz eingespeist werden.

Ein relevanter, jedoch in den Messdaten nicht explizit sichtbarer Einflussfaktor ist die im Quartier Harsefeld angewandte externe Null-Regelung. In diesen Fällen wird die PV-Anlage auf Anweisung des Netzbetreibers oder durch das übergeordnete Energiemanagement vollständig abgeregelt – es erfolgt weder eine Einspeisung noch eine Speicherung des Solarstroms. Diese Abregelung findet ausnahmslos zu Spitzenzeiten der PV-Erzeugung statt, also typischerweise um die Mittagszeit, wenn die tägliche Globalstrahlung ihr Maximum erreicht. Der genaue Zeitpunkt variiert jedoch von Tag zu Tag.

Zwar lässt sich im Nachhinein im Einzelfall rekonstruieren, wann solche Eingriffe erfolgt sind, jedoch ist die Systematik, nach der die Abschaltungen ausgelöst werden, nicht bekannt. Daher können sie nicht pauschal quantifiziert oder in ihrer Wirkung rechnerisch isoliert ausgewiesen werden. Besonders bei hoher Einstrahlung führen diese Maßnahmen zu nennenswerten Ertragsverlusten.

Zudem erschwert die selektive Anwendung der Regelung auf einzelne Wohneinheiten die Vergleichbarkeit der erfassten Verbrauchs- und Ertragsdaten innerhalb des Quartiers.

Insgesamt zeigt der Verlauf der monatlichen Energieflüsse, dass das Quartier im ersten Quartal 2025 in starkem Maße auf externe Energieversorgung angewiesen bleibt. Dennoch lässt sich ein klarer Trend zur zunehmenden Eigenversorgung erkennen, insbesondere im März. Der erwartbare Übergang in eine Phase mit potenziellen Nettoüberschüssen, wie er im Vorjahr ab April bis September beobachtet wurde, deutet sich bereits an. Es ist davon auszugehen, dass dieser Übergang im weiteren Jahresverlauf anhält und sich durch höhere solare Erträge im zweiten Quartal verstärken wird.

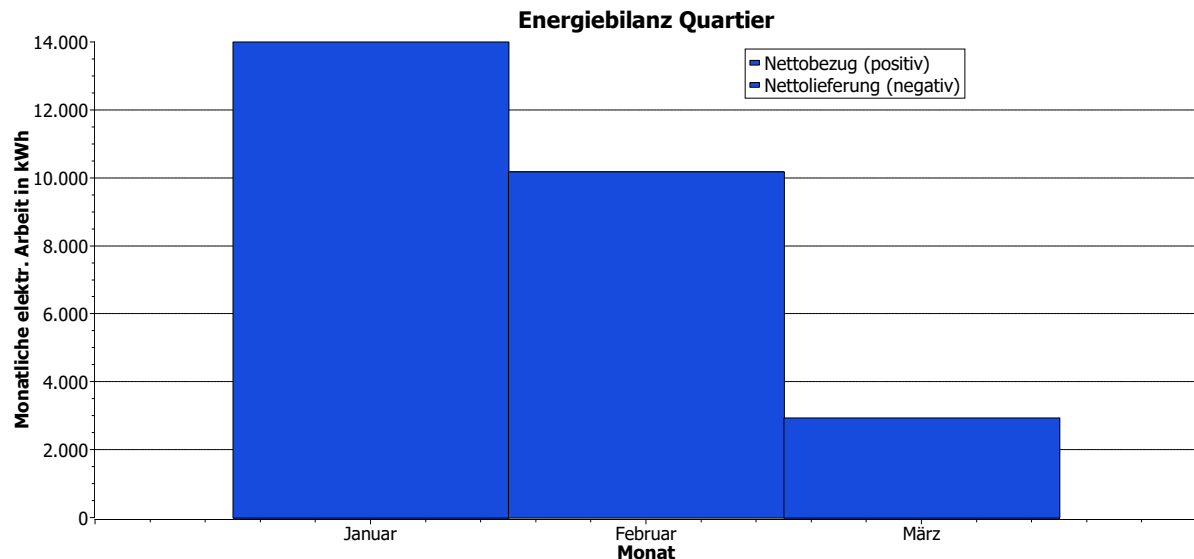


Abbildung 5: Bilanzierte Darstellung von Bezug und Lieferung pro Monat.

2.3 Erkenntnisse zur Nutzung und Steuerung der Energieflüsse in der Heizperiode

Der erste Quartalszeitraum (Januar bis März) zeigt deutlich: Die Stromerzeugung durch Photovoltaikanlagen fällt im Vergleich zu den Folgemonaten naturgemäß schwächer aus. Zudem wird die erzeugte Energie in den typischen Ertragsspitzen – vor allem zur Mittagszeit – nicht vollständig im Quartier eigengenutzt. Diese Diskrepanz zwischen Erzeugung und Bedarf bietet wichtige Ansatzpunkte für eine verbesserte energetische Steuerung und Nutzung, insbesondere in den verbrauchsstarken Wintermonaten.

Diese Beobachtung unterstreicht zugleich die Bedeutung eines verstärkten Ausbaus regenerativer Energien – insbesondere solcher, die auch in den Wintermonaten stabile Erträge liefern. Darüber hinaus wird deutlich, wie wichtig saisonale Speicherlösungen sowie intelligente Lastverschiebung und -modulation sind, um Stromangebot und -bedarf besser aufeinander abzustimmen.

Im konkreten Fall kann dies durch eine gezielte Steuerung der vorhandenen Wärmepumpe in Verbindung mit dem vorhandenen Brauchwasserspeicher erfolgen. Dabei wird nicht der reine Betriebszeitpunkt verschoben – im Winter ist eine durchgehende Wärmeerzeugung meist unumgänglich –, sondern vielmehr die Betriebsweise angepasst: In Zeiten höherer Verfügbarkeit von erneuerbarem Strom, etwa bei PV-Ertrag oder Netzstromüberschuss, kann die Wärmepumpe das Brauchwasser auf ein etwas höheres Temperaturniveau bringen. Dadurch dient der Brauchwasserspeicher als einfacher thermischer Speicher, der kurzfristig Energie puffert. Dieses Vorgehen nutzt die thermische Trägheit und entspricht einem praxistauglichen Ansatz zur Lastverschiebung im Wärmesektor, ohne Komfortverluste zu verursachen.

Ergänzend dazu bieten auch Elektrofahrzeuge (EV) eine wertvolle Möglichkeit zur Lastflexibilisierung. Ihre Ladezeiten können – sofern technisch unterstützt – an die lokale Stromerzeugung angepasst werden. So lässt sich etwa das Laden in sonnenreichen Stunden priorisieren oder zeitlich verschieben, um Lastspitzen im Netz zu vermeiden.

Solche Maßnahmen zur intelligenten Steuerung – auch bekannt unter Begriffen wie Demand Side Management oder peak shaving – tragen dazu bei, die Eigenverbrauchsquote zu erhöhen, das Netz zu entlasten und die Integration erneuerbarer Energien im Quartier nachhaltig zu unterstützen.

3 Photovoltaikerzeugung im Quartier

Die Bewertung der Photovoltaikerträge im betrachteten Quartier basiert auf einer Kombination meteorologischer Langzeitdaten und technischer Erzeugungsdaten der installierten PV-Systeme. Als meteorologische Grundlage dient die vom Institut Wohnen und Umwelt (IWU) veröffentlichte Übersicht zur Globalstrahlung auf geneigte Flächen (Stand Mai 2025, siehe Abbildung 6). Die dort angegebenen Werte gelten exemplarisch für eine Modulneigung von 30°, während in den tatsächlichen Berechnungen die jeweils spezifischen Neigungswinkel der einzelnen Dachflächen berücksichtigt wurden (siehe Tabelle 1). Da für das Kalenderjahr 2025 noch keine vollständigen Strahlungsdaten vorliegen, wurden die langjährigen Mittelwerte (2005–2024) herangezogen.

Globalstrahlung auf geneigte Flächen		2024								langjähriges Mittel *							
		30° geneigte Flächen mit Orientierung								30° geneigte Flächen mit Orientierung							
		O	SO	S	SW	W	NW	N	NO	O	SO	S	SW	W	NW	N	NO
Neigung gegen Horizontale:	30°	kWh/m²								kWh/m²							
Monat																	
Jan 2024		15	23	26	23	16	11	10	11	17	24	28	25	18	12	11	12
Feb 2024		27	37	42	37	28	20	18	20	33	44	49	44	34	24	23	24
Mrz 2024		74	90	96	89	76	57	53	59	73	90	95	88	75	57	53	58
Apr 2024		109	127	132	124	110	86	79	89	124	142	147	139	125	98	91	102
Mai 2024		170	188	190	182	171	137	127	143	155	173	176	168	156	125	115	130
Jun 2024		157	175	178	170	158	126	117	132	162	180	183	175	163	131	121	136
Jul 2024		170	189	191	182	172	138	127	144	158	176	179	171	159	127	117	133
Aug 2024		138	156	160	152	139	110	102	115	130	149	153	145	132	104	96	108
Sep 2024		102	120	125	117	103	80	74	83	92	109	114	107	93	72	66	74
Okt 2024		54	68	74	67	55	41	38	41	51	65	70	64	52	38	36	39
Nov 2024		17	25	28	25	18	12	11	12	22	31	35	31	23	16	15	16
Dez 2024		9	14	17	14	10	6	6	6	13	19	22	19	13	9	8	9
Summe Jahr		1041	1211	1258	1182	1057	824	762	854	1028	1202	1252	1175	1045	812	751	840
Summe an Heiztagen**		434	528	561	519	443	336	312	346	551	662	700	650	562	429	398	443
**) Heizgrenztemp. 15°C		*) von 2005 bis 2024															

Abbildung 6: Globalstrahlung auf geneigte Flächen, Institut Wohnen und Umwelt, Mai 2025

Die mittlere jährliche Globalstrahlung auf südostorientierte Flächen beträgt **ca. 1.200 kWh/m²**. Die monatlichen Werte schwanken stark zwischen Sommer- und Wintermonaten (z. B. über **170 kWh/m²** im Juni bis August gegenüber unter **50 kWh/m²** im Dezember und Januar). Die Zeit hoher PV-Erträge fällt größtenteils in die **nicht-heizpflichtige Periode**, in der auch der Haushaltsenergiebedarf niedriger ist – ein Umstand, der den Eigenverbrauchsanteil des PV-Stroms erhöhen kann.

Tabelle 1: PV-Erzeugung, technische Anlagen und Wirkungsgrade

Objekt	Summe in kWh	PV-Fläche in m²	Anlagen-typ in kWp	Neigungs-grad	Global-strahlung pro m²	Theoretisch. Energie-erzeugung bei 100% Wirkungsgrad	Gesamt-wirkungs-grad	Theor. jährl. Erzeugung mit Gesamt-wirkungsgrad
Arundel	372,64	79,29	9,68	45	162	12.844,98	2,90%	2.728,09
Carrickfergus	444,43	71,7	15,75	45	162	11.615,40	3,83%	3.253,67
Doune	412,37	53,57	9,68	30	158	8.464,06	4,87%	3.137,14
Dover	502,45	71,5	10,935	45	162	11.583,00	4,34%	3.678,43
Edinburgh	677,32	71,5	12,15	45	162	11.583,00	5,85%	4.958,65
Eilean	586,88	72,14	12,95	45	162	11.686,68	5,02%	4.296,54
Hampton	325,47	71,4	12,375	45	162	11.566,80	2,81%	2.382,76
Inveraray	314,07	71,7	11,25	45	162	11.615,40	2,70%	2.299,30
Ludlow	312,85	71,4	11,25	45	162	11.566,80	2,70%	2.290,37
Raby	400,77	71,4	15,75	45	162	11.566,80	3,46%	2.934,03
Stirling	385,38	53,3	7,92	30	158	8.421,40	4,58%	2.931,81
Windsor	398,27	92,69	16,875	30	158	14.645,02	2,72%	3.029,88
	5.132,90	851,59	146,565			171.599,44		37.920,69

Für die vorliegende Analyse wurden ausschließlich jene Gebäude berücksichtigt, für die eine vollständige, technisch konsistente Datenlage besteht. Die daraus gebildete Teilstichprobe umfasst **851,59 m²** PV-Modulfläche mit einer Gesamtleistung von **146,57 kWp**. Die gesamt installierte PV-Fläche im Quartier beträgt hingegen **1.145,23 m²** bei **230 kWp** installierter Leistung. Eine Erweiterung der Auswertung auf derzeit noch unvollständig dokumentierte Anlagen ist vorgesehen. Um Verzerrungen zu vermeiden, beziehen sich alle im Folgenden dargestellten Werte ausschließlich auf die analysierte Teilgruppe (siehe Tabelle 1).

Die gemessene elektrische Energieerzeugung dieser Anlagen beträgt im Erfassungszeitraum **5.132,90 kWh**. Die theoretisch maximal mögliche Erzeugung unter Annahme eines 100-prozentigen Wirkungsgrads beträgt **171.599,44 kWh**, basierend auf den jeweils zugewiesenen Globalstrahlungswerten. Daraus ergeben sich Gesamtwirkungsgrade zwischen **2,72 %** und **5,85 %**. Diese Werte beinhalten kumuliert Systemverluste wie Umrichtereffizienz, Verschattung, Temperaturdegradation, Leitungslängen und Stillstandszeiten. Der größte negative Faktor ist und bleibt jedoch die bereits im Kapitel 2.2 erwähnte externe Null-Regelung bei der die PV-Energieerzeugung zu Spitzenertragszeiten mit höchster Globalstrahlung unterbunden wird. Diesem Umstand ist es zu verdanken, dass die Gesamtwirkungsgrade so gering ausfallen und das Quartier hinsichtlich ihrer energetischen Autonomie viel schlechter dasteht als es trotz der oben genannten Systemverlusten realistisch erwartet werden kann. Das tatsächliche Potential des Quartiers zur energetischen Eigenversorgung ist nicht ausgeschöpft.

Die errechneten Jahreserträge der einzelnen Anlagen variieren zwischen **2.728 kWh** (z. B. Arundel) und **4.958 kWh** (Edinburgh). Diese Werte wurden auf Basis der jeweiligen PV-Fläche, Globalstrahlung und berechnetem Wirkungsgrad individuell ermittelt. Sie spiegeln den Einfluss von Modulausrichtung, Neigungswinkel und lokalen Bedingungen wider.

Ein systemischer Einfluss auf die Erträge ergibt sich durch die selektive Anwendung der externen Nullregelung, die bei einzelnen Anlagen zur temporären Abregelung der Einspeiseleistung führt. Diese Regelung ist derzeit noch nicht automatisiert erfasst. Eine Integration der entsprechenden Daten in die Auswertung ist vorgesehen, um die Vergleichbarkeit der Anlagenenerträge künftig zu verbessern.

Der durchschnittliche berechnete Gesamtwirkungsgrad über alle betrachteten Systeme beträgt **3,81 %**. Im Kontext der realen Betriebsbedingungen sowie der bekannten Reduktionsfaktoren ist dieser Wert als plausibel zu bewerten. Auf eine detaillierte Aufschlüsselung der Einzelverluste wird verzichtet. Stattdessen dient der Gesamtwirkungsgrad als konsolidierter Indikator für die Effizienz der PV-Systeme unter Alltagsbedingungen.

Im Vergleich zu südlicheren Regionen liegt die langjährige mittlere Globalstrahlung am betrachteten, nördlich gelegenen Standort unter dem Bundesdurchschnitt. Dies ist bei der Interpretation der spezifischen Energieerträge zu berücksichtigen. Die in Abbildung 6: Globalstrahlung auf geneigte Flächen, Institut Wohnen und Umwelt, Mai 2025 dokumentierten Globalstrahlungswerte belegen diese klimatische Ausgangslage.

4 Netzdienstlichkeitsanalyse

4.1 Hintergrund und Zielsetzung: Netzdienstlichkeit als Bewertungskriterium

Im Rahmen der Energiewende rückt die Rolle dezentraler Wohnquartiere zunehmend in den Fokus netztechnischer Bewertungen. Ziel dieser Untersuchung ist es, das Einspeiseverhalten eines Quartiers hinsichtlich seiner Auswirkungen auf die Stabilität des übergeordneten Verbundnetzes zu analysieren. Der Begriff der **Netzdienstlichkeit** beschreibt dabei die Fähigkeit eines Quartiers, durch sein Stromverhalten – insbesondere Einspeisung und Bezug – positiv zur Netzfrequenzstabilität beizutragen.

Ein Quartier kann durch gezielte Einspeisung netzstützend wirken, etwa durch das Abfedern von Frequenzabfällen mit Energieeinspeisung. Umgekehrt wirkt sich ein übermäßiger Bezug in Niedrigfrequenzphasen oder das Einspeisen bei bereits hoher Netzfrequenz negativ auf die Netzstabilität aus. Vor diesem Hintergrund ist es Ziel des vorliegenden Konzepts, eine Wohnform zu etablieren, die nicht nur geringe destabilisierende Wirkungen entfaltet, sondern im besten Fall eine positive Rückwirkung auf das Netz hat. Sollte dieses Konzept verstärkt Einzug in die urbane Planung halten, soll es sich im Vergleich zu herkömmlichen Haushaltsstrukturen als ressourcenschonender und netzkompatibler erweisen.

4.2 Methodik: Versuchsaufbau und Bewertungssystematik

Für die Bewertung wurde ein automatisierter Analyseprozess entwickelt, bei dem paarweise Zeitdaten von Frequenz (f) und Leistung (P) mit einer zeitlichen Schrittweite von 10 Sekunden verarbeitet wurden. Als Basis dienen CSV-Dateien mit Messwerten über den Zeitraum vom 01.01.2025 bis zum 31.03.2025. Der maximale absolute Leistungswert im betrachteten Zeitraum lag bei **96.232,11 W** und bildete den Normierungsfaktor der Bewertungsskala.

Bewertungslogik

Die Bewertung erfolgt gemäß folgender Logik, die Frequenzbereiche mit zugehörigem Energiefluss in eine Skala von 0 bis 100 überführt:

- Frequenz < 49,98 Hz:
 - *Liefern* (Einspeisung) → netzdienstlich (Wert 75–100)
 - *Beziehen* → destabilisierend (Wert 0–24)
- 49,98 Hz ≤ Frequenz < 50 Hz:
 - *Liefern* → leicht netzdienstlich (50–75)
 - *Beziehen* → leicht destabilisierend (50–24)
- 50 Hz ≤ Frequenz < 50,02 Hz:
 - *Beziehen* → leicht netzdienstlich (50–75)
 - *Liefern* → leicht destabilisierend (50–24)
- Frequenz ≥ 50,02 Hz:
 - *Beziehen* → netzdienstlich (75–100)
 - *Liefern* → destabilisierend (0–24)

Bewertungskategorien:

Die kontinuierlichen Bewertungswerte wurden anschließend in drei Kategorien unterteilt:

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

Netzdienlichkeit

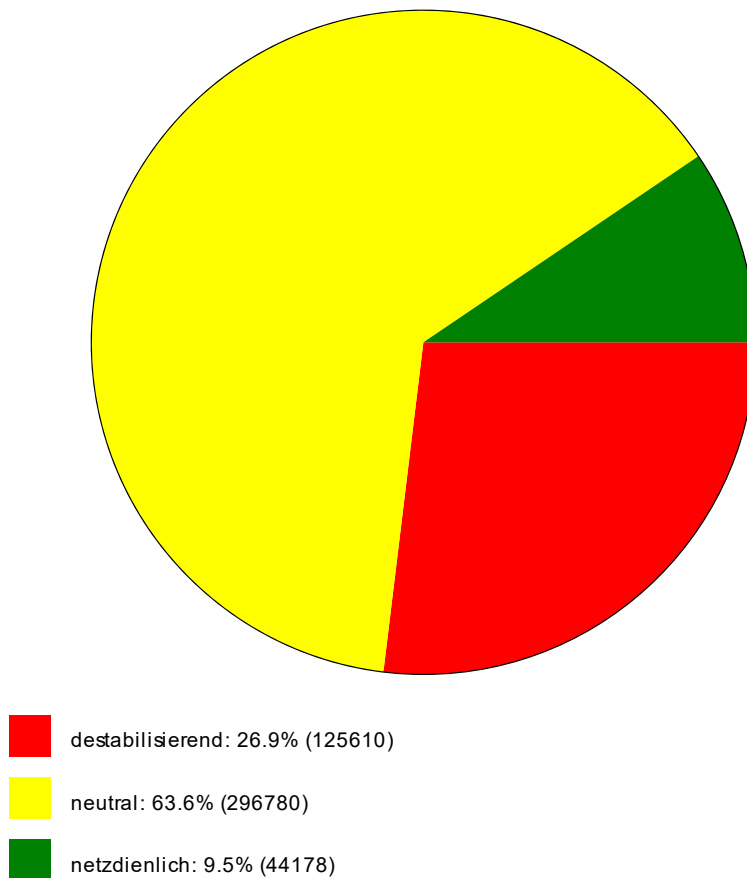


Abbildung 7: Gewichtete Bewertung des Bezugs und der Lieferung Anhang der Frequenz des Quartiersnetzes im Vergleich zur Zielfrequenz des Verbundnetzes für Q1 2025

4.3 Ergebnisse der Analyse

Im untersuchten Quartal Q1/2025 wurden insgesamt **468.568** Zeitfenster à 10 Sekunden analysiert. Die Verteilung der Bewertungen in Abbildung 7 zeigt:

- Netzdienlich (grün): 9,5 % (44.178 Zeitfenster)
- Neutral (gelb): 63,6 % (296.780 Zeitfenster)
- Destabilisierend (rot): 26,9 % (125.610 Zeitfenster)

Der daraus berechnete **Netzdienlichkeitsindex** beträgt **43,898**. Dieser Wert liegt unterhalb der Neutralmarke (50) und spiegelt damit ein leicht destabilisierendes bis überwiegend neutrales Verhalten wider.

Netzdienstlichkeitsanalyse

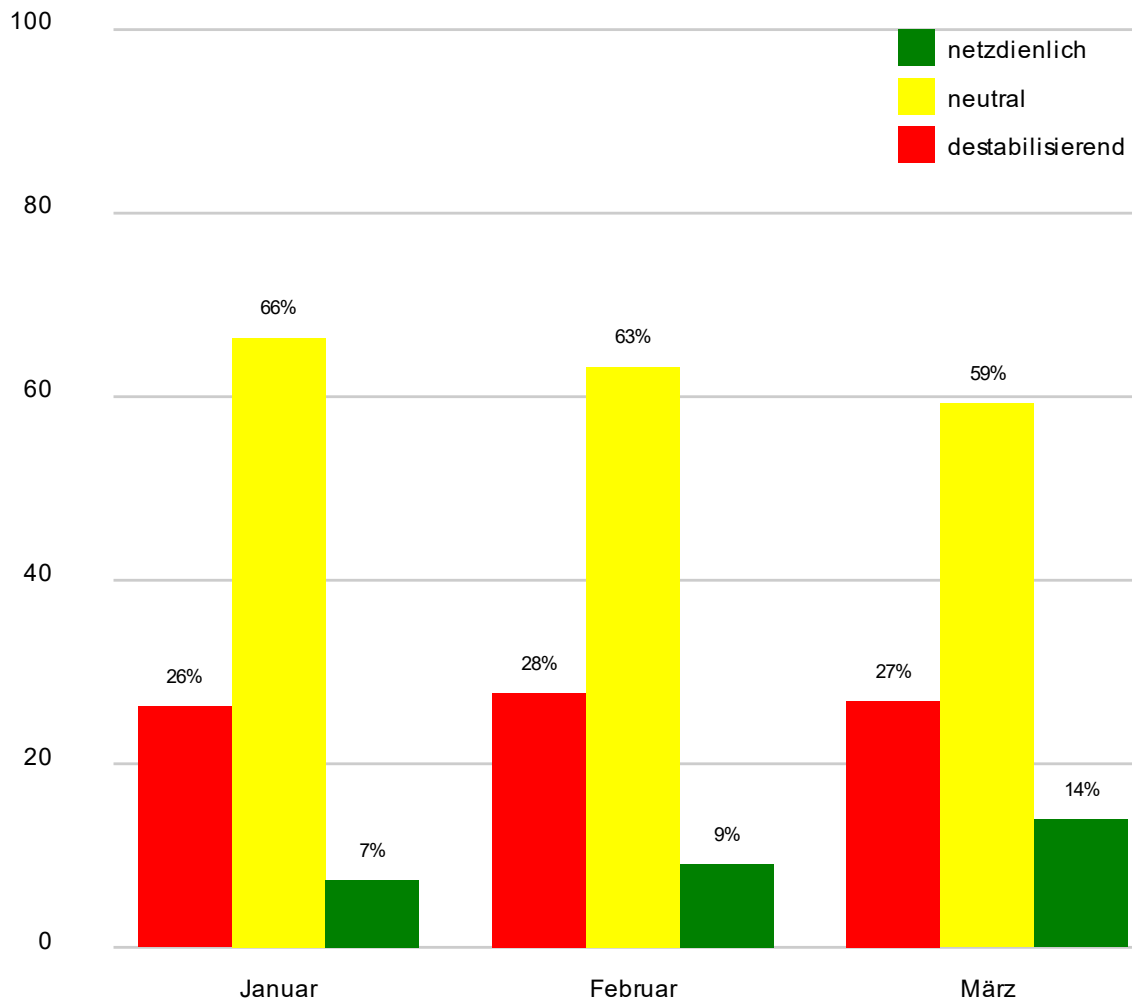


Abbildung 8: Netzdienstlichkeitsanalyse für Q1 2025 aufgeschlüsselt nach Monat

Die monatsweise Betrachtung in Abbildung 8 ergab folgende Verteilungen:

Monat	Netzdienlich	Neutral	Destabilisierend
Januar	7 %	66 %	26 %
Februar	9 %	63 %	28 %
März	14 %	59 %	27 %

Auffällig ist dabei, dass der Anteil netzdienlicher Phasen im März deutlich ansteigt, während die destabilisierenden Anteile relativ konstant bleiben. Dies könnte auf eine zunehmende Einspeisung in netzunterstützenden Frequenzbereichen hindeuten, möglicherweise infolge steigender solargestützter Eigenproduktion am Ende des Quartals. Ein detaillierter Abgleich mit Erzeugungsdaten wäre zur Validierung dieser Hypothese jedoch erforderlich.

4.4 Weiterführende Untersuchungen und Hypothesen

Auf Basis der Ergebnisse dieser Untersuchung lassen sich mehrere Hypothesen und Fragestellungen ableiten, die in weiterführenden Studien vertieft betrachtet werden sollten:

a) Zusammenhang zwischen Einspeisemenge und Netzdienlichkeit

Wie bereits im Jahresbericht 2024 angedeutet, besteht die begründete Annahme, dass eine gezielte Einspeisung bei Frequenzabweichungen netzstützend wirkt. Da die Netzdienlichkeitsbewertung in dieser Analyse dynamisch auf Frequenz und Leistung reagiert, lässt sich ein erhöhtes netzdienliches Verhalten grundsätzlich durch ein aktives, frequenzsensitives Einspeisemanagement unterstützen. Die Daten des vorliegenden Quartals zeigen, dass im März der Anteil netzdienlicher Bewertungen auf 14 % stieg – möglicherweise in Verbindung mit einem Anstieg solarer Überschüsse zum Quartalsende. Dies unterstützt die Annahme, dass selbst in kleinen Einheiten, durch gezielte Einspeisung, ein positiver Beitrag zur Netzstabilität möglich ist.

b) Einfluss der Heizperiode und Strahlungsarmut im Winter

Die Monate Januar und Februar weisen mit 7 % bzw. 9 % die geringsten Anteile netzdienlicher Zeitfenster auf, was mit der niedrigen solaren Einstrahlung und damit begrenzten Einspeisemöglichkeiten in den Wintermonaten erklärbar ist. Zugleich bleiben die destabilisierenden Anteile auf einem relativ konstant hohen Niveau (26–28 %). Es stellt sich daher die Frage, ob selbst geringe Einspeisemengen im Winter – etwa durch Batteriespeicher oder Lastverschiebung – genutzt werden könnten, um netzdienliches Verhalten in relevanten Frequenzlagen zu fördern. Ein direkter Vergleich mit Referenzhaushalten ohne Einspeisung könnte hier wichtige Hinweise liefern.

c) Erfordernis einer ganzjährigen Analyse

Die vorliegende Analyse beschränkt sich auf das erste Quartal eines Jahres mit tendenziell geringer PV-Produktion. Eine abschließende Bewertung des Potenzials eines Quartiers zur Netzdienlichkeit setzt eine ganzjährige Untersuchung voraus. Insbesondere die Monate mit hoher PV-Erzeugung sowie externe Eingriffe, etwa durch Nullregelungen bei hoher Netzsättigung, müssen berücksichtigt werden. Erst dann lässt sich eine belastbare Aussage über den strukturellen Beitrag eines quartiersbasierten Wohnmodells zur Netzstabilität treffen.

4.5 Fazit Netzdienlichkeit

Die durchgeführte Analyse zeigt, dass das betrachtete Quartier im ersten Quartal 2025 ein überwiegend neutrales bis leicht destabilisierendes Einspeiseverhalten aufweist, mit einem vergleichsweise geringen Anteil netzdienlicher Phasen. Die tatsächlichen Einspeisemengen wurden bislang nicht systematisch mit den Kapazitäten oder Leistungen des übergeordneten Verbundnetzes verglichen. Angesichts der begrenzten Größe des untersuchten Quartiers mit lediglich 18 Wohneinheiten ist jedoch stark anzunehmen, dass dessen Beitrag zur Gesamtlast des Netzes derzeit nicht signifikant ausfällt.

Dennoch verdeutlichen die Ergebnisse, dass ein solches Quartierskonzept – bestehend aus mehreren energetisch gekoppelten Wohneinheiten mit dem Ziel weitgehender Eigenversorgung – grundsätzlich das Potenzial besitzt, netzstützend zu wirken. Sollte diese Form der Wohnstruktur in größerem Maßstab implementiert werden, gewinnt die Frage nach der aggregierten Netzdienlichkeit solcher Systeme an Bedeutung. In diesem Zusammenhang erscheint eine weiterführende Untersuchung – auch unter Berücksichtigung jahreszeitlicher Schwankungen und regulatorischer Eingriffe – als unerlässlich.

5 Gesamtfazit

Ein zentraler hemmender Einflussfaktor ist die im Quartier praktizierte externe Null-Regelung, bei der die PV-Anlagen auf Anweisung vollständig abgeregelt werden – und zwar ausnahmslos zu Zeiten maximaler solaren Einstrahlung. In diesen Fällen wird weder eingespeist noch gespeichert, was gerade in den produktionsstärksten Tagesstunden zu erheblichen Ertragsverlusten führt. Da diese Abschaltungen nicht systematisch dokumentiert oder nachvollziehbar steuerbar sind, können sie weder pauschal quantifiziert noch bei der Bewertung des energetischen Eigenversorgungsgrads rechnerisch sauber berücksichtigt werden. Die Folge ist ein verzerrtes Bild des tatsächlichen Potenzials: Die beobachteten geringen Wirkungsgrade sowie die eingeschränkte Autonomie spiegeln nicht die technisch erreichbare Leistungsfähigkeit des Systems wider, sondern sind in hohem Maße auf diese äußeren Eingriffe zurückzuführen.

Im Verlauf des ersten Quartals 2025 zeigen sich – trotz klimatisch bedingtem hohem Energiebedarf in der Heizperiode – klare Ansätze einer saisonalen Verschiebung hin zu höherer Eigenversorgung und verstärkter Netzeinspeisung, insbesondere im Monat März. Die Bewertung der Energieflüsse verdeutlicht die Notwendigkeit eines gezielten Lastmanagements und einer flexiblen Betriebsweise, um regenerative Erzeugung auch unter realen Bedingungen besser zu nutzen. Das gilt insbesondere für steuerbare Verbraucher wie Wärmepumpen in Kombination mit Brauchwasserspeichern sowie für das flexible Laden von Elektrofahrzeugen.

Die Netzdienlichkeitsanalyse bescheinigt dem Quartier im beobachteten Zeitraum ein überwiegend neutrales bis leicht destabilisierendes Verhalten. Dieses Ergebnis zeigt, dass kleine, dezentral organisierte Quartiere durchaus Einfluss auf Netzstabilität nehmen können – jedoch nur dann, wenn Flexibilitäten gezielt genutzt und externe Eingriffe besser integriert bzw. vermieden werden. Eine weiterführende Betrachtung über das gesamte Jahr ist erforderlich, um die strukturellen Potenziale für netzdienliches Verhalten belastbar zu bewerten.