



2026

BERICHT

Energy Sharing im Nordwesten

METROPOLREGION NORDWEST FÜR ERNEUERBARE-ENERGIE-GEMEINSCHAFTEN



Impressum

Herausgeber:

Stadt Oldenburg Wirtschaftsförderung
in Kooperation mit

Oldenburger Energiecluster e.V., info@energiecluster.de

Auftraggeber:

Stadt Oldenburg Wirtschaftsförderung

Kontakt: Christian Haupt-Lengert, Ina Lehnert-Jenisch

Gefördert von  METROPOLREGION
NORDWEST

Auftragnehmer:

Konsortium:

Lintas Green Energy GmbH

EERA consulting GmbH

Olegeno Oldenburger Energie-Genossenschaft eG

Autorinnen und Autoren:

Nemanja Katić, Lintas Green Energy GmbH

Dr. Anna Pechan, EERA consulting GmbH

Jonas Stührenberg, Olegeno Oldenburger Energie-Genossenschaft eG

Stand: Mai 2026

Bitte zitieren als:

Katić, N., Pechan, A., Stührenberg, J. (2026). Energy Sharing im Nordwesten, Hrsg.: Stadt Oldenburg Wirtschaftsförderung in Kooperation mit Oldenburger Energiecluster e.V.



I. Inhaltsverzeichnis

I.	Inhaltsverzeichnis	II
II.	Executive Summary	1
1	Einleitung	2
1.1	Hintergrund	3
1.2	Motivation und Fokus	3
1.3	Aufbau des Berichts	3
2	Grundlagen des Energy Sharing	5
2.1	Begriff und Definition	6
2.2	Europäischer Rechtsrahmen	8
2.3	Rechtlicher Rahmen in Deutschland vor der EEG-Reform	8
2.4	Rechtliche Umsetzung der EU-Richtlinie in Deutschland	9
	<i>Exkurs: Bilanzierungsgebiete in Deutschland</i>	<i>11</i>
2.5	Internationale Erfahrungen	12
2.5.1	Österreich	12
2.5.2	Italien	15
2.5.3	Spanien	15
3	Übertrag auf die Metropolregion Nordwest	17
3.1	Allgemeine Struktur und räumliche Abgrenzung	18
3.2	Energiesystem und Infrastrukturen	19
3.3	Akteurslandschaft und institutionelle Strukturen	20
3.4	Regionale Besonderheiten und Herausforderungen	22
4	Darstellung der relevanten Anwendungsfälle und Bewertung der Fallbeispiele	24
4.1	Anwendungsfall: Wohnen	25
4.1.1	Charakteristik des Anwendungsfalls	25
4.1.2	Vorstellung des Fallbeispiels: Straßenzug in Oldenburg	27
4.1.3	Bewertung des Fallbeispiels Straßenzug in Oldenburg	28
4.2	Anwendungsfall: Industrie und Gewerbe	30
4.2.1	Charakteristik des Anwendungsfalls	30
4.2.2	Vorstellung des Fallbeispiels Gewerbe Bremen	31
4.2.3	Bewertung des Fallbeispiels Gewerbe Bremen	32
4.3	Anwendungsfall: Kommunen	34
4.3.1	Charakteristik des Anwendungsfalls	34
4.3.2	Vorstellung des Fallbeispiels Stadt Dinklage	35
4.3.3	Bewertung des Fallbeispiels Stadt Dinklage	36
4.4	Anwendungsfall: Energiegenossenschaften	38

4.4.1	Charakteristik des Anwendungsfalls	38
4.4.2	Vorstellung des Fallbeispiels Olegeno.....	39
4.4.3	Bewertung des Fallbeispiels Olegeno.....	40
4.5	Anwendungsfall: Ladeinfrastruktur	42
4.5.1	Beschreibung und Charakteristik des Anwendungsfalls	42
4.5.2	Vorstellung des Fallbeispiels Güterverkehrszentrum Bremen	43
4.5.3	Bewertung des Fallbeispiels Güterverkehrszentrum Bremen	44
4.6	Zusammenfassung und vergleichende Einordnung	46
4.7	Leitfaden / Vorgehensweise	47
5	Praktisches Fallbeispiel Quartiersgarage	49
5.1	Generierung der Daten für die Energiegemeinschaft.....	50
5.2	Energiestatistiken „EE-Gemeinschaft Quartiersgarage“	51
5.3	Wirtschaftlichkeitsanalyse	52
5.4	Sensitivitätsanalyse	53
5.4.1	Variation der Einspeisevergütung.....	53
5.4.2	Variation der monatlichen Kosten	53
5.4.3	Reduktion der Netzentgelte nach österreichischem Vorbild	54
5.4.4	Stromsteuerbefreiung für Energy Sharing unterhalb von 4,5 km	54
	<i>Exkurs: Verteilungsschlüssel beim Energy Sharing.....</i>	<i>56</i>
5.5	Energy Sharing mit mehreren PV-Anlagen	58
5.6	Energy Sharing und Olegeno Ladesäulen	59
5.7	Fazit genossenschaftliches Energy Sharing in Oldenburg	61
6	Umfeldanalyse	62
7	Fazit.....	65
III.	Abbildungsverzeichnis.....	IV
IV.	Tabellenverzeichnis.....	VI
V.	Anhangsverzeichnis.....	VII

II. Executive Summary

Der vorliegende Ergebnisbericht des Projekts „Metropolregion Nordwest für Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften“ untersucht die Potenziale, Grenzen und Umsetzungsbedingungen von Energy Sharing in der Metropolregion Nordwest. Ausgangspunkt sind Begriffsabgrenzung und Definition des Energy Sharings, der europäische Rechtsrahmen und vor allem die nationale Umsetzung in Deutschland durch den § 42c des EnWG. Ergänzend werden internationale Umsetzungen und Erfahrungen aus Österreich, Italien und Spanien herangezogen, um die deutsche Regelung einzuordnen.

Auf dieser Basis werden die regionalen Rahmenbedingungen in der Metropolregion Nordwest analysiert und auf fünf Anwendungsfälle übertragen: Wohnen, Industrie und Gewerbe, Kommunen, Energiegenossenschaften sowie Ladeinfrastruktur. Für jeden Anwendungsfall werden regionale Fallbeispiele dargestellt und im Hinblick auf ihre Vereinbarkeit mit § 42c EnWG bewertet. Dabei zeigt sich, dass Energy Sharing insbesondere in wohnungsnahen, kommunalen und genossenschaftlichen Strukturen gute Umsetzungsperspektiven bietet, während industrielle und großskalige Anwendungen unter dem aktuellen Rechtsrahmen nur eingeschränkt realisierbar sind. Dies deckt sich mit der Intention der EU bei der Einführung von Energy Sharing, als Instrument für soziale Kohäsion und Teilhabe „kleiner“ Akteure an der Energiewende.

Am Fallbeispiel der Oldenburger Energie-Genossenschaft Olegeno wird im Detail auch die Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing für Energiegenossenschaften analysiert. Die Ergebnisse zeigen, dass die Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing wesentlich von der EEG-Vergütung, den Stromnebenkosten, dem Aufteilungsschlüssel, der technischen Ausgestaltung sowie möglichen regulatorischen Erleichterungen abhängt. Abschließend werden ein praxisorientierter Leitfaden zur Umsetzung von Energy Sharing sowie eine Umfeldanalyse zu weiteren regulatorischen Entwicklungen im Stromsektor mit möglichen Auswirkungen auf Energy Sharing vorgestellt. Der Bericht kommt zu dem Ergebnis, dass Energy Sharing in der Metropolregion Nordwest ein relevantes Instrument für die regionale Energiewende sein kann, für eine breitere Umsetzung jedoch weitere rechtliche Konkretisierungen und wirtschaftliche Anreize erforderlich sind.

1 Einleitung



1.1 Hintergrund

Die Transformation des Energiesystems in Deutschland ist eine der zentralen gesellschaftlichen und wirtschaftlichen Herausforderungen der kommenden Jahre. Der fortschreitende Ausbau erneuerbarer Energien, die gleichzeitige Abkehr von fossilen Energieträgern und der Atomausstieg erfordern neue Lösungen für eine sichere, bezahlbare und klimafreundliche Energieversorgung. Dabei rücken zunehmend auch **dezentrale Modelle der Energieerzeugung und -nutzung** in den Fokus, die nicht nur technische Effizienz, sondern auch gesellschaftliche Teilhabe ermöglichen sollen.

Ein Schlüsselkonzept in diesem Zusammenhang ist das **Energy Sharing**. Um den Ausbau erneuerbarer Energien zu beschleunigen, die Stromnetze zu entlasten und die regionale Wertschöpfung zu stärken, fordert die Europäische Union seit 2018 in der Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II) die Einführung sogenannter *Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften*. Diese Gemeinschaften sollen privaten, gewerblichen und öffentlichen Akteuren ermöglichen, gemeinschaftlich erzeugten Strom über das öffentliche Verteilernetz direkt miteinander zu teilen.

1.2 Motivation und Fokus

Die Energiewende in Deutschland hat in den letzten Jahren zu einem starken Ausbau dezentraler erneuerbarer Energieanlagen geführt. Immer mehr Haushalte, Betriebe und Kommunen erzeugen ihren eigenen Strom, vor allem durch Photovoltaikanlagen auf Dächern oder kleineren Windkraftanlagen. Gleichzeitig bleibt der Austausch zwischen Erzeuger:innen und Verbraucher:innen bislang stark reglementiert: Der selbst erzeugte Strom darf in der Regel nur im eigenen Haushalt bzw. einem (Wohn-)Gebäude genutzt werden, während Überschüsse zu (zumeist) festen Vergütungssätzen in das Netz eingespeist werden. Die Lieferung von Überschüssen z.B. an benachbarte Haushalte war bislang in Deutschland zwar nicht untersagt, aber wirtschaftlich für beide Seiten unattraktiv und technisch kaum umsetzbar. Denn jede Stromlieferung über das öffentliche Netz gilt als lieferantenpflichtiger Vorgang, der mit Abgaben, Umlagen, Steuern und Netzentgelten belegt ist. Dieses System entstand zu einer Zeit, als Stromerzeugung weitgehend zentral organisiert war. Heute jedoch ist die Realität eine andere: Strom wird dezentral produziert – in Wohngebieten, auf Gewerbedächern, auf kommunalen Gebäuden – und oft auch in unmittelbarer Nähe zu den Verbraucher:innen.

Dabei bietet das Teilen von Energie vielfältige Vorteile:

- **Effizienzsteigerung:** Lokal erzeugter Strom wird direkt zeitgleich vor Ort verbraucht, wodurch Transportverluste sinken.
- **Netzentlastung:** Regionale Eigenversorgung kann Lastspitzen im überregionalen Netz reduzieren (vgl. Pechan, 2022).

- **Kostenvorteile:** Erzeuger:innen erzielen höhere Erlöse, Verbraucher:innen profitieren von günstigeren Strompreisen.
- **Gemeinschaftlicher Nutzen:** Energie zu teilen fördert lokale Zusammenarbeit und stärkt die Akzeptanz der Energiewende (siehe EU-Verordnung BMRL 2024/1711)

Im Gegensatz zu Österreich oder Spanien, die bereits 2021 erste Modelle für Energy Sharing eingeführt haben, wurde in Deutschland erst Ende 2025 (gegen Ende des Projekts) die rechtliche Grundlage für Energy Sharing geschaffen und verabschiedet (§ 42c des EnWG, "Gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Anlagen zur Erzeugung von Elektrizität aus erneuerbaren Energien").

Energy Sharing bietet die Chance, regionale Stärken auszubauen, Versorgungssicherheit zu verbessern und zugleich neue Formen gesellschaftlicher Teilhabe an der Energiewende zu ermöglichen. Die Metropolregion Nordwest ist ländlich geprägt, verfügt über starke industrielle Cluster und hat ein hohes Potenzial an erneuerbaren Energien.

Das Projekt untersucht, wie sich Energy Sharing in dieser spezifischen Region konkret umsetzen lässt - insbesondere im Rahmen von Energiegenossenschaften.

1.3 Aufbau des Berichts

Der Bericht gliedert sich vom konzeptionellen Rahmen hin zur praktischen Anwendung.

Kapitel 2 legt die konzeptionellen und rechtlichen Grundlagen des Energy Sharings dar. Neben der Begriffsklärung wird der europäische und nationale Rechtsrahmen erläutert sowie ein Blick auf die Umsetzungserfahrungen anderer europäischer Länder geworfen.

Kapitel 3 führt den regionalen Kontext ein und charakterisiert die Metropolregion Nordwest hinsichtlich ihrer spezifischen Ausgangslage für Energy Sharing.

Aufbauend darauf werden in *Kapitel 4* fünf praxisrelevante Anwendungsfälle – Wohnen, Industrie & Gewerbe, Kommunen, Energiegenossenschaften und Ladeinfrastruktur – anhand konkreter Fallbeispiele aus der Region analysiert. Für jeden Anwendungsfall erfolgt eine Bewertung der Umsetzungsmöglichkeit nach aktueller Gesetzeslage. Aufbauend auf den fünf Anwendungsfällen werden konkrete zentrale Handlungsempfehlungen gegeben. In *Kapitel 4.7* wird abschließend ein Leitfaden inklusive Schritt-für-Schritt-Vorgehensweise bei der Umsetzung von Energy Sharing für alle Anwendungsfälle vorgestellt.

Kapitel 5 beschreibt, wie die Olegeno Energy Sharing am Beispiel einer oder mehrerer PV-Anlagen umsetzen könnte. Es wird anhand von echten PV-Erzeugungsdaten ermittelt, wie wirtschaftlich das Teilen von Strom mit den Mitgliedern der Olegeno sein könnte. Außerdem wird eine Versorgung der genossenschaftlichen Ladesäulen geprüft.


Da sich die regulatorischen Rahmenbedingungen für Energy Sharing derzeit im Wandel befinden, untersucht *Kapitel 6* in einer Umfeldanalyse, wie sich absehbare Veränderungen auf die Umsetzung von Energy Sharing auswirken könnten.

Der Bericht schließt in *Kapitel 7* mit einem Fazit, das unter anderem politische Handlungsempfehlungen enthält.

Methodisches Vorgehen

Das Projekt verknüpfte theoretische Analyse mit praktischer Einbindung regionaler Akteure. Neben Literatur- und Rechtsanalysen sowie der Erarbeitung ökonomischer und technischer Bewertungsgrundlagen wurden auch Beteiligungsformate durchgeführt, in denen Kommunen, Unternehmen, Genossenschaften und weitere Stakeholder ihre Perspektiven einbringen konnten. Diese Kombination gewährleistet, dass die Ergebnisse sowohl wissenschaftlich fundiert als auch praxisnah und anschlussfähig an die regionalen Bedarfe sind. Die ökonomische Analyse basiert auf der Grundlage der Daten und des Business Cases der Olegeno Oldenburger Energie-Genossenschaft, ist aber auf andere Energiegenossenschaften gut übertragbar.

2 Grundlagen des Energy Sharing



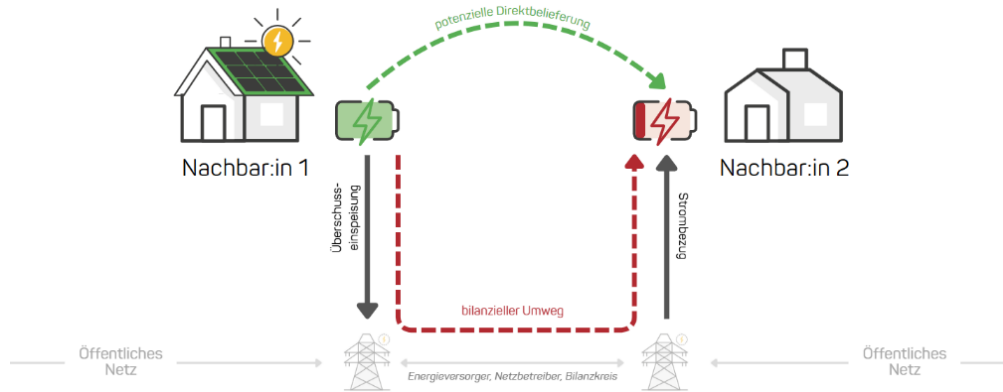


Abbildung 1: Die entgangenen Potenziale von Energy Sharing

Nachbar:in 1 betreibt eine eigene Solaranlage und produziert an sonnigen Tagen deutlich mehr Strom, als selbst verbraucht werden kann. Dieser Überschuss wird in das öffentliche Netz eingespeist.

Nachbar:in 2, ohne eigene Anlage, bezieht gleichzeitig den eigenen gesamten Strombedarf aus eben diesem Netz - jedoch zu einem Vielfachen des Preises.

Beide wohnen vielleicht nur wenige Häuser voneinander entfernt, sind über dasselbe Stromnetz verbunden und könnten technisch problemlos Energie austauschen. Dennoch verbietet der derzeitige Rechtsrahmen eine direkte Lieferung von Nachbar:in 1 zu Nachbar:in 2. Der von Nachbar:in 1 erzeugte Strom durchläuft bilanziell¹ den Umweg über den Energieversorger, Netzbetreiber und Bilanzkreis und wird anschließend als Netzstrom an Nachbar:in 2 verkauft.

2.1 Begriff und Definition

Energy Sharing bezeichnet grundsätzlich die gemeinschaftliche Nutzung von Strom aus erneuerbaren Energieanlagen durch mehrere Teilnehmende. Der erzeugte Strom wird dabei nicht ausschließlich vom Anlagenbetreiber selbst genutzt oder vollständig in das öffentliche Netz eingespeist, sondern zwischen verschiedenen Akteuren innerhalb eines definierten Rahmens (bilanziell) aufgeteilt (vgl. Abbildung 1). In der Literatur und Praxis haben sich unterschiedliche Ansätze und Definitionen entwickelt, die sich insbesondere hinsichtlich der räumlichen Organisation und der technischen Umsetzung unterscheiden.

Zunächst wird eine grundsätzliche Unterscheidung zwischen virtuellem und physischem Energy Sharing vorgenommen:

Physisches Energy Sharing findet in Gemeinschaftsnetzen statt, die vom öffentlichen Netz weitgehend getrennt sind. Typische Beispiele sind Inselnetze oder lokal abgeschlossene Verteilnetze, in denen Stromerzeugung und -verbrauch unmittelbar gekoppelt sind.

Virtuelles Energy Sharing hingegen bezeichnet Modelle, bei denen Erzeugung und Verbrauch zwar in einem regionalen Zusammenhang stehen, jedoch kein direkter physikalischer Stromfluss zwischen beiden Seiten erforderlich ist. Die Abrechnung erfolgt über bilanzielle Zuordnungen im Energiesystem.

Umweltbundesamt

Das Modell des virtuellen Energy Sharings steht im Mittelpunkt des Projekts, da es für Deutschland mit seinem engmaschigen Netzsystem besonders relevant ist. Es steht auch im Fokus der weiteren Definitionen. Eine erste Orientierung bietet die **Definition des Umweltbundesamts**², das Energy Sharing als eine gemeinschaftliche Form der Nutzung erneuerbaren Stroms beschreibt, bei der mehrere Verbraucher:innen von lokal erzeugter Energie profitieren können. Das UBA hebt insbesondere die Teilnahme verschiedener Akteursgruppen (Haushalte, Unternehmen, Kommunen) hervor und verweist auf die Möglichkeit, über das öffentliche Netz gemeinschaftlich erzeugte Energie zu teilen.

Europäische Union

Die **Europäische Union** hat mit der **RED II-Novelle (Artikel 10a, 2024)** den rechtlichen Rahmen geschärft und definiert Energy Sharing im Kontext der *Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften*. Hierbei steht der Gedanke im Vordergrund, dass Mitglieder einer Gemeinschaft Strom aus erneuerbaren Quellen untereinander teilen dürfen, wobei die Teilnahme freiwillig ist und ein regionaler Bezug gewahrt bleiben muss.

¹ Der physikalische Weg des Stroms weicht davon ab, da sich Stromfluss nicht an bilanziellen Zuordnungen orientiert, sondern am Leitungsnetz und dessen Widerständen. Im skizzierten Beispiel kann es folglich durchaus dazu kommen, dass Nachbar:in 2 den PV-erzeugten Strom von Nachbar:in 1 physikalisch direkt verbraucht, sofern Erzeugung und Verbrauch zeitgleich stattfinden.

² Umweltbundesamt (2023): Energy Sharing - Bestandsaufnahme und Strukturierung der deutschen Debatte unter Berücksichtigung des EU-Rechts. https://www.umweltbundesamt.de/system/files/medien/11850/publikationen/06112023_46_2023_cc_energy_sharing.pdf (Zugriff 26.04.2026)

Neben diesen rechtlich-normativen Definitionen existieren auch eine Reihe von fachlich-konzeptionellen Auslegungen durch Verbände und Forschungsinstitute. Dazu gehören unter anderem:

- das gemeinsame Positionspapier von **BEE, BBE und DGRV (2023)**³,
- Analysen von **Energy Brainpool (2020)**⁴,
- sowie Vorschläge des **Bundesverbands Neue Energiewirtschaft (BNE) (2023)**⁵.

Diese Konzepte unterscheiden sich vor allem entlang von fünf Dimensionen:

1. **Räumlicher Bezug:** reiner Quartiersbezug, kommunale Ebene, regionale Netze oder deutschlandweite Modelle.
2. **Stromherkunft:** Handelt es sich ausschließlich um eigenerzeugte erneuerbare Energien oder können auch andere Quellen einbezogen werden?
3. **Teilnehmerkreis:** nur private Haushalte, gemischte Gruppen mit Gewerbe und Kommunen oder ausschließlich genossenschaftlich organisierte Teilnehmende.
4. **Vollversorgung:** ob die Teilnehmenden vollständig über die Gemeinschaft versorgt werden müssen oder ob eine anteilige Versorgung ausreicht.
5. **Monetäre Anreize:** die Art der wirtschaftlichen Vorteile, z. B. reduzierte Netzentgelte, Befreiung von Umlagen oder besondere Förderungen.

Die dargestellten Begriffsverständnisse dienen zunächst der fachlichen Einordnung des Konzepts. Maßgeblich für den weiteren Verlauf des Ergebnisberichts ist jedoch die rechtliche Konkretisierung von Energy Sharing, die sich aus dem europäischen Rechtsrahmen und insbesondere aus dessen nationaler Umsetzung in Deutschland ergibt. Diese wird in den folgenden Kapiteln näher dargestellt.

³ BBE et al. (2023): Eckpunkte eines Energy Sharing Modells, https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Positionspapier/Eckpunkte_eines_Energy_Sharing_Modells_Positionspapier_BBE.pdf (Zugriff am 26.04.2026)

⁴ Energy Brainpool (2020): Impulspapier Energy Sharing, für das Bündnis Bürgerenergie, https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/2020-03-06_EnergyBrainpool_Impulspapier-Energy-Sharing.pdf (Zugriff am 26.04.2026)

⁵ bne (2023): Energy Sharing System, https://www.bne-online.de/wp-content/uploads/bne-Impulspapier_Energy-Sharing_System-1.pdf (Zugriff am 26.04.2026)

2.2 Europäischer Rechtsrahmen

Die Grundlage für die Einführung von Energy Sharing in den Mitgliedstaaten der Europäischen Union wurde mit der Novelle der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II, 2018) geschaffen. Darin wurden erstmals verschiedene gemeinschaftliche Konzepte eingeführt, die Bürger:innen, Kommunen und Unternehmen eine aktive Rolle in der Energiewende ermöglichen sollten.

Bis zur Novelle standen dabei vor allem gemeinschaftliche Modelle im Mittelpunkt:

Joint self-consumption (Artikel 2 Satz 2 Nr. 15 RED II): gemeinsamer Verbrauch von Strom aus einer Anlage durch mehrere Verbraucher:innen.

Renewable Energy Communities (REC, dt. Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften) (Artikel 2 Satz 2 Nr. 16 RED II): Zusammenschlüsse, die gemeinschaftlich erneuerbare Energie erzeugen, nutzen, speichern und vermarkten.

Citizen Energy Communities (CEC, dt. Bürgerenergiegemeinschaften) (Artikel 2 Nr. 11 EMD – Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie): breiter gefasste Zusammenschlüsse von Bürger:innen, die als Akteure am Strommarkt auftreten können.

Mit der **EU-Verordnung BMRL 2024/1711** wurde der Rahmen entscheidend erweitert. Neu eingeführt wurde das Konzept der **aktiven Kunden**. Darunter versteht die EU sowohl Eigentümer:innen, Pächter:innen oder Mieter:innen von Erzeugungs- oder Speicheranlagen, die Überschüsse an andere Kund:innen abgeben können, als auch Kundengemeinschaften, die Anlagen gemeinsam nutzen. Wenn Unternehmen an der gemeinsamen Energienutzung beteiligt sind, deren Größe über die von KMU hinausgeht, gibt es Kapazitätsbeschränkung der Anlagen auf 6 MW. Die erzeugte Energie darf entweder direkt oder über einen Dritten als Organisator geteilt werden – gegen Entgelt oder auch kostenlos.

Damit verschiebt sich der Fokus von rein gemeinschaftlichen Organisationsformen hin zu einer breiteren Öffnung für flexible Formen der **aktiven Teilnahme am Energiemarkt**.

Zentrale Ziele des europäischen Rechtsrahmens sind:

- **Förderung der Bürgerenergie** durch gemeinschaftliche Projekte,
- **Abbau finanzieller Hürden** durch Befreiungen oder Ermäßigungen bei Umlagen und Netzentgelten,
- **Stärkung der regionalen Wertschöpfung** durch lokale Erzeugungs- und Verbrauchsstrukturen,
- **Erhöhung der Akzeptanz** für erneuerbare Energien durch direkte Teilhabe.

Die **Begründung der EU-Verordnung BMRL 2024/1711** hebt hervor, dass Energy Sharing nicht nur als Beitrag zur Energiewende, sondern auch als Element der sozialen Kohäsion gesehen wird. Die Möglichkeit, gemeinschaftlich erzeugte erneuerbare Energie zu nutzen, soll Bürger:innen und Kommunen mehr Gestaltungsspielräume geben und die Energiesouveränität vor Ort stärken.

Während einige Mitgliedstaaten wie Österreich, Italien oder Spanien die Vorgaben bereits in nationales Recht überführt haben, befindet sich Deutschland noch in der Phase der Umsetzung. Damit bildet der europäische Rechtsrahmen den verbindlichen Ausgangspunkt für die anstehende Einführung von Energy Sharing in Deutschland.

2.3 Rechtlicher Rahmen in Deutschland vor der EEG-Reform

Obwohl die EU bereits seit 2018 den rechtlichen Rahmen für gemeinschaftliche Modelle der erneuerbaren Energieversorgung geschaffen hat, wurde in Deutschland erst Ende 2025 – und damit zum Ende des Projektes - die Umsetzung in nationales Recht vollzogen. Zu den bis dato in Deutschland möglichen Formen gemeinschaftlicher Energienutzung zählen insbesondere:

Bürgerenergiegesellschaften: Zusammenschlüsse von Bürger:innen und Kommunen, die gemeinschaftlich Anlagen errichten und betreiben. Sie ermöglichen Teilhabe an der Energiewende, sind jedoch stark von Fördermechanismen wie dem EEG abhängig und bieten bislang keine systematische Möglichkeit des direkten Stromteilens über das öffentliche Netz.

Kundenanlagenbetrieb: In geschlossenen Verteilnetzen oder Quartierslösungen kann Strom lokal zwischen Erzeugern und Verbrauchern geteilt werden. Diese Modelle sind jedoch stark reguliert und häufig nur in spezifischen Anwendungsfällen realisierbar.

Geförderter Mieterstrom: Strom aus PV-Anlagen auf Wohngebäuden kann direkt an die Mieter:innen vor Ort geliefert werden. Die Förderung über das EEG mindert Kosten, doch bleibt das Modell auf einzelne Gebäude bzw. Gebäudekomplexe beschränkt.

Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung: Seit der jüngsten Novelle im Solarpaket I besteht die Möglichkeit, mehrere Wohnungen in einem Gebäude gemeinschaftlich mit Strom aus einer PV-Anlage zu versorgen. Auch dieses Modell ist jedoch räumlich sehr eng gefasst.

Power Purchase Agreements (PPAs): Langfristige Stromlieferverträge zwischen Erzeugern und Abnehmern ermöglichen eine direkte Vermarktung des erneuerbaren Stroms. Zwar schaffen PPAs wirtschaftliche Sicherheit für Erzeugungsanlagen, doch handelt es sich primär um bilaterale Verträge und nicht um gemeinschaftliche Sharing-Modelle.

Grundlagen des Energy Sharing

Diese bestehenden Ansätze unterscheiden sich deutlich in Bezug auf:

- das Maß an **spezieller Förderung** (z. B. EEG-Zuschläge),
- die Möglichkeit, Strom **an Letztverbraucher:innen zu liefern**,

- die **räumliche Beschränkung** (Gebäude, Quartier, Region),
- die **Pflicht zur Vollversorgung** der Teilnehmenden,
- und die Anwendung der **Lieferantenpflichten nach §§ 40 ff. EnWG**.

Tabelle 1: Ansätze zur gemeinschaftlichen Energienutzung in Deutschland vor 11/2025

	Spezifische (finanzielle) Förderung	Lieferung von Strom an Letztverbraucher	Räumliche Beschränkung	Pflicht zur Vollversorgung	Lieferantenpflichten nach §§ 40 ff EnWG
Bürgerenergiegesellschaft	Ja u.U. Befreiung von Ausschreibungspflicht	Nein	Nein	n.a.	n.a.
Kundenanlagenbetrieb	Nein	Ja	Ja auf einzelne Gebäude ohne Durchleitung durch ein öffentliches Netz	Ja	Ja
Geförderter Mieterstrom	Ja Mieterstromzuschlag § 21 Abs. 3 EEG	Ja	Ja auf einzelne Gebäude ohne Durchleitung durch ein öffentliches Netz	Ja	Ja
Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung	Nein	Ja	Ja auf einzelne Gebäude ohne Durchleitung durch ein öffentliches Netz	Nein	Weitgehend ausgeschlossen
Power Purchase Agreement	Nein	Ja	Nein	Nein kann vereinbart werden	Ja

Insgesamt zeigt der Status quo, dass zwar verschiedene Nischenlösungen existieren, die gemeinschaftliche Nutzung von erneuerbarem Strom jedoch bislang nur eingeschränkt möglich war. Es fehlte ein einheitlicher Rechtsrahmen, der eine breite, rechtssichere und attraktive Umsetzung von Energy Sharing ermöglicht. Genau diese Lücke wurde durch die Einführung des neuen § 42c EnWG geschlossen.

2.4 Rechtliche Umsetzung der EU-Richtlinie in Deutschland

Mit der im November 2025 beschlossenen EnWG-Novelle ist Energy Sharing nun gesetzlich in Deutschland verankert. Kernstück ist der neu eingeführte § 42c EnWG, der die „gemeinsame Nutzung elektrischer Energie aus Erneuerbare-Energien-Anlagen“ regelt und damit erstmals einen verbindlichen Rechtsrahmen für entsprechende Modelle schafft.

Ziel des neuen Paragraphen ist es, die Vorgaben der EU-Richtlinie (RED II, Art. 10a) in deutsches Recht zu überführen und damit die rechtliche Basis für Energy Sharing zu schaffen. Damit erhalten Letztverbraucher:innen erstmals die Möglichkeit, gemeinschaftlich erzeugten erneuerbaren Strom über das öffentliche Netz zu teilen und ggf. wirtschaftlich davon zu profitieren.

Unterstützend u.a. für die Umsetzung von Energy Sharing werden die Verteilnetzbetreiber mit dem § 20b EnWG dazu verpflichtet eine gemeinsame Internetplattform für die Abwicklung des Netzzugangs zu schaffen.

Exkurs

Lieferantenverpflichtungen nach §§ 5 und 40–42 EnWG:

Grundsätzlich wird Energy Sharing als Lieferung von Strom verstanden. Die §§ 5 und 40–42 EnWG legen fest, welche Pflichten Energielieferanten gegenüber ihren Kunden – insbesondere Haushaltskunden – haben. § 5 verpflichtet Energielieferanten dazu, die Belieferung von Haushaltskunden bei der Bundesnetzagentur anzumelden und stellt sicher, dass nur zuverlässige und wirtschaftlich leistungsfähige Unternehmen Energie liefern dürfen. Zudem müssen Kunden rechtzeitig informiert werden, wenn ein Lieferant seine Tätigkeit einstellt. Die §§ 40 bis 42 enthalten detaillierte Vorgaben zu Energierechnungen, Verbrauchsermittlung, Abrechnungshäufigkeit, Tarifmodellen, dem Inhalt von Lieferverträgen sowie zur Stromkennzeichnung. Im Kern schreiben sie vor, dass Rechnungen transparent und verständlich sein müssen, Verträge klare Informationen zu Preisen, Laufzeiten und Kündigungsrechten enthalten müssen und Kunden das Recht haben zu erfahren, woher ihr Strom stammt und wie umweltfreundlich dieser ist

Zentrale Eckpunkte der Umsetzung

Teilnehmerkreis:

- Beschränkt auf **Haushalte, Kommunen und KMU** (gemäß EU-Definition: bis 249 Beschäftigte und 50 Mio. € Jahresumsatz).
- Betreiber dürfen auch juristische Personen sein, sofern sie ihre Gesellschafter beliefern.
- Die Erzeugung elektrischer Energie darf nicht die Haupttätigkeit des Anlagenbetreibenden sein (bei juristischen Personen gilt dies für die beteiligten Letztverbraucher).

Technische Anforderungen:

- Erforderlich ist eine viertelstundenscharfe Erfassung von Erzeugung und Verbrauch.
- Einsatz intelligenter Messsysteme oder registrierender Leistungsmessung notwendig.
- Daten müssen so aufbereitet werden, dass eine bilanzielle Zuordnung zu einzelnen Teilnehmenden möglich ist.

Geographische bzw. topologische Einschränkung:

- Ab 01.06.2026 Beschränkung auf das Bilanzierungsgebiet eines Verteilnetzbetreibers (VNB).
- Ab 01.06.2028 Erweiterung auf direkt angrenzende VNB-Gebiete.

Vertragsstruktur

- Abschluss eines Vertrags zur gemeinsamen Nutzung, in dem insbesondere Aufteilungsschlüssel und Preisgestaltung geregelt sind.
- Zusätzlich ist ein Stromliefervertrag erforderlich, da Energy Sharing rechtlich als Stromlieferung gilt.
- Beide Vertragsarten können in einem gemeinsamen Vertrag zusammengeführt werden.

Aufteilungsschlüssel

- Zwingend erforderlich zur Zuordnung der erzeugten Strommengen auf die teilnehmenden Letztverbraucher.
- Muss eindeutig definiert, transparent nachvollziehbar und technisch umsetzbar sein.
- Erfolgt auf Basis viertelstundenscharfer Messwerte.
- Unterscheidung zwischen statischen, dynamischen und hybriden Modellen.

Einbindung in energiewirtschaftliche Prozesse:

- Energy Sharing erfolgt über das öffentliche Netz und ist in bestehende Marktprozesse (Bilanzierung, Netznutzung, Marktkommunikation) integriert.
- Verantwortlichkeiten für diese Prozesse liegen in der Regel beim Anlagenbetreiber oder einem beauftragten Dienstleister.

Reststromversorgung:

- Energy Sharing stellt keine Vollversorgung dar.
- Teilnehmende Letztverbraucher benötigen zusätzlich einen Stromliefervertrag für Reststrommengen, die nicht durch die gemeinschaftliche Erzeugung gedeckt werden.

Preisgestaltung:

- Strom kann entgeltlich oder unentgeltlich innerhalb der Gemeinschaft abgegeben werden.
- Netzentgelte, Umlagen und Abgaben fallen weiterhin grundsätzlich an.
- Spezifische finanzielle Anreize für Energy Sharing sind aktuell nicht vorgesehen.

Vermarktung von Überschüssen:

- § 42c EnWG enthält keine spezifischen Regelungen für Strommengen, die nicht innerhalb der Energy-Sharing-Gemeinschaft genutzt werden.
- Diese sind daher nach den allgemeinen energiewirtschaftlichen Regelungen zu behandeln, beispielsweise durch Einspeisung in das Netz oder Vermarktung über bestehende Marktmechanismen (z. B. EEG oder Direktvermarktung).

Befreiungen von Pflichten:

- Keine Pflicht zur Vollversorgung der teilnehmenden Letztverbraucher.
- Befreiung von den Pflichten nach §§ 5 und 40–42 EnWG für Haushaltskunden, sofern die Anlagengröße bestimmte Schwellen nicht überschreitet (≤ 30 kW bei einzelnen Haushalten, ≤ 100 kW bei Mehrparteihäusern).

Internetplattform der VNBs § 20b:

- Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind verpflichtet, eine gemeinsame und bundesweit einheitliche Internetplattform zur Abwicklung des Netzzugangs zu errichten und zu betreiben.
- Über diese Plattform erfolgt unter anderem die Registrierung von Vereinbarungen im Zusammenhang mit Energy Sharing nach § 42c EnWG.
- Die Ausgestaltung und Nutzung der Plattform sowie der Zeitpunkt zu dem die Netzbetreiber eine solche Plattform liefern müssen, wird durch die Bundesnetzagentur festgelegt. Zum Berichtszeitpunkt ist unklar, wann dies geschieht. Es gibt auch keine öffentlichen Informationen über im Hintergrund stattfindende Konsultationsprozesse.
- Für den Übergang ist vorgesehen, dass ab dem 01.06.2026 bestehende Portale oder andere Anmeldemöglichkeit der Verteilnetzbetreiber genutzt werden.

Exkurs: Bilanzierungsgebiete in Deutschland

In § 42c Absatz 4 EnWG ist geregelt, dass die „gemeinsame Nutzung von Elektrizität (...) ab dem 1. Juni 2026 innerhalb des Bilanzierungsgebiets eines Elektrizitätsverteilnetzbetreibers und ab dem 1. Juni 2028 (...) in dem Bilanzierungsgebiet eines direkt angrenzenden Elektrizitätsverteilnetzbetreibers in derselben Regelzone“ möglich ist. Für die praktische Umsetzung von Energy Sharing ist damit die Frage zentral, wie Bilanzierungsgebiete räumlich abgegrenzt sind. Gerade hierzu bestehen bislang jedoch keine öffentlich zugänglichen Geodaten.

Jeder Verteilnetzbetreiber verfügt über mindestens ein Bilanzierungsgebiet. Die Anzahl der Bilanzierungsgebiete innerhalb einer Regelzone wird regelmäßig von den Übertragungsnetzbetreibern veröffentlicht, etwa durch TenneT⁶. Dabei ist nicht nur die geografische Lage relevant, sondern auch die jeweilige Spannungsebene, auf der ein Bilanzierungsgebiet geführt wird. Dies wird in der nachfolgenden Karte der Verteilnetzbetreiber in Niedersachsen und Bremen deutlich.

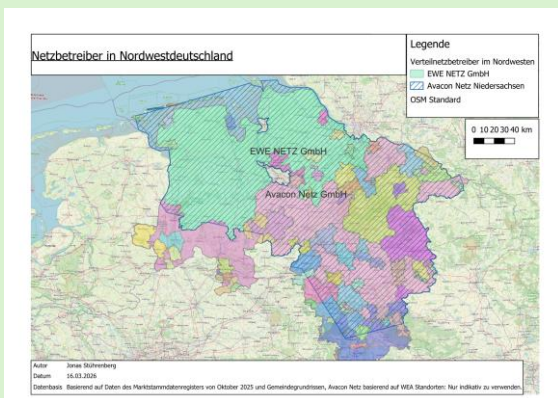


Abbildung 2: Bilanzierungsgebiete der Netzbetreiber

Die größten Verteilnetzbetreiber in diesem Gebiet sind EWE NETZ (türkis) im Weser-Ems-Gebiet, Westnetz (dunkelrosa) im Raum Osnabrück und Avacon Netz (hellrosa) im Raum südlich von Bremen bis in Richtung Harz. Für Energy Sharing bedeutet dies, dass sich die potenziellen räumlichen Zuschnitte je nach Netzbetreiber deutlich unterscheiden. Teilnehmende im Bilanzierungsgebiet von EWE NETZ könnten demnach über einen sehr großen Raum hinweg Strom teilen (bspw. von Cuxhaven bis ins Emsland), während in anderen Netzgebieten (bspw. Emden oder Stadt Wittmund) zunächst wesentlich kleinere Einzugsgebiete maßgeblich wären.

Hinzu kommt, dass sich Bilanzierungsgebiete nicht zwingend deckungsgleich über alle Spannungsebenen erstrecken. So ist EWE NETZ im betrachteten Raum insbesondere für die Niedrig- und Mittelspannung zuständig, während im selben geografischen Gebiet Avacon Netz das Hochspannungsnetz betreibt und damit ein anderes Bilanzierungsgebiet bildet. Dies kann dazu führen, dass

räumlich benachbarte Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen trotz unmittelbarer Nähe nicht am selben Energy-Sharing-Modell teilnehmen können, wenn sie auf unterschiedlichen Spannungsebenen und damit in unterschiedlichen Bilanzierungsgebieten angeschlossen sind.

Gleichzeitig zeigt sich, dass diese Abgrenzung nicht überall einheitlich erfolgt. Laut den veröffentlichten Angaben verfügt Avacon Netz über ein Bilanzierungsgebiet, das sich über mehrere Spannungsebenen erstreckt. Dadurch könnten Teilnehmende innerhalb dieses Gebiets Strom aus deutlich weiter entfernten Erzeugungsanlagen gemeinschaftlich nutzen (bspw. könnten Verbraucher:innen aus Salzgitter Strom aus Windparks aus dem Hochspannungsnetz in Ostfriesland beziehen). Dies verdeutlicht, dass die konkrete Ausgestaltung der Bilanzierungsgebiete zu erheblichen Unterschieden in den praktischen Möglichkeiten des Energy Sharing führen kann.

Zusätzlich bestehen innerhalb der veröffentlichten Listen auch kleinere Netzgebiete, etwa von Betreibern wie Getec, die auf eng begrenzte Areale wie Einkaufszentren oder Gewerbestandorte beschränkt sind. Dadurch kann es vorkommen, dass unmittelbar benachbarte Gebäude unterschiedlichen Bilanzierungsgebieten zugeordnet sind. Auch dies erschwert die praktische Abgrenzung potenzieller Energiegemeinschaften.

Öffentlich einsehbare Geodaten zu den Bilanzierungsgebieten liegen bislang nicht vor. Näherungsweise lassen sich solche Gebiete jedoch über andere Datengrundlagen, etwa das Marktstammdatenregister, rekonstruieren. Im Anhang in Kapitel A.1 wurde auf dieser Grundlage eine Karte der Windparks im Bilanzierungsgebiet der EWE NETZ GmbH erstellt. Dargestellt sind dabei diejenigen Windparks, die im Niedrig- und Mittelspannungsnetz angeschlossen sind und damit grundsätzlich für Energy Sharing mit Teilnehmenden im selben Bilanzierungsgebiet in Betracht kommen. Dies betrifft einen erheblichen Anteil der Windparks in Niedersachsen (vgl. Abbildung 3).

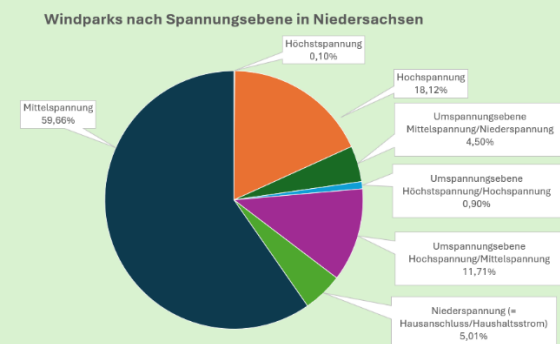


Abbildung 3: Windparks nach Spannungsebene in Niedersachsen

⁶ <https://www.tennet.eu/de/strommarkt/strommarkt-deutschland/bilanzierungsgebiete-der-regelzone-tennet>

2.5 Internationale Erfahrungen

Mit der Darstellung des europäischen Rechtsrahmens, der bisherigen rechtlichen Situation in Deutschland sowie der geplanten nationalen Ausgestaltung durch § 42c EnWG wurden die wesentlichen regulatorischen Grundlagen für Energy Sharing beschrieben. Für die Bewertung der deutschen Umsetzung ist es darüber hinaus sinnvoll, einen Blick auf andere europäische Länder zu werfen, in denen Energy Sharing bereits rechtlich verankert und teilweise praktisch umgesetzt wurde.

Die internationalen Erfahrungen liefern wichtige Hinweise darauf, wie unterschiedliche regulatorische Modelle ausgestaltet werden können, welche Anreizmechanismen sich in der Praxis bewährt haben und an welchen Stellen Umsetzungshemmnisse bestehen. Sie ermöglichen damit eine Einordnung der deutschen Regelung im europäischen Vergleich und zeigen zugleich auf, welche Aspekte für eine praxistaugliche Ausgestaltung von Energy Sharing besonders relevant sind.

Im Folgenden werden daher die Ansätze aus Österreich, Italien und Spanien skizziert. Diese Länder wurden ausgewählt, da sie Energy Sharing bereits auf unterschiedliche Weise in ihr nationales Recht integriert haben und damit wertvolle Erkenntnisse für die weitere Entwicklung in Deutschland bieten.

2.5.1 Österreich

Österreich gehört zu den Vorreitern bei der Umsetzung von Energy Sharing und hat mit dem **Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz (ElWOG)** bereits 2021 eine klare rechtliche Grundlage geschaffen. Dabei wurden drei unterschiedliche Modelle eingeführt: Gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen (§ 16a ElWOG), Bürgerenergiegemeinschaften (BE-Gemeinschaften) (§ 16b ElWOG) und Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaften) (§ 16c ElWOG). Diese Unterscheidung

ermöglicht eine flexible Anwendung des Konzepts für verschiedene Zielgruppen.⁷

Die Teilnahme an Energiegemeinschaften wird in Österreich durch eine Reihe von finanziellen Anreizen unterstützt. Strom, der innerhalb einer Energiegemeinschaft geteilt wird, ist von der Lieferantenverpflichtung befreit; für die Reststrommenge kommt ein zweiter Versorger zum Einsatz.

Netzentgelte werden je nach genutzter Netzebene um bis zu 64 % reduziert, zusätzlich entfallen der Erneuerbaren-Förderbeitrag sowie die Elektrizitätsabgabe.

Lokalbereich (lokale EEG):

Die Arbeitspreise für das Netznutzungsentgelt in lokalen EEGs reduzieren sich **um 57 %**.

Regionalbereich (regionale EEG):

Die Arbeitspreise für das Netznutzungsentgelt in regionalen EEGs reduzieren sich für Nutzer auf den **Netzebenen 6 und 7 um 28 %**, auf den **Netzebenen 4 und 5 um 64 %**.

Für Überschussstrom aus EE-Gemeinschaften wird eine Marktprämie von 50 % gewährt. Ergänzend stehen Förderprogramme zur Verfügung, die insbesondere Leuchtturmprojekte mit bis zu 50 % Investitionszuschuss unterstützen. Beratung und organisatorische Unterstützung bietet zudem die zentrale Plattform.

Auch die geografische Reichweite ist gesetzlich klar geregelt. Es wird zwischen einem **lokalen Nahbereich** (Niederspannungs-Ortsnetzleitungen auf den Netzebenen 6 und 7, angeschlossen an eine Trafostation) und einem **regionalen Nahbereich** (Mittelspannungsleitungen auf den Netzebenen 4 und 5, mehrere Trafostationen) unterschieden. Bürgerenergiegemeinschaften sind hingegen geografisch unbeschränkt und können auf allen Netzebenen agieren.

⁷ Bis zu einer Übergangsfrist vom 01.10.2026 löst das Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) das ElWOG ab. Neben den drei eingeführten Modellen (GEA, EEG, und BEG) werden durch das neue Gesetz zwei weitere Möglichkeiten eingeführt -

Vertragliche Vereinbarung wie Peer-to-Peer-Verträge (P2P) im Rahmen der gemeinsamen Energienutzung und die Eigenversorgungsanlage (EV).

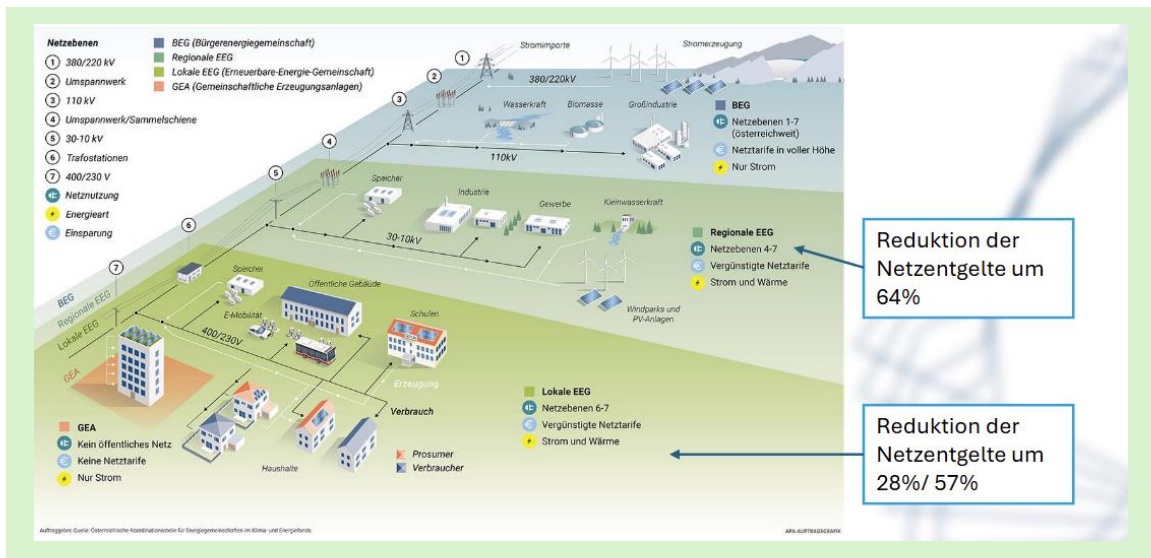


Abbildung 4: Geografische Beschränkung der unterschiedlichen Gemeinschaften in Österreich (Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften, 2025)⁸

Für Energiegemeinschaften gelten zudem Sonderregeln, die sie von den üblichen Lieferantenpflichten entbinden. Erst wenn eine Gemeinschaft Strom an Dritte liefert, die nicht Teil der Gemeinschaft sind, ist eine Stromversorgerlizenz erforderlich (§ 7 Abs. 1 Z 45 ELWOG 2010). Zur Gewährleistung der räumlichen Nähe stellt der jeweilige Netzbetreiber Informationen über die Netzebene der beteiligten Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen bereit.

Eine weitere Neuerung wurde im April 2024 eingeführt: Seitdem können sowohl Volleinspeiser, Überschusseinspeiser als auch reine Verbraucher Mitglied in mehreren Energiegemeinschaften gleichzeitig sein. Jede Erzeugungs- oder Verbrauchsanlage darf bis zu fünf Energiegemeinschaften parallel angehören und diesen Strom zur Verfügung stellen oder von ihnen beziehen. Diese Regelung hat die Flexibilität und Attraktivität von Energiegemeinschaften in Österreich erheblich gesteigert.

Zusätzlich gibt es in Österreich mit der *Österreichischen Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften*⁹ eine bundesweit zentrale Stelle, die Energiegemeinschaften informiert und in ihrer Gründung sowie während des Betriebs unterstützt, z.B. mit vielfachem Informationsmaterial online, Begleitung der Gründungen und jährlichen Förderprojekten.

Einer der wichtigsten Punkte ist ein existierendes Datenaustauschportal der Netzbetreiber (EDA - Energiewirtschaftlicher Datenaustausch¹⁰). Das EDA Portal bietet die Möglichkeit energiewirtschaftliche Prozesse abzuwickeln, sowie Messdaten auszutauschen. Bis 50 Zählpunkten ist die Nutzung des Portals kostenlos. Eine Einführung eines digitalen Portals in Deutschland ist im neu eingeführten § 20b EnWG auch vorgesehen.

Damit hat Österreich ein Modell etabliert, das rechtlich klar strukturiert ist, ökonomische Anreize bietet und zugleich eine hohe Beteiligungsvielfalt ermöglicht. Es gilt daher als eine der wichtigsten Referenzen für die Diskussion um Energy Sharing in Deutschland.

In Österreich sind in der Praxis in den letzten Jahren seit Einführung (2021 bis 2025) 4.600 lokale und regionale Energiegemeinschaften und 850 Bürgerenergiegemeinschaften gegründet worden (Heidler, 2025¹¹). Zum Ende des ersten Halbjahres 2025 gibt es 144.758 Teilnehmer:innen an Energiegemeinschaften und 57.607 Einspeiser in Energiegemeinschaften (E-Control, 2025 S. 89¹²).

Ein wichtiger Faktor für den erfolgreichen Rollout von Energiegemeinschaften ist auch die Ausstattung mit Smartmetern. Der **Smart-Meter-Rollout ist in Österreich mit dem Jahr 2024 abgeschlossen.**

⁸ Klima- und Energiefonds Energiegemeinschaften: Gemeinsame Energienutzung (2026), Zugriff am 26.4.2026: <https://energiegemeinschaften.gv.at/gemeinsame-energienutzung/>

⁹ Klima- und Energiefonds Energiegemeinschaften: <https://energiegemeinschaften.gv.at/>

¹⁰ EDA GmbH: EDA – Energiewirtschaftlicher Datenaustausch: <https://www.eda.at/>

¹¹ Heidler, Stephan: 4 Jahre Energiegemeinschaften in Österreich – Entwicklungen und aktueller Stand, Energiegemeinschaften Konferenz 2025, Klima- und Energiefonds (2025), Zugriff am 26.04.2026: https://www.klimafonds.gv.at/wp-content/uploads/2025/09/Stephan-Heidler_Energiegemeinschaften-Konferenz-2025.pdf

¹² E-Control EAG: Monitoringbericht 2025 – Berichtsjahr 2024 (2025), Zugriff am 26.04.2026: <https://www.e-control.at/documents/1785851/1811582/E-Control-EAG-Monitoringbericht-2025-FINAL+%281%29.pdf/74c6c390-0692-35c6-973a-68fb370ae422>

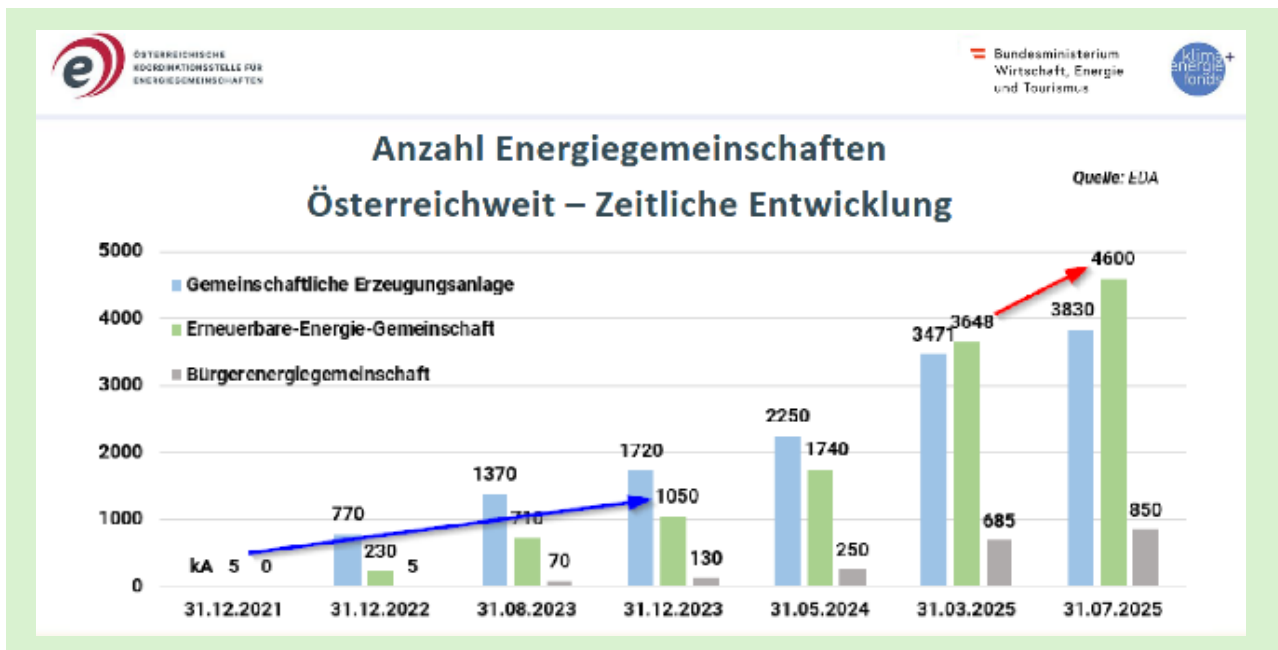


Abbildung 5: Entwicklung von Energiegemeinschaften in Österreich (Heidler, 2025)

2.5.2 Italien

Italien hat die europäischen Vorgaben aus RED II und der Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie (EMD) frühzeitig umgesetzt und mit den Gesetzesdekreten 199/21 und 210/21 im Jahr 2021 die rechtliche Grundlage für *Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaften)* sowie *Bürgerenergiegemeinschaften (BE-Gemeinschaften)* geschaffen. Darüber hinaus befindet sich ein Modell der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung bis 200 kW derzeit in einer experimentellen Testphase.

Der Teilnehmerkreis ist in Italien bewusst breit gefasst: EE-Gemeinschaften können neben Bürger:innen und Haushalten auch Kommunen und kleine sowie mittlere Unternehmen (KMU) einbeziehen. Für BE-Gemeinschaften gilt dagegen eine Einschränkung, da nur kleine Unternehmen teilnehmen dürfen, mittlere Unternehmen jedoch ausgeschlossen sind. Eine Besonderheit stellen EE-Gemeinschaften unter kommunaler Führung dar, die den Charakter der lokalen Daseinsvorsorge besonders hervorheben.

Die Teilnahme wird durch verschiedene Anreizmechanismen wirtschaftlich attraktiv gestaltet. Für selbst erzeugte und verbrauchte Energie wird über einen Zeitraum von 20 Jahren eine Prämie von 11 ct/kWh gewährt. Zusätzlich gibt es standortabhängig einen Aufschlag von 1 ct/kWh für PV-Anlagen. Darüber hinaus werden die geringeren Netzkosten durch einen Ausgleich berücksichtigt. Über den *National Recovery Plan* stehen bis 2026 gezielte Fördermittel zum Ausbau von Energiegemeinschaften in Gemeinden mit weniger als 5.000 Einwohner:innen bereit. Ergänzend wird eine Förderung von bis zu 40 % der Gesamtinvestitionen für EE-Gemeinschaften gewährt. Nicht durch die Gemeinschaft verbrauchte Reststrommengen werden von einem zweiten Versorger gedeckt, wobei eine stündliche Bilanzierung erfolgt.

Die **geografische Reichweite** ist klar geregelt:

- Für EE-Gemeinschaften gilt eine Kapazitätsgrenze von 1 MW pro Gemeinschaftsanlage.
- Alle Anschlusspunkte müssen an dasselbe Nieder- oder Mittelspannungs-Umspannwerk angebunden sein.
- Für BE-Gemeinschaften gibt es hingegen keine geografische Einschränkung.

Zusätzlich bestehen Sonderregeln für Energiegemeinschaften: Überschüsse aus den Fördertarifen dürfen ausschließlich zugunsten anderer Verbraucher als Unternehmen oder für soziale Zwecke mit regionalem Bezug verwendet werden. Unternehmensseitig ist die Teilnahme auf KMU beschränkt, die zudem bestimmte Leistungs- und Umweltschutzanforderungen erfüllen müssen.

Damit hat Italien ein Modell geschaffen, das sich durch eine klare Regulierung, attraktive Förderbedingungen und eine breite Einbindung unterschiedlicher Akteure auszeichnet. Die Kombination aus langfristigen Vergütungen,

Investitionsförderungen und kommunaler Verankerung macht Energiegemeinschaften in Italien zu einem wichtigen Instrument der lokalen Energiewende.

2.5.3 Spanien

Spanien hat mit dem Königlichen Dekret „Real Decretoley 23/2020“ wesentliche Änderungen und Ergänzungen am Gesetz „Ley 24/2013“ vorgenommen und damit die rechtliche Grundlage für Energiegemeinschaften geschaffen. Diese werden als autonome rechtliche Einheiten definiert, die von Mitgliedern – darunter natürliche Personen, kleine und mittlere Unternehmen (KMU) oder lokale Behörden – in der Nähe von erneuerbaren Energieprojekten kontrolliert werden. Im Mittelpunkt steht dabei nicht die Gewinnerzielung, sondern die Schaffung ökologischer, wirtschaftlicher und sozialer Vorteile für die Mitglieder oder die lokale Gemeinschaft.

Öffentliche Einrichtungen, insbesondere Kommunen, sind ausdrücklich berechtigt, Energiegemeinschaften zu gründen oder sich an ihnen zu beteiligen. Damit wird eine breite lokale Teilhabe sichergestellt und die Akzeptanz für erneuerbare Energien gestärkt.

Ein wesentlicher Vorteil für die Teilnehmenden ergibt sich aus der Regelung des kollektiven Eigenverbrauchs, der häufig als operatives Modell innerhalb von Energiegemeinschaften genutzt wird. Nach dem Real Decreto 244/2019 ist die gemeinsam genutzte Energie vollständig von Netzentgelten und Systemumlagen befreit. Das gilt sowohl für individuellen als auch für geteilten Eigenverbrauch und reduziert die Stromkosten der Teilnehmer:innen erheblich.

Darüber hinaus definiert dieselbe Verordnung die räumlichen Voraussetzungen für den gemeinsamen Eigenverbrauch: Erzeugungs- und Verbrauchsanlagen dürfen bis zu 500 Meter voneinander entfernt liegen. Für Photovoltaikanlagen auf Dächern, Industrieflächen oder anderen künstlichen Strukturen gilt eine erweiterte Distanz von bis zu 2.000 Metern.

Die gesetzlichen Neuerungen ermöglichen es, die Energiewende aktiv mitzugestalten. Teilnehmende dürfen erneuerbare Energie erzeugen, verbrauchen, speichern, teilen und überschüssige Energie am regulären Markt verkaufen, wodurch sie zu einem eigenständigen Akteur im Energiesystem werden.

Damit sorgt Spanien dank der Kombination aus klaren gesetzlichen Strukturen, finanziellen Vorteilen durch Eigenverbrauch und der sozialen Zielsetzung dafür, dass Energiegemeinschaften einen festen Platz in der spanischen Energiewende einnehmen.

Vergleich und Lessons Learned

Die internationalen Beispiele zeigen, dass Energy Sharing in Europa bereits erfolgreich umgesetzt wird, wenn klare rechtliche Grundlagen, ökonomische Anreize und einfache Umsetzungsmechanismen geschaffen werden. Dabei verfolgen die Länder unterschiedliche Ansätze, die jeweils spezifische Stärken aufweisen und für die deutsche Diskussion wichtige Anknüpfungspunkte bieten.

Räumlicher Bezug

- Österreich erlaubt neben lokalen auch regionale Energiegemeinschaften und zeigt, dass größere Reichweiten die Attraktivität erhöhen können.
- Italien bindet Energiegemeinschaften an dasselbe Nieder- oder Mittelspannungs-Umspannwerk, bietet aber gleichzeitig flexible kommunale Modelle.
- Spanien hingegen beschränkt den Radius strikt auf max. zwei Kilometer, was die Nähe zwischen Erzeugung und Verbrauch stärkt, die Skalierung jedoch erheblich einschränkt.

Anreizsysteme

- Österreich bietet eine Kombination aus reduzierten Netzentgelten, Steuerbefreiungen und Investitionsförderungen, wodurch Energiegemeinschaften wirtschaftlich sehr attraktiv sind.
- Italien setzt mit langfristigen Vergütungstarifen (20 Jahre, 11 ct/kWh plus Standortaufschläge) sowie Investitionsförderungen mit bis zu 40 % starke ökonomische Signale.
- Spanien stellt die Umlage- und Netzkostenbefreiung in den Vordergrund, ergänzt durch die Möglichkeit, Überschüsse am Markt zu verkaufen, legt den Schwerpunkt jedoch stärker auf ökologische und soziale Effekte als auf finanzielle Rendite.

Teilnehmerkreis

- Österreich erlaubt die Teilnahme von Haushalten, Unternehmen und Kommunen – ein offenes Modell, das breite Teilhabe ermöglicht.
- Italien differenziert zwischen EE-Gemeinschaften (inklusive KMU und Kommunen) und BE-Gemeinschaften (nur kleine Unternehmen, keine mittleren).
- Spanien erlaubt ebenfalls eine breite Teilnahme, inklusive lokaler Behörden, betont jedoch die Nicht-Gewinnerzielungsorientierung.

Regulatorische Gestaltung

- Österreich hat die wohl umfassendsten Sonderregeln etabliert, die Energiegemeinschaften (bislang) von vielen Lieferantenpflichten entbinden¹³ und seit 2024 sogar Mehrfachmitgliedschaften erlauben.
- Italien koppelt Förderungen an klare soziale und ökologische Zweckbindungen, wodurch Gemeinschaften stärker lokal ausgerichtet werden.
- Spanien verankert Energiegemeinschaften als juristische Personen mit explizitem Gemeinwohlauftrag.

Zentrale Lessons Learned für Deutschland:

1. Ohne **gezielte Anreize** besteht kein ausreichender Anreiz, Verbrauch zeitlich oder räumlich an die Erzeugung anzupassen und netzdienlich auszurichten – internationale Ansätze umfassen reduzierte Netzentgelte, Umlagebefreiungen und Investitionszuschüsse.
2. Um Netzkapazität gezielt zu entlasten, muss die **geographische Reichweite** adäquat gewählt werden. Etablierte Ansätze beziehen sich auf die Netzebene (z.B. Österreich) oder das Umspannwerk (z.B. Italien).
3. Für die Umsetzung von Energy Sharing sind eine Reduktion des **administrativen Aufwands** und der Kosten zentral. International wird dies durch erleichterte Lieferantenpflichten und die Aufteilung einer Anlage auf mehrere Gemeinschaften erreicht.
4. Die Herausforderung für Interessierte **lokale Gemeinschaften zu identifizieren** wird in Österreich durch die verpflichtende Bereitstellung von Informationen durch den Netzbetreiber adressiert.

Für Deutschland ergibt sich daraus, dass eine reine Minimalumsetzung der EU-Vorgaben nicht ausreichen dürfte. Stattdessen sollte der Rechtsrahmen Elemente aus den erfolgreichen Modellen kombinieren – also **gezielte Anreize, klare Definition der geografischen Reichweiten und eine Reduktion des administrativen Aufwands**. Nur so kann Energy Sharing als breites und tragfähiges Modell in der Praxis Fuß fassen.

¹³ Zukünftig - mit der Übergangsfrist 01.10.2026 - werden die bisherigen gesetzlichen Bestimmungen zu Energiegemeinschaften gemäß ElWOG neu im Elektrizitätswirtschaftsgesetz (ElWG) geregelt. Darin enthalten sind Lieferantenverpflichtungen, mit Ausnahme von Haushaltskund:innen mit Anlagen unter 30 kW bzw. allen anderen aktiven Kunden, EEG und BEG mit Anlagen unter 100 kW.

3 Übertrag auf die Metropolregion Nordwest



Die Metropolregion Nordwest

Der Erfolg von Energieprojekten hängt unter anderem von den regionalen Rahmenbedingungen ab. Geografische, wirtschaftliche und gesellschaftliche Faktoren können prägen, welche Lösungen praktikabel und wirksam sind. Damit Energy Sharing in der Praxis funktionieren kann, muss das Konzept auf die örtlichen Gegebenheiten übertragen werden. Nur wenn regionale Strukturen und Akteurskonstellationen berücksichtigt werden, lässt sich aus einem abstrakten Modell ein umsetzbares Vorhaben entwickeln.

Die Metropolregion Nordwest dient in dieser Studie als Untersuchungsraum, um genau diesen Transfer zu analysieren. Sie verbindet urbane Zentren wie Bremen und Oldenburg mit ländlich geprägten Räumen und zeichnet sich durch eine starke industrielle Basis und mittelständische Wirtschaft sowie einen hohen Anteil erneuerbarer Energien aus.

Das Kapitel beschreibt zunächst die allgemeinen Daten und Strukturen der Metropolregion und geht anschließend auf ihre charakteristischen Besonderheiten ein. Diese Analyse bildet die Grundlage, um im weiteren Verlauf der Studie anhand zuvor definierter Anwendungsfälle konkrete Fallbeispielen innerhalb der Metropolregion zu identifizieren, anhand derer geprüft wird, wie Energy Sharing in der Region praktisch umgesetzt werden kann.

3.1 Allgemeine Struktur und räumliche Abgrenzung



Abbildung 6: Karte der Metropolregion Nordwest

Die Metropolregion Nordwest ist eine von elf deutschen Europäischen Metropolregionen. Wirtschaft, Verwaltung, Politik und Wissenschaft arbeiten eng zusammen, um die Region und ihre Zukunftsfelder¹⁴ gemeinsam weiterzuentwickeln und im internationalen Wettbewerb stark aufzustellen. Mitglieder sind die Landkreise Ammerland, Cloppenburg, Cuxhaven, Diepholz, Friesland, Oldenburg, Osterholz, Vechta, Verden, Wesermarsch, die kreisfreien Städte Delmenhorst, Oldenburg und Wilhelmshaven sowie die Stadtgemeinden Bremen und Bremerhaven, die Handelskammer Bremen – IHK für Bremen und Bremerhaven, die Oldenburgische IHK, die IHK Elbe-Weser sowie die beiden Bundesländer Bremen und Niedersachsen. Auf einer Fläche von 13.757 km² leben mehr als 2,8 Millionen Einwohner:innen.¹⁵

¹⁴ <https://www.metropolregion-nordwest.de/ueber-uns/unser-handlungsrahmen/>

¹⁵ Metropolregion Nordwest (o. J.), Zugriff am 26.3.2026: <https://www.metropolregion-nordwest.de/portal/seiten/moin-in-der-metropolregion-nordwest-900000285-10018.html>

Ländliche Prägung und urbane Zentren

Die Region vereint urbane Zentren wie Bremen und Oldenburg mit ländlich geprägten Teilräumen, in denen Landwirtschaft, erneuerbare Energieerzeugung und mittelständisches Gewerbe eine wichtige Rolle spielen. Diese Mischung prägt auch die energetische Ausgangslage: Während in den Städten häufig ein hoher Energieverbrauch und begrenzte Flächenverfügbarkeit bestehen, unterscheiden sich die Potenziale für Erzeugungsanlagen und lokale Versorgungskonzepte je nach Teilregion deutlich. Energy-Sharing-Ansätze können daher sowohl in ländlichen Räumen als auch in urbanen Quartieren, Gewerbegebieten oder genossenschaftlichen Modellen relevante Beiträge leisten.¹⁶

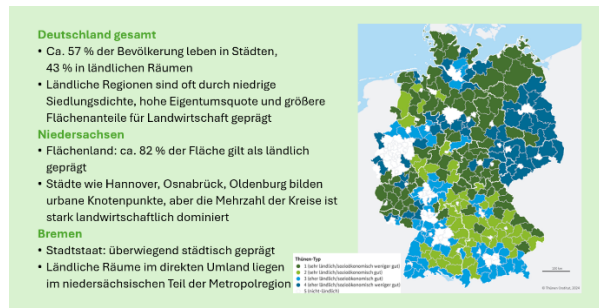


Abbildung 7: Überblick ländliche Prägung

Gebäudestruktur und Eigentumsverhältnisse

Die Gebäudestruktur der Metropolregion Nordwest ist stark vom ländlichen Charakter vieler Teilräume geprägt. Mehr als die Hälfte der Gebäudetypen sind freistehende Einfamilienhäuser, was ein großes Potenzial für die Installation von Dach-Photovoltaikanlagen bietet. In den städtischen Zentren hingegen dominieren Mehrfamilienhäuser und Mietwohnungen, in denen individuelle Erzeugungsanlagen oft nicht realisierbar sind. Hier gewinnen gemeinschaftliche Modelle wie Mieterstrom, Quartierslösungen oder Energy Sharing an Bedeutung, um auch Mieter:innen in die Energiewende einzubinden.

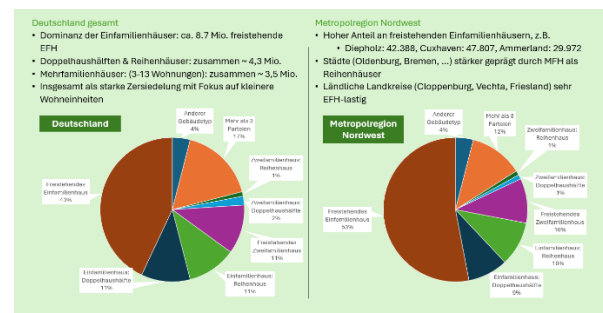


Abbildung 8: Überblick Gebäudestruktur

Die Wohneigentumsquote liegt in der Metropolregion Nordwest (größtenteils Niedersachsen) insgesamt über dem Bundesdurchschnitt, mit deutlichen Unterschieden zwischen Stadt und Land.¹⁷ Diese Differenz wirkt sich

¹⁶ Bundesministerium für Ernährung, Landwirtschaft und Heimat: Kraft des Landes – Vierter Bericht der Bundesregierung zur Entwicklung der ländlichen Räume (2024)

¹⁷ Statistische Ämter des Bundes und der Länder: Zensusdatenbank – Gebäude: Gebäudetyp, Tabelle 3000G-1010, Stichtag 15.05.2022 (o. J.), Zugriff am

direkt auf das Eigenerzeugungs-Potenzial aus: In ländlichen Räumen ist der Ausbau eigener Erzeugungsanlagen technisch einfacher, während in städtischen Gebieten kollektive Lösungen eine größere Rolle spielen müssen.

Insgesamt ergibt sich für die Metropolregion ein vielschichtiges Bild: Hohe Eigentumsquoten¹⁸ und potenzielle freie Dachflächen vor allem in ländlich geprägten und suburbanen Teilräumen bieten erhebliche Chancen für Eigenversorgung und lokale Stromerzeugung. In stärker verdichteten urbanen Räumen ist dagegen die Entwicklung gemeinschaftlicher Modelle entscheidend, um breite Teilhabe am Energy Sharing zu ermöglichen. Suburbane Räume nehmen dabei eine Zwischenstellung ein, da sie häufig sowohl relevante Dachflächenpotenziale als auch verdichtete Siedlungsstrukturen aufweisen.

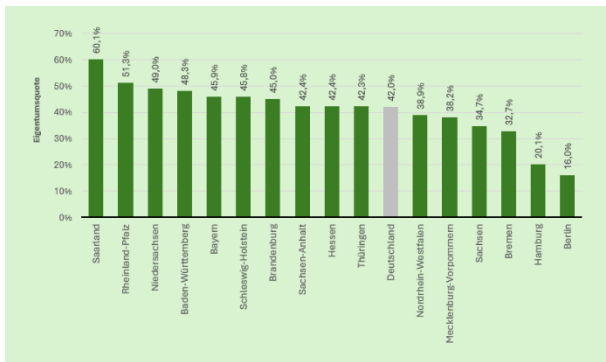


Abbildung 9: Überblick Wohneigentumsquote

3.2 Energiesystem und Infrastrukturen

Die Metropolregion Nordwest verfügt über ein vielseitiges und stark erneuerbar geprägtes Energiesystem. Schon heute wird in der Region deutlich mehr Strom aus erneuerbaren Quellen erzeugt, als lokal verbraucht werden kann. Insbesondere die Windenergie prägt das Bild der Region und macht sie zu einem zentralen Erzeugungsstandort innerhalb Norddeutschlands. Ergänzend leisten Photovoltaik, Biogas und zunehmend auch Freiflächenanlagen einen wachsenden Beitrag zur regionalen Stromproduktion.¹⁹

Windenergie

Die Windenergie stellt den größten Anteil an der regenerativen Stromerzeugung. Die Landkreise im westlichen und nördlichen Teil der Region, darunter Friesland, Wesermarsch und Cuxhaven, zählen zu den windreichsten Gebieten Deutschlands. Neben zahlreichen Onshore-Anlagen bestehen räumliche und infrastrukturelle Bezüge zur Offshore-Windenergie in der Nordsee, etwa über Hafen-, Logistik- und Industriestandorte sowie über Netzanbindungs- und Netzverknüpfungspunkte an der Küste.²⁰

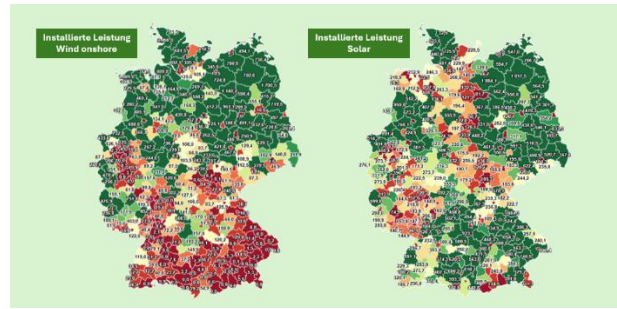


Abbildung 10: Installierte Leistung von Wind onshore und Solar

Photovoltaik

Die Photovoltaik gewinnt vor allem im ländlichen Raum und in kleineren Städten an Bedeutung. Viele Ein- und Zweifamilienhäuser verfügen bereits über eigene Dachanlagen. Zusätzlich entstehen zunehmend größere Freiflächenanlagen, die das lokale Stromangebot erweitern.²¹ Diese dezentrale Struktur bietet ideale Voraussetzungen für Energy Sharing, da Erzeugung und Verbrauch räumlich oft nah beieinander liegen.

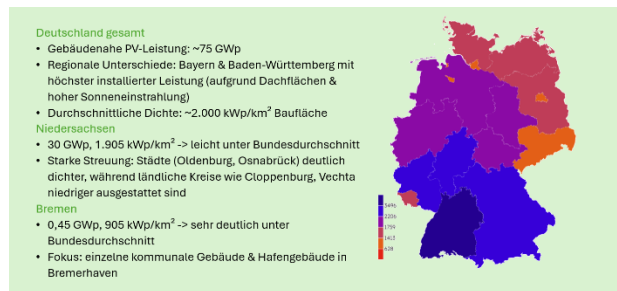


Abbildung 11: PV-Aufdach-Leistung

Biogas- und Biomasseanlagen spielen vor allem in agrarisch geprägten Landkreisen wie Cloppenburg, Vechta und Diepholz eine wichtige Rolle. Sie tragen zur Netzstabilität bei, da sie im Gegensatz zu Wind und Sonne steuerbar betrieben werden können.

Smart-Meter-Rollout

Ein wichtiger technischer Baustein für Energy Sharing ist die Digitalisierung der Messinfrastruktur. Smart Meter ermöglichen die viertelstundengenaue Erfassung von Stromerzeugung und -verbrauch und bilden damit die Grundlage für die Abrechnung und Zuordnung innerhalb gemeinschaftlicher Nutzungssysteme.

26.3.2026: <https://ergebnisse.zensus2022.de/datenbank/online/statistic/3000G/table/3000G-1010>

¹⁸ Statistische Ämter des Bundes und der Länder: Wohnen in Deutschland – Zusatzprogramm Wohnen des Mikrozensus 2022 (2025)

¹⁹ Fraunhofer ISE: Energy-Charts – Karten zur installierten Leistung (o. J.), Zugriff am 28.3.2026: https://www.energy-charts.info/charts/installed_power_map/chart.html?l=de&c=DE

²⁰ Amprion GmbH: Korridor B – Umsetzung: Konverter und Netzverknüpfungspunkte (o. J.), Zugriff am 28.3.2026: <https://www.amprion.net/Netzausbau/Unsere-Projekte/Korridor-B/Umsetzung.html>

²¹ Dena: Entwicklung der gebäudenahen Photovoltaik in Deutschland (2025), Zugriff am 26.3.2026: <https://www.dena.de/infocenter/entwicklung-der-gebäudenahen-photovoltaik-in-deutschland/>

Tabelle 2: Überblick über den Smart-Meter-Rollout

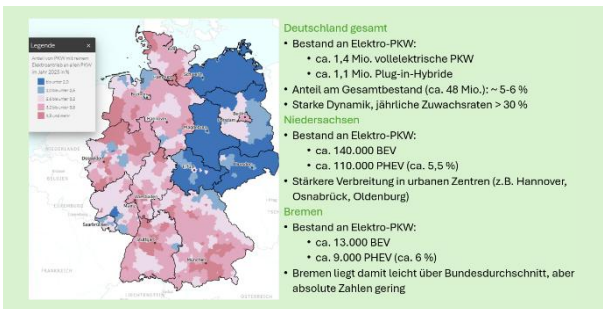
Rang	Netzbetreiber	Fortschritt
1	Stromnetz Berlin GmbH	33,96%
2	Mitteldeutsche Netzgesellschaft Strom mbH	32,15%
3	Westnetz GmbH	27,53%
4	E.DIS Netz GmbH	25,98%
5	RheinNetz GmbH	24,13%
6	Avacon Netz GmbH	21,63%
7	Bayernwerk Netz GmbH	18,11%
8	EWE NETZ GmbH	14,09%
9	Hamburger Energienetze GmbH	14,08%
10	Netze BW GmbH	12,74%

Hierbei gibt es im landesweiten Vergleich Unterschiede: während einige (kleinere) Netzbetreiber bei über 50 % und teilweise auch größere bei über 30 % sind, sind viele noch bei unter 10 %. In der Metropolregion Nordwest kommt der EWE NETZ GmbH auch in diesem Bereich eine zentrale Rolle zu. Der Rollout der intelligenten Messsysteme ist hier noch nicht weit fortgeschritten und mit 14,1 % im EWE NETZ-Gebiet noch leicht unter dem Bundesdurchschnitt.²² Damit ist Energy Sharing heute bereits punktuell möglich, aber noch nicht flächendeckend realisierbar.

Elektromobilität und Ladeinfrastruktur

Die Elektromobilität entwickelt sich auch in der Metropolregion Nordwest dynamisch. Bundesweit waren Anfang 2025 rund 1,4 Millionen vollelektrische Pkw und 1,1 Millionen Plug-in-Hybride zugelassen, was einem Anteil von etwa 5 bis 6 Prozent am Fahrzeugbestand entspricht. In Niedersachsen liegt der Anteil bei rund 5,5 Prozent, in Bremen bei etwa 6 Prozent. Die Zuwachsraten von über 30 Prozent jährlich zeigen, dass der Wandel zur Elektromobilität deutlich Fahrt aufnimmt.²³

Die Region Nordwest bewegt sich im bundesweiten Mittelfeld. Städtische Gebiete wie Bremen, Oldenburg und Osnabrück verzeichnen den größten Zuwachs und benötigen mehr öffentliche Ladeinfrastruktur und Quartierslösungen, während ländliche Kreise durch ihren hohen Anteil an Eigenheimen über großes Potenzial für privates PV-gestütztes Laden verfügen.



²² Energiezukunft: Smart-Meter-Rollout - Stand beim Pflichteinbau von intelligenten Messsystemen (27.08.2025), Zugriff am 26.3.2026: <https://www.energiezukunft.eu/erneuerbare-energien/stromnetze-speicher/stand-beim-pflichteinbau-von-intelligenten-messsystemen>

Abbildung 12: Überblick PKW mit Elektroantrieb

Ladeinfrastruktur

Deutschlandweit bestehen rund 170.000 öffentliche Ladepunkte, davon etwa 16.000 in Niedersachsen und 1.300 in Bremen. Ballungsräume sind deutlich besser versorgt als ländliche Räume wie Vechta, Cloppenburg oder Wesermarsch. Insgesamt ist die Ladeinfrastruktur im Nordwesten nur mittelmäßig ausgebaut, bietet jedoch hohe Entwicklungspotenziale.²²

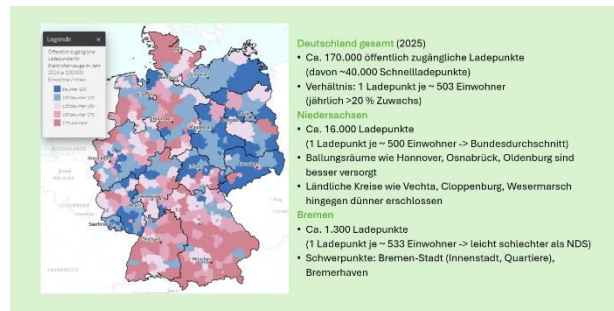


Abbildung 13: Überblick über den Anteil öffentlicher Ladepunkte

3.3 Akteurslandschaft und institutionelle Strukturen

Zudem zeichnet sich die Metropolregion Nordwest durch eine vielfältige und eng vernetzte Akteurslandschaft im Energiebereich aus. Öffentliche, private und zivilgesellschaftliche Akteure wirken hier in unterschiedlichen Rollen zusammen und bilden ein stabiles Fundament für die Umsetzung gemeinschaftlicher Energieprojekte. Diese Vielfalt ist eine zentrale Stärke der Region und schafft günstige Voraussetzungen für die Einführung und Erprobung von Energy Sharing.

Kommunen und öffentliche Akteure

Ein zentrales Instrument der kommunalen Energiewende ist die kommunale Wärmeplanung (KWP), die in nahezu allen größeren Städten der Region bereits angelaufen ist. Bremen, Wilhelmshaven und Delmenhorst befinden sich aktuell im Prozess, Bremerhaven und Oldenburg haben die Wärmeplanung bereits abgeschlossen.

Tabelle 3: Status der KWP – Stand Februar 2026²⁴

Stadt	Status	Landkreis	Anzahl Gemeinden	Abgeschlossen	Im Prozess	Stand unbekannt
Delmenhorst	Im Prozess	Ammerland	6	0	5	1
Oldenburg	Abgeschlossen	Cloppenburg	13	2	10	1
Wilhelmshaven	Im Prozess	Cuxhaven	29	2	24	3
Bremen	Im Prozess	Diepholz	45	2	15	28
Bremerhaven	Abgeschlossen	Friesland	8	0	5	3
		Oldenburg	15	0	12	3
		Osnabrück	34	4	21	9
		Osterholz	11	1	10	0
		Vechta	10	0	8	2
		Verden	11	1	6	4
		Wesermarsch	9	0	4	5

²³ Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (BMWSB): Deutschlandatlas – Wie wir uns bewegen (2025), Zugriff am 28.3.2026: <https://www.deutschlandatlas.bund.de/DE/Karten/Wie-wir-uns-bewegen/111-Elektroautos-Pkw-Bestand.html> ; <https://www.deutschlandatlas.bund.de/DE/Karten/Wie-wir-uns-bewegen/113-Oeffentl-Ladeinfrastruktur-EAuto.html>

²⁴ Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena) Datensatz zum Status quo der Kommunalen Wärmeplanung des KWW-Wärmewendatlas (2026)

Die Wärmeplanung legt wichtige Grundlagen für die zukünftige Energieversorgung und kann den Einstiegspunkt für sektorübergreifende Konzepte wie Energy Sharing bilden. Sie fördert die systematische Betrachtung von Erzeugung, Verbrauch und Infrastruktur und schafft kommunale Entscheidungs- und Umsetzungsstrukturen.

Wirtschaft und Industrie

Für die Übertragung von Energy Sharing auf die Metropolregion ist neben der Erzeugungsstruktur auch die regionale Wirtschaftsstruktur von Bedeutung. Sie gibt Hinweise darauf, welche Verbrauchsgruppen und Akteurskonstellationen in der Region besonders relevant sind. Die Bruttowertschöpfung nach Wirtschaftsbereichen zeigt dabei, welche Sektoren die Metropolregion prägen und wo sich mögliche Anknüpfungspunkte für Energy-Sharing-Modelle ergeben.

Tabelle 4: Bruttowertschöpfung (BWS) - Anteile nach Wirtschaftsbereichen in % – 2023²⁵

Kategorie	Deutschland 2023	Metropolregion 2023
Baugewerbe	5,31 %	6,36 %
Bergbau, Energie- und Wasserversorgung	4,48 %	5,63 %
Handel, Verkehr und Gastgewerbe	21,11 %	21,25 %
sonst. Dienstleistungen	22,71 %	23,17 %
Unternehmensdienstleistungen	25,37 %	21,71 %
verarbeitendes Gewerbe	20,11 %	19,24 %

Die Wirtschaftsstruktur der Metropolregion weist im Vergleich zum Bundesdurchschnitt einige für Energy Sharing relevante Besonderheiten auf. Auffällig ist insbesondere der höhere Anteil der Bruttowertschöpfung im Bereich Bergbau, Energie- und Wasserversorgung, der in der Metropolregion 5,63 % beträgt und damit über dem bundesweiten Wert von 4,48 % liegt. Dies deutet auf eine vergleichsweise hohe Bedeutung energiewirtschaftlicher Aktivitäten in der Region hin und bildet einen wichtigen Anknüpfungspunkt für Energy-Sharing-Modelle. Auch das Baugewerbe ist mit 6,36 % stärker vertreten als im Bundesdurchschnitt, was auf die Bedeutung von Gebäude-, Infrastruktur- und Quartiersentwicklung verweist.

Gleichzeitig bleibt das verarbeitende Gewerbe mit einem Anteil von 19,24 % ein bedeutender Wirtschaftsbereich, auch wenn der Wert leicht unter dem Bundesdurchschnitt liegt. Für Energy Sharing ist dies insbesondere mit Blick auf industrielle und gewerbliche Stromverbraucher relevant, da diese häufig über größere und planbarere Lastprofile verfügen. Ergänzend zeigt der hohe Anteil von Handel, Verkehr und Gastgewerbe, dass auch gewerbliche Nutzungen, Logistik und Mobilität eine wichtige Rolle

spielen. Daraus ergeben sich Bezüge zu Energy-Sharing-Konzepten im Bereich Ladeinfrastruktur sowie zu gewerblichen Verbrauchsstrukturen.

Insgesamt zeigen die Daten, dass die Metropolregion keine einseitige Wirtschaftsstruktur aufweist, sondern durch ein Nebeneinander von Energie, Bau, Industrie, Verkehr, Handel und Dienstleistungen geprägt ist. Diese Heterogenität spricht dafür, Energy Sharing nicht als einheitliches Modell zu betrachten, sondern an unterschiedliche regionale Nutzungskontexte anzupassen.

Bürgerenergie und Energiegenossenschaften

In der Region ist eine lebendige Bürgerenergiebewegung gewachsen. Zahlreiche Energiegenossenschaften betreiben bereits Wind-, Solar- und Biogasanlagen und verfügen über umfangreiche Erfahrungen in gemeinschaftlicher Organisation, Finanzierung und Projektumsetzung. Im deutschen Vergleich zeigt sich eine gute Ausgangslage im Nordwesten. Diese Genossenschaften bieten ideale institutionelle Rahmenbedingungen, um Energy Sharing im Sinne kollektiver Teilhabe und lokaler Wertschöpfung umzusetzen.

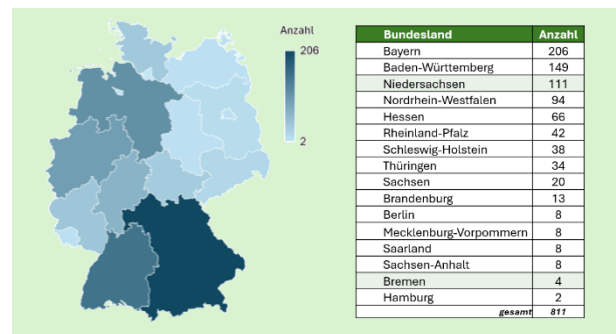


Abbildung 14: Überblick Energiegenossenschaften²⁶

Darüber hinaus engagieren sich Bürgerenergievereine und lokale Initiativen für erneuerbare Projekte, häufig in enger Kooperation mit Kommunen oder Stadtwerken. Diese Strukturen fördern das Vertrauen zwischen Akteuren und erleichtern partizipative Entscheidungsprozesse. Eine wesentliche Voraussetzung für funktionierende Sharing-Modelle.

Netz- und Infrastruktursektor

Mit der EWE NETZ GmbH als nahezu flächendeckend zuständigem Verteilnetzbetreiber existiert in der Metropolregion eine klare und konsistente Netzstruktur. EWE NETZ ist sowohl technisch als auch organisatorisch gut positioniert, um Energy-Sharing-Projekte zu unterstützen. Die einheitliche Netzverantwortung reduziert theoretisch Abstimmungsaufwand und ermöglicht Pilotprojekte, die im Rahmen des § 42c EnWG zunächst auf das Gebiet eines Netzbetreibers beschränkt sind. Gleichzeitig entsteht daraus jedoch auch eine starke Abhängigkeit von einem

²⁵ Arbeitskreis "Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen der Länder" im Auftrag der Statistischen Ämter der 16 Bundesländer, des Statistischen Bundesamtes und des Bürgeramtes, Statistik und Wahlen, Frankfurt a. M.: Bruttoinlandsprodukt, Bruttowertschöpfung in den kreisfreien Städten und Landkreisen der Bundesrepublik Deutschland 1992 und 1994 bis 2012, Reihe 2, Band 1

²⁶ Netzwerk Energiewende Jetzt e. V.: Energiegenossenschaften finden (o. J.), Zugriff am 26.3.2026: <https://netzwerk-energiewende-jetzt.de/genossenschaften/energiewende-genossenschaften-finden>

einzelnen Verteilnetzbetreiber. Solange das bundeseinheitliche Betreiberportal noch nicht verfügbar ist, besteht das Risiko, dass Anmeldungen und Umsetzungsprozesse je nach Priorisierung und Ausgestaltung der bestehenden Verfahren verzögert oder erschwert werden.

Tabelle 5: Zuständige VNB in Teilen der Metropolregion

Gebiet	Zuständiger VNB		
	Niederspannung	Mittelspannung	Hochspannung
Landkreis Ammerland	EWE NETZ	EWE NETZ	Avacon
Landkreis Cloppenburg	EWE NETZ	EWE NETZ	Avacon
Landkreis Cuxhaven	EWE NETZ	EWE NETZ	Avacon
Landkreis Diepholz	Stadtwerke EVB Huntetal Netz	Stadtwerke EVB Huntetal Netz	Westnetz
Landkreis Friesland	EWE NETZ	EWE NETZ	Avacon
Landkreis Oldenburg	EWE NETZ	EWE NETZ	Avacon
Landkreis Osnabrück	SWO Netz	SWO Netz	Westnetz
Landkreis Osterholz	Osterholzer Stadtwerke	Osterholzer Stadtwerke	Avacon
Landkreis Vechta	EWE NETZ	EWE NETZ	Avacon
Landkreis Verden	Stadtwerke Verden	Stadtwerke Verden	Avacon
Landkreis Wesermarsch	EWE NETZ	EWE NETZ	Avacon
Stadt Delmenhorst	EWE NETZ	EWE NETZ	Avacon

Institutionelle Unterstützung und regionale Netzwerke

Neben einzelnen Akteuren spielen regionale Institutionen wie das Oldenburger Energiecluster (OLEC), die Wirtschaftsförderungen sowie Forschungs- und Bildungseinrichtungen eine wichtige Rolle. Sie fördern Wissenstransfer, Qualifizierung und Vernetzung zwischen Praxis, Wissenschaft und Politik. Auch die enge Kooperation zwischen dem Land Bremen, dem Land Niedersachsen und den regionalen Gebietskörperschaften in der Metropolregion Nordwest erleichtert die Entwicklung gemeinsamer Strategien.

Insgesamt ist die Metropolregion Nordwest durch eine stabile, engagierte und kooperationsorientierte Akteurslandschaft geprägt. Die vorhandenen institutionellen Netzwerke und Erfahrungen bilden eine solide Basis, um Energy Sharing in der Praxis zu testen und langfristig in die regionale Energiepolitik zu integrieren.

3.4 Regionale Besonderheiten und Herausforderungen

Die Metropolregion Nordwest weist im Vergleich zu anderen Regionen Deutschlands eine besondere Ausgangslage für Energy Sharing auf. Der Energiesektor ist durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien, eine heterogene Wirtschaftsstruktur (unterschiedliche Energiebedarfe) und ein stark ausgeprägtes zivilgesellschaftliches Engagement geprägt. Gleichzeitig bestehen infrastrukturelle und sozioökonomische Unterschiede, die bei der Einführung gemeinschaftlicher Energieprojekte berücksichtigt werden müssen.

Stärken und Chancen

Ein zentrales Merkmal der Region ist ihr hoher Anteil an erneuerbarer Energieerzeugung, insbesondere aus Windkraft. In mehreren Landkreisen wird bereits heute mehr Strom erzeugt, als lokal verbraucht wird. Diese Überschüsse schaffen ideale Voraussetzungen, um künftig

stärker auf lokale Stromnutzung und gemeinschaftliche Verteilung zu setzen.

Die ländlich geprägten Räume bieten durch ihre hohe Wohneigentumsquote und die Vielzahl an Einfamilienhäusern großes Potenzial für Prosumer-Modelle. Im industriellen Bereich bestehen vielfältige Möglichkeiten zur Sektorenkopplung, etwa zwischen Strom, Wärme und Mobilität. Besonders energieintensive Betriebe zeigen ein wachsendes Interesse an Direktstromlieferungen aus regionalem Ökostrom.

Auch die städtischen Zentren – vor allem Bremen und Oldenburg – bieten gute Rahmenbedingungen für urbane Quartiersprojekte und Ladeinfrastruktur. Öffentliche Einrichtungen wie Verwaltungen, Schulen und Kliniken können dabei als verlässliche Partner für Pilotprojekte fungieren.

Darüber hinaus verfügt die Region über eine starke gesellschaftliche Basis. Zahlreiche Energiegenossenschaften sind bereits aktiv und können als organisatorische Trägerstrukturen für Energy-Sharing-Modelle dienen. Hinzu kommt, dass in der Region nur wenige Verteilnetzbetreiber tätig sind, was die Koordination und Abstimmung auf Netzebene erheblich erleichtert.

Ein weiterer Vorteil liegt in den häufigen Redispatch-Situationen infolge hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien. Redispatch bezeichnet Eingriffe in die Erzeugungsleistung von Stromanlagen, um Netzengpässe zu vermeiden oder zu beheben. Energy Sharing kann hier einen Beitrag leisten, um Netze zu entlasten und Abregelungen zu reduzieren, indem lokal erzeugter Strom auch lokal verbraucht wird.

Schwächen und Herausforderungen

Trotz der günstigen Ausgangsbedingungen bestehen mehrere strukturelle Hemmnisse. Der Ausbau der Ladeinfrastruktur liegt noch unter dem Bundesdurchschnitt, was die Nutzung von Elektromobilität als Flexibilitätsoption derzeit einschränkt. Auch die Einkommensstruktur ist im Vergleich zu süddeutschen Regionen schwächer, was private Investitionen in PV-Anlagen und Speicher erschwert.

In den städtischen Gebieten sind die Eigentumsquoten niedrig, wodurch individuelle Lösungen für Energy Sharing nur begrenzt umsetzbar sind. Hier müssen vor allem kollektive Modelle wie Mieterstrom oder gemeinschaftliche Quartiersanlagen entwickelt werden. Auf dem Land wiederum erschweren teilweise schwache Netzinfrastrukturen und lange Leitungswege den Anschluss neuer Erzeugungsanlagen.


Hinzu kommt, dass der Smart-Meter-Rollout im Gebiet der EWE NETZ GmbH bislang nur rund 14 % erreicht hat. Damit sind die technischen Voraussetzungen für dynamische Abrechnung und Steuerung von Energy-Sharing-Projekten noch nicht flächendeckend vorhanden, auch wenn der Ausbau inzwischen zügig voranschreitet.

Kernaussagen für die Metropolregion Nordwest

Die Metropolregion Nordwest bietet insgesamt gute Ausgangsbedingungen für Energy Sharing:

- Sie erzeugt deutlich mehr erneuerbare Energie, als sie verbraucht und kann dadurch zum Vorreiter für lokale Energiegemeinschaften werden.
- Die Kombination aus ländlichen Prosumer-Haushalten, energieintensiver Industrie, öffentlichen Einrichtungen und urbanen Mehrparteienstrukturen ermöglicht die Entwicklung zielgruppenspezifischer Modelle.
- Die starke Genossenschaftslandschaft bietet geeignete Trägerstrukturen für gemeinschaftliche Energieprojekte.
- Die begrenzte Zahl an Netzbetreibern kann Koordination und Umsetzung der Regularien erleichtern.
- Netzengpässe und Redispatch-Eingriffe verdeutlichen, dass lokale Nutzung regionaler EE-Erzeugung nicht nur ökonomisch, sondern auch systemdienlich ist.
- Sozioökonomisch kann Energy Sharing helfen, Haushalte mit geringerem Einkommen zu entlasten und gesellschaftliche Teilhabe an der Energiewende zu fördern.

Die dargestellten Besonderheiten zeigen, dass die Metropolregion ein besonders geeignetes Umfeld für die praktische Erprobung von Energy Sharing bietet. Auf dieser Grundlage werden im folgenden Kapitel die konkreten Anwendungsfälle definiert, anhand derer untersucht wird, wie sich die ermittelten Potenziale und Herausforderungen in unterschiedlichen Kontexten in die Praxis übertragen lassen.



4 Darstellung der relevanten Anwendungsfälle und Bewertung der Fallbeispiele



Struktur dieses Kapitels

Auf Basis der vorangegangenen Untersuchungen richtet sich der Blick nun auf die konkreten Anwendungsfälle, die im Rahmen des Projekts untersucht wurden. Sie bilden die Brücke zwischen den allgemeinen Konzepten und der spezifischen Situation in der Metropolregion Nordwest. Jeder Anwendungsfall beschreibt eine mögliche Konstellation von Akteuren, technischen Voraussetzungen und organisatorischen Strukturen, in der Energy Sharing praktisch umgesetzt werden könnte.

Die **fünf** im Projekt definierten Anwendungsfälle sind:

Wohnen – Energy Sharing in Quartieren und Nachbarschaften.

Industrie & Gewerbe – Zusammenarbeit von Unternehmen

Kommunen – gemeinschaftliche Nutzung von Energie in kommunalen Liegenschaften.

Energiegenossenschaften – Energy Sharing im Rahmen genossenschaftlicher Strukturen.

Ladeinfrastruktur – Verbindung von erneuerbarer Stromerzeugung mit öffentlicher und betrieblicher Ladeinfrastruktur.

Nach der theoretischen Analyse der Potenziale, Herausforderungen und regionalen Besonderheiten des jeweiligen Anwendungsfalls wird geprüft, wie sich Energy Sharing unter realen Bedingungen umsetzen lässt. Zu diesem Zweck wurde im Projekt eine öffentliche Beteiligungsrunde durchgeführt, in der interessierte Akteure aus der Region ihre konkreten Praxisideen und Projektansätze vorstellen konnten. Auf dieser Grundlage werden gezielt diejenigen Beispiele vertieft, die sich als besonders aussagekräftig für die jeweiligen Anwendungsfälle erweisen.

Im Anschluss an die Einzelfallbetrachtungen folgt eine vergleichende Analyse, die die wichtigsten Gemeinsamkeiten, Unterschiede und übergreifenden Schlussfolgerungen zwischen den Anwendungsfällen herausarbeitet. Dadurch werden sowohl strukturelle als auch regulatorische Hebel sichtbar, um Energy Sharing in der Metropolregion Nordwest zukünftig wirksam zu fördern.

4.1 Anwendungsfall: Wohnen

4.1.1 Charakteristik des Anwendungsfalls



Abbildung 15: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls Wohnen

Der Anwendungsfall Wohnen umfasst die gemeinschaftliche Nutzung erneuerbar erzeugter Energie innerhalb von

Wohngebäuden, Wohnquartieren oder räumlich zusammenhängenden Siedlungsbereichen. Teilnehmende sind in der Regel Privathaushalte, die entweder ausschließlich Strom verbrauchen (Consumer) oder zusätzlich eigene Erzeugungsanlagen betreiben (Prosumer). Das Spektrum reicht von Ein- und Zweifamilienhäusern über Mehrparteienhäuser bis hin zu größeren Quartiersstrukturen mit gemischten Eigentums- und Mietverhältnissen.

Energy Sharing im Wohnbereich zielt darauf ab, lokal erzeugte erneuerbare Energie, typischerweise aus Photovoltaik-Dachanlagen und teilweise ergänzt durch Batteriespeicher, innerhalb dieser definierten Nutzergruppe zu verteilen und möglichst direkt vor Ort zu nutzen. Dabei ermöglicht der rechtliche Rahmen, dass Haushalte den gemeinschaftlich erzeugten Strom über das öffentliche Netz austauschen können, ohne auf komplexe Lieferantenmodelle angewiesen zu sein. Dies unterscheidet Energy Sharing grundlegend von klassischen Mieterstrom- oder Eigenverbrauchsmodellen.

Charakteristisch für den Anwendungsfall sind mehrere strukturelle Besonderheiten:

Heterogenität der Teilnehmerstruktur

Haushalte können sich hinsichtlich Einkommen, Eigentumsverhältnissen, Verbrauchsprofilen und technischer Ausstattung zum Teil stark unterscheiden. Dadurch variieren sowohl Teilnahmemotivation als auch technische Möglichkeiten.

Starke Abhängigkeit von Gebäude- und Eigentumsstrukturen

Während Eigentümer:innen in Ein- und Zweifamilienhäusern typischerweise eigene PV-Anlagen betreiben können, sind Mieterhaushalte auf gemeinschaftliche oder zentral organisierte Lösungen angewiesen.

Geringe individuelle Lastprofile

Haushalte haben im Vergleich zu Gewerbe und Industrie geringe und volatilere Lastprofile. Die Flexibilitätspotenziale einzelner Haushalte sind begrenzt und entfalten ihren Nutzen vor allem in der Summe.

Hohe Relevanz sozialer Aspekte

Energy Sharing kann im Wohnbereich nicht nur wirtschaftliche Vorteile durch niedrigere Stromkosten schaffen, sondern auch Teilhabe an der Energiewende und gemeinschaftliches Engagement fördern.

Niedrige technische Schwellen

Aufdach-PV-Anlagen und Heimspeicher gehören zunehmend zur Standardtechnik im Wohnsektor und erleichtern die Umsetzung gemeinschaftlicher Nutzungskonzepte.

Potenziale und Herausforderungen

Der Wohnbereich bietet ein breites Spektrum an Potenzialen für Energy Sharing, da hier große Teile des

Stromverbrauchs stattfinden und zugleich ein hoher Anteil an dezentralen Erzeugungsanlagen vorhanden ist. Gleichzeitig ergeben sich spezifische technische, organisatorische und soziale Herausforderungen, die bei der Ausgestaltung von Modellen berücksichtigt werden müssen.

Tabelle 6: Potenziale und Herausforderungen vom Anwendungsfall "Wohnen"

Potenziale	Herausforderungen
Reduzierte Stromkosten durch direkte Nutzung lokal erzeugter erneuerbarer Energie.	Heterogene Eigentums- und Mietstrukturen, die Abstimmung und Organisation erschweren.
Erhöhte Eigenverbrauchsquote durch gemeinschaftliche Nutzung und Lastbündelung mehrerer Haushalte.	Begrenzte technische Flächenpotenziale in Mehrparteienhäusern und dichten städtischen Quartieren.
Soziale Teilhabe auch für Mieter:innen, die sonst keinen Zugang zu eigenen Erzeugungsanlagen hätten.	Geringe individuelle Flexibilität der Haushalte, weshalb intelligente Steuerung und Bündelung notwendig sind.
Förderung lokaler Wertschöpfung durch Investitionen in gemeinschaftliche Anlagen und regionale Dienstleistungen.	Regulatorische und abrechnungstechnische Komplexität, insbesondere bei vielen Teilnehmenden.
Klimaschutzbeitrag durch höhere Nutzung erneuerbarer Energie im Wohnbereich.	Investitionshemmnisse bei einkommensschwachen Haushalten oder bei Gebäuden im Bestand.

Regionale Besonderheiten im Nordwesten

Für den Anwendungsfall Wohnen sind insbesondere die Regionalspezifika für die Metropolregion Nordwest relevant, die direkt Einfluss auf das Prosumer-Potenzial, die Umsetzbarkeit von Quartierslösungen und die soziale Dimension von Energy Sharing haben. Diese werden im Folgenden hervorgehoben.

Eigentumsquote und Prosumer-Potenzial

Wie bereits dargestellt, liegt die Eigentumsquote in Niedersachsen deutlich über dem bundesweiten Durchschnitt, während Bremen wesentlich niedrigere Eigentumsanteile aufweist. Für Energy Sharing bedeutet dies, dass in den überwiegend ländlich geprägten Teilen der Region gute Voraussetzungen für Prosumer-Modelle auf Eigenheimen bestehen, da viele Haushalte über geeignete Dachflächen und Entscheidungsspielräume verfügen. In den städtischen Räumen mit geringerer Eigentumsquote, insbesondere in Bremen, sind hingegen quartiersbezogene und gemeinschaftlich organisierte Modelle wie Mieterstrom, genossenschaftliche Lösungen oder gemeinschaftliche Gebäudeversorgung besonders relevant. Die unterschiedlichen Eigentumsstrukturen führen damit zu

regional unterschiedlichen Schwerpunkten im Anwendungsfall Wohnen.

Aufdach-PV-Potenzial und Nachholbedarf

Die Auswertungen zur gebäudenahen PV-Nutzung zeigen, dass die PV-Dichte im Nordwesten insgesamt unter dem bundesweiten Niveau liegt. Dies gilt besonders für die Stadt Bremen, während einzelne urbane Standorte in Niedersachsen dichter ausgestattet sind als ländliche Kreise. Für diesen Anwendungsfall bedeutet dies einerseits einen klaren Nachholbedarf bei der Nutzung geeigneter Dachflächen, andererseits aber auch ein erhebliches zusätzliches Ausbaupotenzial. Da in der Region verstärkt PV-Pflichten für Neubauten eingeführt werden, wächst das Prosumer-Potenzial perspektivisch deutlich an. In Kombination mit gemeinschaftlicher Nutzung kann gebäudenaher PV damit eine zentrale Rolle spielen.

Stadt-Land-Kontrast und Modellvielfalt

Die Spannung zwischen ländlich geprägten Räumen mit vielen Einfamilienhäusern und städtischen Gebieten mit hohem Mieteranteil wirkt sich direkt auf die Ausgestaltung von Energy Sharing im Fall *Wohnen* aus. Auf dem Land sind eher individuelle oder kleinteilige Sharing-Modelle zwischen Nachbarn oder in kleineren Siedlungsstrukturen realistisch. In den Städten sind dagegen kollektive Modelle mit organisierter Trägerschaft erforderlich, etwa über Wohnungswirtschaft, Genossenschaften oder kommunale Akteure. Energy Sharing im Wohnsektor muss diese Unterschiede gezielt adressieren.

Sozioökonomische Ausgangslage und Stromkosten

Die Metropolregion Nordwest weist teils niedrigere Einkommensniveaus auf als wirtschaftsstärkere Regionen im Süden Deutschlands. Dies bedeutet, dass das Interesse an vergünstigtem Strombezug durch gemeinschaftliche Nutzung besonders ausgeprägt sein kann, während gleichzeitig die Fähigkeit zu hohen Anfangsinvestitionen begrenzt ist. Energy Sharing kann hier als Instrument wirken, um Haushalte mit geringeren Einkommen stärker an den Vorteilen der erneuerbaren Energien zu beteiligen, sofern Modelle mit niedrigen Eintrittsbarrieren und fairer Kostenverteilung entwickelt werden.

4.1.2 Vorstellung des Fallbeispiels: Straßenzug in Oldenburg

Für den Anwendungsfall Wohnen wurde ein Fallbeispiel ausgewählt, das die typischen Strukturen und Herausforderungen dieses Segments in der Metropolregion Nord-west abbildet. Das Beispiel bezieht sich auf einen Straßenzug in der Stadt Oldenburg, in dem aktuell ein kaltes Nahwärmenetz mit dezentralen Wärmepumpen geplant wird.

Im Mittelpunkt des Projekts steht zunächst die Wärmeversorgung der angeschlossenen Gebäude. Gleichzeitig entsteht durch den Betrieb der Wärmepumpen sowie durch weitere haushaltsbezogene Stromverbräuche ein zusätzlicher Strombedarf. Dieser soll im Sinne des Energy Sharing lokal durch einzelne Prosumer, etwa über Photovoltaikanlagen auf Wohngebäuden, gedeckt werden. Damit eignet sich das Vorhaben besonders gut, um die Kopplung von Strom- und Wärmesektor im Wohnbereich zu untersuchen und die Rolle gemeinschaftlicher Stromnutzung praxisnah zu analysieren.

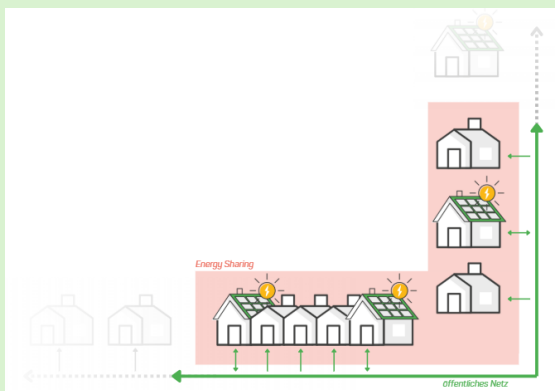


Abbildung 16: Schematische Darstellung des Fallbeispiels Wohnen

Ziel der folgenden Analyse ist es zu prüfen, ob und in welcher Form der aktuelle § 42c EnWG auf dieses Fallbeispiel angewendet werden kann. Hierzu wurde die zuständige Ansprechperson des Projekts befragt und das Vorhaben systematisch entlang der vorgesehenen Rahmenbedingungen eingeordnet. Die Ergebnisse dieser Einordnung sind im Folgenden tabellarisch dargestellt und bilden die Grundlage für die anschließende Bewertung, ob Energy Sharing nach der aktuellen Fassung in diesem Fallbeispiel realisierbar wäre.

4.1.3 Bewertung des Fallbeispiels Straßenzug in Oldenburg

Kategorie 1:

Teilnehmerkreis

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Haushaltskunden, Kommunen und KMU
- Stromerzeugung darf nicht Haupttätigkeit sein
- Juristische Personen zulässig, sofern sie eigene Mitglieder/Gesellschafter versorgen
- Große Unternehmen ausgeschlossen

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Straßenzug mit überwiegend wohnwirtschaftlicher Nutzung
- Teilnehmende: private Haushalte (Verbraucher:innen und Prosumer)
- Erzeugung dient der Eigenversorgung, nicht als wirtschaftliche Haupttätigkeit
- Genossenschaftliche Organisation perspektivisch denkbar, bleibt auf Mitgliederversorgung beschränkt

Bewertung

Der Teilnehmerkreis des Fallbeispiels ist mit den Vorgaben des § 42c EnWG vollständig vereinbar.

Kategorie 3:

Zulässige Erzeugungsanlagen (inkl. Leistungsgrenzen für Sonderregelung)

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Zulässig: Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie EE-Speicheranlagen
- Leistungsgrenzen für Befreiung von Lieferantenpflichten:
 - Einzelanlage eines Haushaltskunden: max. 30 kW
 - Mehrparteienhaus: max. 100 kW

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- PV-Aufdachanlagen auf Wohngebäuden – damit EE-Anlagen im Sinne des § 42c
- Anlagenleistung im für Wohngebäude üblichen Bereich; Schwellenwerte von 30 kW bzw. 100 kW werden voraussichtlich nicht überschritten

Bewertung

Art und Größe der EE-Anlagen sind mit den Vorgaben des § 42c EnWG vereinbar und entsprechen dem intendierten Anwendungsbereich für den Wohnsektor.

Kategorie 2:

Geografische Beschränkung

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Ab 01.06.2026: Energy Sharing nur innerhalb eines Bilanzierungsgebiets (ein Verteilnetzbetreiber)
- Ab 01.06.2028: Erweiterung auf direkt angrenzende Bilanzierungsgebiete möglich
- Bundesweite oder rein virtuelle Gemeinschaften nicht zulässig

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Räumlich zusammenhängender Straßenzug in Oldenburg
- Alle Gebäude am selben Verteilnetz angeschlossen
- Ein gemeinsamer Verteilnetzbetreiber für das gesamte Gebiet
- Keine Ausdehnung über Netz- oder Stadtgrenzen vorgesehen

Bewertung

Die geografische Abgrenzung des Fallbeispiels ist vollständig mit den Vorgaben des § 42c EnWG vereinbar.

Kategorie 4:

Technische Voraussetzungen (Messung)

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Verbrauch muss an jeder Verbrauchsstelle per Zählerstandsgangmessung oder viertelstündlicher registrierender Leistungsmessung erfasst werden
- Erzeugung der Anlage: gleiche Messanforderung

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- PV-Anlagen und Wärmepumpen erfordern zeitlich aufgelöste Messung
- Nicht alle Gebäude verfügen aktuell über die erforderliche Messtechnik
- Smart-Meter-Rollout im Netzgebiet angelaufen, aber noch nicht abgeschlossen
- Nachrüstung grundsätzlich möglich, erfordert jedoch Abstimmung mit dem Messstellenbetreiber, Investitionen und zeitlichen Vorlauf

Bewertung

Die technischen Voraussetzungen sind perspektivisch gegeben, erfordern jedoch noch konkrete Umsetzungsmaßnahmen und den weiteren Ausbau der Messinfrastruktur.

Abschließende Gesamtbewertung des Fallbeispiels „Wohnen“

Die Prüfung des Fallbeispiels „Wohnen“ zeigt, dass die wesentlichen strukturellen und rechtlichen Voraussetzungen der EnWG-Novelle zu § 42c EnWG erfüllt werden. Insbesondere der Teilnehmerkreis, die geografische Abgrenzung sowie die Erzeugungsanlagen und deren Leistungsgrenzen entsprechen den vorgesehenen Anforderungen und liegen klar innerhalb des intendierten Anwendungsbereichs für Energy Sharing im Wohnsektor.

Einschränkungen bestehen derzeit vor allem auf der technischen Ebene. Der noch nicht flächendeckend abgeschlossene Smart-Meter-Rollout stellt eine zentrale Voraussetzung dar, ohne die eine regelkonforme Abrechnung

und bilanzielle Zuordnung der gemeinschaftlich genutzten Strommengen nicht vollständig möglich ist. Diese Einschränkung ist jedoch temporär und kann mit fortschreitender Digitalisierung der Messinfrastruktur überwunden werden.

Insgesamt ist das Fallbeispiel nach aktuellem Stand grundsätzlich für Energy Sharing geeignet, wenn auch mit einem klaren Hinweis auf notwendige technische Nachrüstungen. Es zeigt exemplarisch, dass Energy Sharing im Wohnbereich bereits heute konzeptionell umsetzbar ist und mit überschaubarem Anpassungsaufwand in die Praxis überführt werden kann.

Tabelle 7: Zusammenfassung der Bewertung des Fallbeispiels "Wohnen"

Kategorie	Bewertung
Teilnehmerkreis	Erfüllt
Geografische Beschränkung	Erfüllt
Zulässige Erzeugungsanlagen	Erfüllt
Technische Voraussetzungen	Teilweise erfüllt
Gesamt	Erfüllt

4.2 Anwendungsfall: Industrie und Gewerbe

4.2.1 Charakteristik des Anwendungsfalls

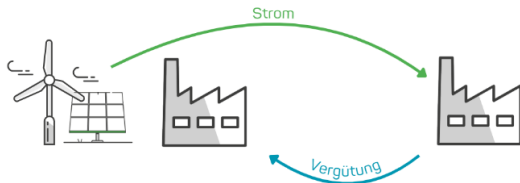


Abbildung 17: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls Industrie & Gewerbe

Der Anwendungsfall Industrie umfasst die gemeinschaftliche Nutzung erneuerbar erzeugter Energie durch industrielle und gewerbliche Unternehmen, zunächst unabhängig davon, ob es sich um produzierende Betriebe oder nicht produzierendes Gewerbe handelt. Teilnehmende sind allerdings typischerweise Unternehmen mit hohem oder kontinuierlichem Strombedarf, die entweder selbst erneuerbare Erzeugungsanlagen betreiben oder Strom gemeinschaftlich von regionalen Anlagen nutzen möchten und über ein gemeinsames Umspannwerk versorgt werden.

Energy Sharing im industriellen Kontext zielt darauf ab, lokal oder regional erzeugten erneuerbaren Strom direkt zwischen Unternehmen zu teilen und so Kostenrisiken zu reduzieren, Versorgungssicherheit zu erhöhen und Dekarbonisierungsziele zu unterstützen. Anders als im Wohnbereich stehen hier weniger soziale Aspekte, sondern vor allem wirtschaftliche Effizienz, Planbarkeit und Skaleneffekte im Vordergrund.

Charakteristisch für diesen Anwendungsfall sind mehrere zentrale Merkmale:

Hohe und vergleichsweise stabile Lastprofile

Industrie- und Gewerbebetriebe verfügen über deutlich höhere Stromverbräuche als Haushalte, häufig mit gut prognostizierbaren und potenziell steuerbaren Lastgängen.

Geringe Anzahl an Teilnehmenden

Energy-Sharing-Modelle im industriellen Umfeld beziehen sich meist auf wenige, klar definierte Akteure, etwa Unternehmen in einem Gewerbegebiet oder entlang eines Wertschöpfungskusters.

Hohe Flächen- und Investitionspotenziale

Viele Betriebe verfügen über große Dach- oder Freiflächen sowie finanzielle Ressourcen zur Errichtung eigener EE-Anlagen oder zur Beteiligung an gemeinschaftlichen Anlagen.

Starke Relevanz von Netzentgelten und Strompreisen

Energie ist ein wesentlicher Kostenfaktor, sodass selbst moderate Einsparungen durch Energy Sharing erhebliche wirtschaftliche Effekte haben können.

Enge Kopplung mit weiteren Energiesektoren

Industrielle Anwendungen bieten großes Potenzial für Sektorenkopplung, etwa durch elektrische Prozesswärme, Speicherlösungen oder Ladeinfrastruktur für betriebliche Fahrzeugflotten.

Potenziale und Herausforderungen

Im industriellen und gewerblichen Umfeld ist Energy Sharing stärker durch ökonomische und technische Fragestellungen geprägt. Gleichzeitig bieten die klaren Akteursstrukturen und die hohen Verbrauchsmengen gute Voraussetzungen für eine zielgerichtete, skalierbare Umsetzung von Energy-Sharing-Modellen.

Tabelle 8: Potenziale und Herausforderungen "Industrie & Gewerbe"

Potenziale	Herausforderungen
Hohe Strombedarfe und planbare Lastprofile, die eine effiziente Nutzung gemeinschaftlich erzeugter erneuerbarer Energie ermöglichen.	Regulatorische Einschränkungen durch den begrenzten Teilnehmerkreis des § 42c EnWG, insbesondere für größere Unternehmen.
Kostensenkungspotenziale durch direkten Bezug regionalen EE-Stroms und Reduzierung von Preis- und Beschaffungsrisiken.	Hohe Anforderungen an Versorgungssicherheit, die eine vollständige Abdeckung durch Energy Sharing ausschließen.
Große Flächenverfügbarkeit auf Betriebsdächern oder Freiflächen für die Errichtung eigener Erzeugungsanlagen.	Komplexe Vertrags- und Abrechnungsstrukturen, insbesondere bei mehreren beteiligten Unternehmen.
Gute Voraussetzungen für Sektorenkopplung, etwa durch elektrische Prozesswärme, Speicher oder betriebliche Elektromobilität.	Investitionsrisiken bei gemeinschaftlichen Anlagen, wenn langfristige Abnahme- und Nutzungszusagen fehlen.
Beitrag zur Dekarbonisierung industrieller Wertschöpfungsketten und zur Erreichung unternehmerischer Klimaziele.	

Regionale Besonderheiten im Nordwesten

Für den Anwendungsfall Industrie lassen sich mehrere spezifische Merkmale der Metropolregion Nordwest identifizieren, die die Umsetzung von Energy Sharing maßgeblich prägen.

Industrielle Struktur und Branchenvielfalt

Die Metropolregion Nordwest weist eine breit gefächerte Wirtschaftsstruktur auf, die vor allem durch Dienstleistungen, Handel, Verkehr und Gastgewerbe sowie das verarbeitende Gewerbe geprägt wird. Für den Anwendungsfall Industrie und Gewerbe ist dabei relevant, dass diese Wirtschaftsbereiche mit unterschiedlichen Stromverbräuchen, Lastprofilen und betrieblichen Anforderungen verbunden sind. Insgesamt kann die sektorale Vielfalt Potenziale für Energy Sharing zwischen Betrieben mit komplementären Verbrauchsstrukturen eröffnen, insbesondere wenn diese räumlich und netzseitig geeignet miteinander verknüpft sind.

Energieintensive Betriebe und Dekarbonisierungsdruck

Viele Unternehmen in der Region weisen einen hohen Strom- und Energiebedarf auf und stehen durch den EU-Emissionshandel (ETS) zugleich unter zunehmendem Druck, ihre Prozesse zu dekarbonisieren. Energy Sharing kann hier als ergänzendes Instrument dienen, um regional erzeugten erneuerbaren Strom gezielt zu nutzen und Abhängigkeiten von volatilen Strommärkten zu reduzieren.

Flächenpotenziale und bestehende Erzeugungsanlagen

Zahlreiche Industrie- und Gewerbebetriebe verfügen über große Dach- und Freiflächen, die sich für Photovoltaikanlagen eignen. Gleichzeitig sind bereits erste Eigenversorgungs- oder Direktstrommodelle etabliert. Diese Ausgangslage erleichtert die Einbindung einzelner Betriebe als Prosumer innerhalb eines Energy-Sharing-Verbunds.

Gewerbegebiete und räumliche Nähe

Industrie- und Gewerbebetriebe sind in der Region häufig in klar abgegrenzten Gewerbegebieten konzentriert. Diese räumliche Nähe begünstigt gemeinschaftliche Modelle, da Erzeugung und Verbrauch innerhalb eines begrenzten Netzgebiets stattfinden und organisatorisch überschaubar bleiben. Dies passt gut zu den geografischen Vorgaben des § 42c EnWG.

Netz- und Redispatch-Situation

Wie in Kapitel 3 dargestellt, ist die Region durch hohe Einspeisung erneuerbarer Energien und wiederkehrende Netzengpässe geprägt. Gerade industrielle Verbraucher können durch Energy Sharing dazu beitragen, lokale Stromüberschüsse aufzunehmen und so netzdienlich zu

wirken. Dies macht industrielle Energy-Sharing-Modelle aus systemischer Sicht besonders relevant.

4.2.2 Vorstellung des Fallbeispiels: Gewerbe Bremen

Für den Anwendungsfall Industrie und Gewerbe wurde ein Fallbeispiel ausgewählt, das die typischen Strukturen und Herausforderungen dieses Segments in der Metropolregion Nordwest widerspiegelt. Das Fallbeispiel bezieht sich auf einen produzierenden Unternehmensstandort in Bremen mit einem hohen und kontinuierlichen Strombedarf.

Das Produktionsunternehmen verfügt selbst über keine geeigneten Flächen zur Errichtung eigener Erzeugungsanlagen. Im unmittelbaren Umfeld des Standorts befinden sich jedoch mehrere Logistik- und Gewerbehallen, die über große Dachflächen verfügen, selbst jedoch nur einen vergleichsweise geringen Strombedarf aufweisen. Vor diesem Hintergrund wird geprüft, ob auf den Dächern dieser Hallen Photovoltaikanlagen errichtet und der erzeugte Strom im Sinne des Energy Sharing dem Produktionsunternehmen zur Verfügung gestellt werden kann.

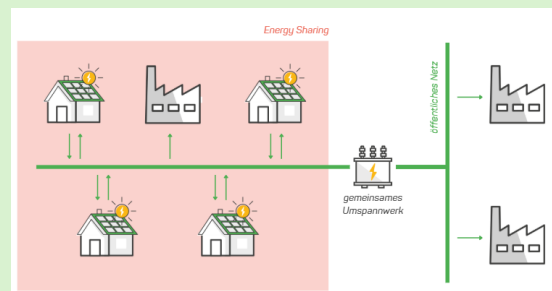


Abbildung 18: Schematische Darstellung des Fallbeispiels Industrie & Gewerbe

Ziel der folgenden Analyse ist es zu prüfen, ob und in welcher Form der aktuelle Referentenentwurf zu § 42c EnWG auf dieses Fallbeispiel angewendet werden kann. Hierzu wurde die zuständige Ansprechperson des Projekts befragt und das Vorhaben systematisch entlang der im Gesetzesentwurf vorgesehenen Rahmenbedingungen eingeordnet. Die Ergebnisse dieser Einordnung sind im Folgenden tabellarisch dargestellt und bilden die Grundlage für die anschließende Bewertung, ob Energy Sharing nach dem aktuellen Entwurf in diesem Fallbeispiel realisierbar wäre.

4.2.3 Bewertung des Fallbeispiels Gewerbe Bremen

Kategorie 1:

Teilnehmerkreis

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Haushaltskunden, Kommunen und KMU
- Stromerzeugung darf nicht Haupttätigkeit sein
- Juristische Personen zulässig, sofern sie eigene Mitglieder/Gesellschafter versorgen
- Große Unternehmen ausgeschlossen

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Produzierender Unternehmensstandort mit hohem Stromverbrauch als zentraler Abnehmer
- Erzeugung über PV-Anlagen auf Dachflächen umliegender Logistik- und Gewerbehallen
- Logistikhallen treten ausschließlich als Erzeuger auf; Stromerzeugung ist nicht ihre Haupttätigkeit
- Entscheidend für die Bewertung: KMU-Status des Produktionsunternehmens nach EU-Definition – projektabhängig zu prüfen

Bewertung

Der Teilnehmerkreis ist nur dann mit § 42c EnWG vereinbar, wenn der industrielle Abnehmer als KMU einzustufen ist. Für größere Produktionsunternehmen besteht nach aktueller Gesetzeslage ein klarer Ausschluss.

Kategorie 3:

Zulässige Erzeugungsanlagen (inkl. Leistungsgrenzen für Sonderregelung)

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Zulässig: Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie EE-Speicheranlagen
- Leistungsgrenzen für Befreiung von Lieferantenpflichten:
 - Einzelanlage eines Haushaltskunden: max. 30 kW
 - Mehrparteienhaus: max. 100 kW

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- PV-Aufdachanlagen auf mehreren Logistik- und Gewerbehallen, räumlich verteilt
- Geplante Gesamtleistung: ca. 5 MWp
- Erzeugung aus erneuerbaren Quellen, gebäudenah und nicht zur marktlichen Veräußerung
- Anlagen dienen ausschließlich der gemeinschaftlichen Nutzung im Energy-Sharing-Modell

Bewertung

Die Art der EE-Anlagen ist eindeutig zulässig. Die geplante Leistung ist nach nationalem Recht nicht begrenzt, da der Teilnehmerkreis auf KMU eingeschränkt ist. Das Fallbeispiel bewegt sich damit in einem regulatorisch gut vertretbaren Rahmen. Die Leistungsgrenzen für die Sonderregeln sind hier nicht relevant, da keine Anlagen von Haushaltskunden vorgesehen sind.

Kategorie 2:

Geografische Beschränkung

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Ab 01.06.2026: Energy Sharing nur innerhalb eines Bilanzierungsgebiets (ein Verteilnetzbetreiber)
- Ab 01.06.2028: Erweiterung auf direkt angrenzende Bilanzierungsgebiete möglich
- Bundesweite oder rein virtuelle Gemeinschaften nicht zulässig

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Räumlich klar abgegrenzter Bereich in Bremen, ca. zwei Quadratkilometer
- Alle Standorte an denselben Verteilnetzbetreiber angeschlossen
- Stromfluss vollständig innerhalb eines Netzgebiets
- Keine Ausdehnung auf weitere Stadtteile oder angrenzende Netzgebiete vorgesehen

Bewertung

Die geografische Beschränkung des Fallbeispiels ist mit den Vorgaben des § 42c EnWG vollständig vereinbar.

Kategorie 4:

Technische Voraussetzungen (Messung)

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Verbrauch muss an jeder Verbrauchsstelle per Zählerstandsgangmessung oder viertelstündlicher registrierender Leistungsmessung (RLM) erfasst werden
- Erzeugung der Anlage: gleiche Messanforderung

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Produktionsstandort: RLM bereits installiert – Messanforderungen auf Verbrauchsseite grundsätzlich erfüllt
- Erzeugungsstandorte (Logistik-/Gewerbehallen): messtechnische Ausstattung uneinheitlich
- Viertelstundengenauere Erfassung der Erzeugung aktuell nicht flächendeckend sichergestellt
- Nachrüstung technisch möglich, erfordert jedoch zusätzlichen Aufwand und Abstimmung mit dem Messstellenbetreiber

Bewertung

Die technischen Voraussetzungen sind im Grundsatz vorhanden, erfordern jedoch insbesondere auf Seiten der Verbraucher weitere Anpassungen bzw. Nachrüstungen, um den Anforderungen des § 42c EnWG vollständig zu entsprechen.

Abschließende Gesamtbewertung des Fallbeispiels „Industrie & Gewerbe“

Die Bewertung des Fallbeispiels für Industrie und Gewerbe zeigt, dass Energy Sharing nach der geltenden Fassung des § 42c EnWG grundsätzlich möglich, jedoch mit relevanten Einschränkungen verbunden ist. Die geografischen Rahmenbedingungen sowie die Art der eingesetzten Erzeugungsanlagen erfüllen die gesetzlichen Anforderungen. Auch die geplante Anlagengröße bewegt sich innerhalb eines regulatorisch vertretbaren Rahmens und orientiert sich an der europäischen Zielrichtung für aktive Kunden.

Einschränkungen ergeben sich vor allem beim Teilnehmerkreis. Die Zulässigkeit des Modells hängt maßgeblich davon ab, ob der zentrale industrielle Abnehmer als KMU einzustufen ist. Für größere Industrieunternehmen sieht § 42c EnWG aktuell keine Teilnahmemöglichkeit vor. Damit wird ein erheblicher Teil potenzieller industrieller Anwendungsfälle ausgeschlossen, obwohl diese aus systemischer und energiewirtschaftlicher Sicht besonders relevant wären.

Darüber hinaus bestehen technische Umsetzungshemmnisse, insbesondere auf Seiten der Erzeugungsanlagen.

Während die Verbrauchsseite bereits über geeignete Messtechnik verfügt, sind für eine regelkonforme Umsetzung zusätzliche Investitionen in die Messinfrastruktur der Erzeuger erforderlich. Diese Hürde ist grundsätzlich überwindbar, erfordert jedoch Zeit, Koordination und wirtschaftliche Anreize.

Insgesamt verdeutlicht das Fallbeispiel, dass Energy Sharing im industriellen und gewerblichen Umfeld unter der aktuellen Gesetzeslage nur eingeschränkt skalierbar ist. Das Modell eignet sich insbesondere für kleinere und mittlere Unternehmen mit klaren räumlichen Bezügen, während energieintensive Großverbraucher derzeit nicht adressiert werden. Gleichwohl zeigt das Beispiel, dass Energy Sharing ein hohes Potenzial zur lokalen Nutzung erneuerbarer Energie und zur Netzentlastung bietet, sofern der regulatorische Rahmen weiterentwickelt wird.

Tabelle 9: Zusammenfassung für Industrie und Gewerbe

Kategorie	Bewertung
Teilnehmerkreis	Teilweise erfüllt
Geografische Beschränkung	Erfüllt
Zulässige Erzeugungsanlagen	Erfüllt
Technische Voraussetzungen	Teilweise erfüllt
Gesamt	Überwiegend erfüllt (für KMU)

4.3 Anwendungsfall: Kommunen

4.3.1 Charakteristik des Anwendungsfalls

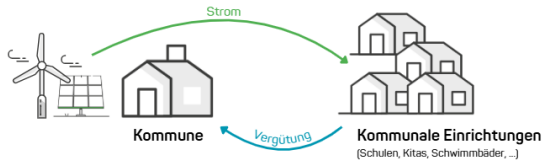


Abbildung 19: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls Kommune

Der Anwendungsfall Kommunen umfasst die gemeinschaftliche Nutzung erneuerbar erzeugter elektrischer Energie durch kommunale Akteure innerhalb eines Gemeinde- oder Stadtgebiets. Dazu zählen insbesondere kommunale Liegenschaften wie Verwaltungsgebäude, Schulen, Kitas, Sporthallen, Kläranlagen oder Krankenhäuser. Diese Einrichtungen weisen häufig einen dauerhaften und gut planbaren Strombedarf auf und befinden sich im direkten Einflussbereich der Kommune.

Energy Sharing im kommunalen Kontext zielt darauf ab, kommunale Erzeugungsanlagen, etwa Photovoltaik auf öffentlichen Gebäuden oder kommunale Freiflächenanlagen, stärker mit dem eigenen Verbrauch zu verknüpfen. Überschüsse können innerhalb des kommunalen Verbunds genutzt werden, anstatt vollständig in das Netz eingespeist zu werden. Damit unterscheidet sich dieser Anwendungsfall vom Wohnbereich durch seine institutionelle Trägerschaft und vom industriellen Anwendungsfall durch den Fokus auf öffentliche Daseinsvorsorge statt wirtschaftlicher Optimierung.

Charakteristisch für den kommunalen Anwendungsfall sind folgende Aspekte:

Hoher Gebäudebestand in öffentlicher Hand

der sowohl Erzeugungs- als auch Verbrauchspotenziale bietet.

Langfristige Planungshorizonte

die Investitionen in erneuerbare Energien und gemeinschaftliche Modelle begünstigen.

Politische Steuerungsfähigkeit

da Erzeugung, Verbrauch und Organisation häufig innerhalb derselben Institution liegen.

Vorbild- und Multiplikatorwirkung

da kommunale Projekte Akzeptanz schaffen und private Akteure zur Nachahmung motivieren können.

Enge Verknüpfung mit strategischen Planungsinstrumenten

insbesondere der kommunalen Wärmeplanung und kommunalen Klimaschutzkonzepten.

Potenziale und Herausforderungen

Energy Sharing kann Kommunen dabei unterstützen, Energiekosten zu senken, Klimaziele effizienter zu erreichen und die lokale Wertschöpfung zu stärken. Gleichzeitig bietet dieser Anwendungsfall die Möglichkeit, Energy Sharing systematisch und strukturiert umzusetzen, da viele organisatorische Voraussetzungen bereits vorhanden sind.

Viele Kommunen haben sehr knappe Haushalte oder sind verschuldet. Zusätzliche Investitionen in Energy Sharing sind eventuell hier schwer zu finanzieren, auch wenn sie sich langfristig rechnen würden.

Tabelle 10: Potenziale und Herausforderungen vom Anwendungsfall „Kommunen“

Potenziale	Herausforderungen
Hoher Eigenverbrauchsanteil durch zeitlich gut planbare Strombedarfe kommunaler Liegenschaften.	Haushaltsrechtliche und vergaberechtliche Vorgaben, die Investitions- und Beteiligungsmodelle begrenzen können.
Bündelung von Erzeugung und Verbrauch innerhalb einer Organisation erleichtert Koordination und Umsetzung.	Begrenzte personelle Ressourcen in Verwaltungen für komplexe Energieprojekte.
Großes Dach- und Flächenpotenzial auf öffentlichen Gebäuden für Photovoltaikanlagen.	Technische Heterogenität des Gebäudebestands mit unterschiedlichen Mess- und Anschlussbedingungen.
Synergien mit kommunaler Wärmeplanung, etwa durch den Betrieb von Wärmepumpen oder elektrischen Infrastrukturen.	Wirtschaftliche Bewertung erschwert, da Einsparungen oft über mehrere Haushaltsjahre verteilt auftreten.
Vorbildfunktion kommunaler Projekte kann Akzeptanz für Energy Sharing in der Bevölkerung erhöhen.	

Regionale Besonderheiten im Nordwesten

Für den Anwendungsfall Kommunen weist die Metropolregion Nordwest mehrere spezifische Merkmale auf, die die Umsetzung von Energy Sharing begünstigen, zugleich aber auch besondere Anforderungen mit sich bringen.

Fortgeschrittener Einstieg in die kommunale Wärmeplanung

Viele Kommunen in der Metropolregion Nordwest befinden sich bereits im Prozess der kommunalen Wärmeplanung oder haben diese abgeschlossen. Damit liegen erste systematische Analysen zu Wärmebedarfen, Gebäudestrukturen und potenziellen Versorgungsoptionen vor. Energy Sharing kann an diese Prozesse anknüpfen und insbesondere dort relevant werden, wo Wärmepumpen,

kalte Nahwärmenetze oder andere strombasierte Wärmeversorgungslösungen vorgesehen sind.

Heterogene kommunale Struktur

Die Region ist geprägt durch einen Mix aus ländlichen Gemeinden und urbanen Zentren. Während kleinere Kommunen häufig über überschaubare Liegenschaftsbestände verfügen und Projekte schneller umsetzen können, bieten größere Städte wie Bremen, Oldenburg oder Osnabrück ein höheres Skalierungspotenzial, allerdings bei größerer organisatorischer Komplexität.

Kommunale Gebäudebestände mit hohem Erzeugungspotenzial

Öffentliche Gebäude in der Region weisen vielfach geeignete Dachflächen für Photovoltaikanlagen auf. Gleichzeitig sind kommunale Einrichtungen häufig Dauerverbraucher mit vergleichsweise stabilen Lastprofilen. Diese Kombination schafft günstige Voraussetzungen für Energy-Sharing-Modelle innerhalb kommunaler Verbünde.

Großes zusammenhängendes Netzgebiet

Eine besondere Stärke der Metropolregion Nordwest liegt in der Rolle der EWE NETZ GmbH als dominierendem Verteilnetzbetreiber. Der überwiegende Teil der Kommunen in der Region liegt innerhalb desselben Netzgebiets. Für Energy Sharing nach § 42c EnWG, das sich zunächst auf das Bilanzierungsgebiet eines Verteilnetzbetreibers beschränkt, vereinfacht diese Struktur die interkommunale Umsetzung, reduziert regulatorische Schnittstellen und erhöht die Skalierbarkeit gemeinschaftlicher Modelle erheblich.

Netzseitige Rahmenbedingungen

Die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien im Nordwesten führt regional zu Netzengpässen. Kommunale Energy-Sharing-Modelle können dazu beitragen, lokal erzeugten Strom stärker vor Ort zu nutzen und damit netzdienlich zu wirken. Die vergleichsweise geringe Anzahl an Verteilnetzbetreibern erleichtert zudem Abstimmungen und Projektumsetzungen.

4.3.2 Vorstellung des Fallbeispiels: Stadt Dinklage

Für den Anwendungsfall Kommunen wurde ein Fallbeispiel ausgewählt, das die aktuellen Überlegungen vieler kleiner und mittlerer Städte in der Metropolregion Nordwest exemplarisch abbildet. Das Fallbeispiel bezieht sich auf die Stadt Dinklage, in der die Gründung einer Bürgerenergiegenossenschaft unter Beteiligung der Kommune diskutiert wird.

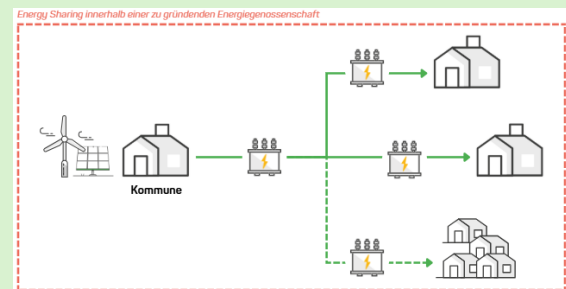


Abbildung 20: Schematische Darstellung des Fallbeispiels Kommune

Ziel der geplanten Genossenschaft ist es, kommunale Energieprojekte gebündelt umzusetzen, Bürger:innen finanziell zu beteiligen und perspektivisch auch Strom für unterschiedliche Abnehmergruppen bereitzustellen. In diesem Zusammenhang wird unter anderem geprüft, wie kommunale Anforderungen, etwa aus dem Gebäude-Elektromobilitätsinfrastruktur-Gesetz (GEIG), durch eigene Erzeugungskapazitäten unterstützt werden können. Ob und in welchem Umfang die Gründung der Genossenschaft bereits weiter vorangeschritten ist, lässt sich zum Zeitpunkt der Analyse noch nicht abschließend bewerten.

4.3.3 Bewertung des Fallbeispiels Stadt Dinklage

Kategorie 1: Teilnehmerkreis

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Haushaltskunden, Kommunen und KMU
- Stromerzeugung darf nicht Haupttätigkeit sein
- Juristische Personen zulässig, sofern sie eigene Mitglieder/Gesellschafter versorgen
- Große Unternehmen ausgeschlossen

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Kommune (Stadt Dinklage) als initiiender Akteur
- Bürger:innen als Teilnehmende
- Lokale Unternehmen ggf. beteiligt – abhängig von KMU-Einstufung
- Bürgerenergiegenossenschaft als organisatorischer Rahmen

Bewertung

Der Teilnehmerkreis ist mit § 42c EnWG vereinbar, erfordert jedoch eine klare Begrenzung auf Haushalte und KMU. Zu beachten ist, dass die Kommune als Anlagenbetreiber nicht mit sich selbst Strom teilen darf. Betreiber der Anlage und Abnehmer müssen zwei verschiedene Parteien sein. Die Belieferung einer kommunalen Einrichtung mit einer eigenen Rechtsform (d.h. einer von der Gemeinde getrennten juristischen Person) wäre hingegen möglich.

Kategorie 2: Geografische Beschränkung

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Ab 01.06.2026: Energy Sharing nur innerhalb eines Bilanzierungsgebiets (ein Verteilnetzbetreiber)
- Ab 01.06.2028: Erweiterung auf direkt angrenzende Bilanzierungsgebiete möglich
- Bundesweite oder rein virtuelle Gemeinschaften nicht zulässig

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Räumlich auf das Stadtgebiet Dinklage begrenzt
- Alle Standorte im Netzgebiet der EWE NETZ GmbH
- Keine Beteiligung von Akteuren außerhalb des Stadtgebiets oder anderer Netzgebiete vorgesehen

Bewertung

Die geografische Beschränkung des Fallbeispiels ist vollständig mit den Vorgaben des § 42c EnWG vereinbar.

Kategorie 3: Zulässige Erzeugungsanlagen (inkl. Leistungsgrenzen für Sonderregelung)

Anforderungen nach § 42c EnWG

- Zulässig: Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie EE-Speicheranlagen
- Leistungsgrenzen für Befreiung von Lieferantenpflichten:
 - Einzelanlage eines Haushaltskunden: max. 30 kW
 - Mehrparteienhaus: max. 100 kW

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- PV-Dachanlagen auf kommunalen Gebäuden: teilweise bereits umgesetzt oder in Planung
- Windenergieanlagen in kommunalem Eigentum: in Diskussion, Leistung deutlich über 7 MW
- Kombination aus kleineren gebäudenahen Anlagen und großskaliger zentraler Erzeugung

Bewertung

Die Art der EE-Anlagen ist eindeutig zulässig. Die geplante Leistung ist nach nationalem Recht nicht begrenzt, da der Teilnehmerkreis auf KMU eingeschränkt ist. Das Fallbeispiel bewegt sich damit im regulatorischen Rahmen.

Sollten Haushaltskunden mit Anlagen unter den genannten Leistungsgrenzen an der Energy Sharing Gemeinschaft beteiligt werden, wären diese von den genannten Lieferantenverpflichtungen befreit; für die großen Erzeugungsanlagen und Anlagen, die von anderen Teilnehmenden (z.B. der Kommune) betrieben werden, trifft die Befreiung nicht zu. Diese asymmetrische Regelung innerhalb der Gemeinschaft würde den organisatorischen und rechtlichen Aufwand erheblich erhöhen und dürfte in der Praxis eine zentrale Herausforderung für das Fallbeispiel darstellen.

Kategorie 4: Technische Voraussetzungen (Messung)

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Verbrauch muss an jeder Verbrauchsstelle per Zählerstandsangemessung oder viertelstündlicher registrierender Leistungsmessung erfasst werden
- Erzeugung der Anlage: gleiche Messanforderung

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Derzeit keine gesicherten Informationen zum Stand des Smart-Meter-Rollouts in Dinklage verfügbar
- Messtechnische Ausstattung im kommunalen Gebäudebestand und bei potenziellen Teilnehmenden voraussichtlich heterogen
- Flächendeckende Ausstattung mit geeigneten Messsystemen aktuell nicht gesichert
- Umsetzung erfordert zusätzliche Investitionen in Messinfrastruktur sowie Abstimmung mit dem Messstellenbetreiber
- Konkreter Aufwand und zeitlicher Rahmen derzeit noch offen

Bewertung

Die technischen Voraussetzungen sind prinzipiell gegeben, erfordern jedoch noch konkrete Klärungen und Nachrüstungen, um den Anforderungen des § 42c EnWG vollständig zu entsprechen.

Abschließende Gesamtbewertung des Fallbeispiels „Kommunen“

Die Bewertung des Fallbeispiels Stadt Dinklage zeigt, dass Energy Sharing nach § 42c EnWG grundsätzlich umsetzbar, jedoch mit klaren Einschränkungen verbunden ist. Der vorgesehene Teilnehmerkreis ist weitgehend mit den gesetzlichen Vorgaben vereinbar, erfordert jedoch eine eindeutige Begrenzung auf Haushaltskunden und KMU. Die geografischen Rahmenbedingungen sind erfüllt, da sich sämtliche potenziellen Teilnehmenden innerhalb eines einheitlichen Verteilnetzgebiets befinden.

Hinsichtlich der Erzeugungsanlagen ergibt sich ein differenziertes Bild. Während die Nutzung von Photovoltaik-Dachanlagen auf kommunalen Gebäuden eindeutig dem intendierten Anwendungsbereich des § 42c EnWG entspricht, besteht bei der Einbindung großskaliger Windenergieanlagen rechtliche Unsicherheit. Zwar enthält § 42c EnWG keine explizite Leistungsbegrenzung, die vorgesehene Anlagengröße überschreitet jedoch die in den europäischen Vorgaben für aktive Kunden genannte

Schwelle und bewegt sich damit außerhalb der ursprünglichen Zielrichtung des Energy Sharing.

Zusätzlicher Klärungsbedarf besteht bei den technischen Voraussetzungen. Der derzeit nicht abschließend bekannte Stand der Messinfrastruktur stellt eine zentrale Hürde dar, ohne deren Beseitigung eine regelkonforme Umsetzung nicht möglich ist. Diese Einschränkung ist jedoch perspektivisch überwindbar, insbesondere durch den fortschreitenden Smart-Meter-Rollout und gezielte Nachrüstungen im kommunalen Gebäudebestand.

Insgesamt verdeutlicht das Fallbeispiel, dass Kommunen eine tragende Rolle bei der Einführung von Energy Sharing einnehmen können, insbesondere durch die Bündelung eigener Erzeugungs- und Verbrauchspotenziale. Gleichzeitig zeigt sich, dass der bestehende Rechtsrahmen größere kommunale Erzeugungsprojekte nur eingeschränkt adressiert und eine klare Abgrenzung zwischen Energy Sharing und klassischer Stromvermarktung weiterhin erforderlich ist.

Tabelle 11: Zusammenfassung der Bewertung des Fallbeispiels "Kommunen"

Kategorie	Bewertung
Teilnehmerkreis	Erfüllt
Geografische Beschränkung	Erfüllt
Zulässige Erzeugungsanlagen	Erfüllt
Technische Voraussetzungen	Teilweise erfüllt
Gesamt	Erfüllt

4.4 Anwendungsfall: Energiegenossenschaften

4.4.1 Charakteristik des Anwendungsfalls

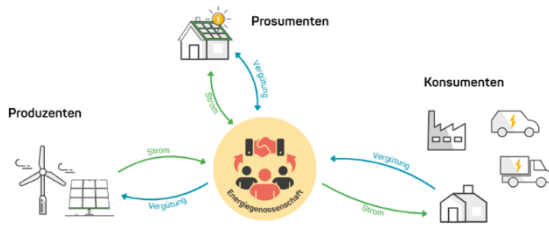


Abbildung 21: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls Energiegenossenschaften

Der Anwendungsfall Energiegenossenschaften beschreibt die gemeinschaftliche Nutzung erneuerbar erzeugter elektrischer Energie durch Mitglieder einer Genossenschaft innerhalb eines klar definierten regionalen Bezugsraums. Energiegenossenschaften bündeln Bürger:innen, teilweise auch Kommunen und kleinere Unternehmen, um gemeinsam in Erzeugungsanlagen zu investieren und deren Erträge gemeinschaftlich zu nutzen.

Im Kontext von Energy Sharing übernehmen Energiegenossenschaften typischerweise die Rolle eines organisatorischen und wirtschaftlichen Trägers. Sie ermöglichen es ihren Mitgliedern, auch ohne eigene Erzeugungsanlagen von lokal produziertem erneuerbarem Strom zu profitieren. Damit unterscheiden sie sich vom reinen Wohn-Anwendungsfall, der stärker auf individuelle Prosumer abzielt, und vom kommunalen Anwendungsfall.

Charakteristisch für diesen Anwendungsfall sind insbesondere folgende Merkmale:

Mitgliedschaftsbasierte Struktur,

die eine demokratische Beteiligung und langfristige Bindung der Teilnehmenden ermöglicht.

Geografische Trennung von Eigentum und Verbrauch,

da Erzeugungsanlagen häufig nicht auf den Gebäuden der Mitglieder installiert sind.

Regionale Verankerung,

sowohl hinsichtlich der Standorte der Erzeugungsanlagen als auch des Teilnehmerkreises.

Begrenzte Gewinnerzielungsabsicht,

da der Fokus auf regionaler Wertschöpfung, stabilen Stromkosten und Akzeptanz liegt.

Hohe Relevanz für Bürgerbeteiligung,

insbesondere in Regionen mit geringer Wohneigentumsquote oder begrenzten individuellen Investitionsmöglichkeiten.

Potenziale und Herausforderungen

Energy Sharing bietet Energiegenossenschaften die Möglichkeit, ihr bisheriges Geschäftsmodell, das häufig auf Einspeisung oder klassische Stromliefermodelle ausgerichtet ist, um eine verbrauchernahe Nutzung des erzeugten Stroms zu erweitern. Wenige zentrale PV-Anlagen die viele Mitglieder versorgen, erleichtern die Komplexität der Umsetzung von Energy Sharing im Vergleich zu Modellen aus vielen kleineren Prosumern. Es ist jedoch nicht ausgeschlossen, dass auch Mitglieder den Strom ihrer eigenen kleinen PV-Anlage an andere Genossenschaftsmitglieder liefern.

Tabelle 12: Potenziale und Herausforderungen von Energiegenossenschaften

Potenziale	Herausforderungen
Breite Bürgerbeteiligung auch ohne eigene Erzeugungsanlagen, insbesondere für Mieter:innen.	Regulatorische Abgrenzung zur Stromlieferung, insbesondere bei vielen rein verbrauchenden Mitgliedern.
Hohe Akzeptanz erneuerbarer Energieprojekte durch lokale Mitbestimmung und regionale Wertschöpfung.	Begrenzter wirtschaftlicher Anreiz im aktuellen Rechtsrahmen für gemeinschaftlich genutzten Strom.
Erprobte Organisations- und Entscheidungsstrukturen, die Energy Sharing effizient bündeln können.	Hoher organisatorischer Aufwand für Abrechnung, Kommunikation und Mitgliederverwaltung.
Schlankes Konzept durch weniger große PV-Anlagen, die viele Mitglieder versorgen	Technische Anforderungen an Messung und Zuordnung bei einer großen Zahl von Teilnehmenden.
Ergänzung bestehender Geschäftsmodelle, etwa Einspeisung oder Mieterstrom, durch gemeinschaftliche Stromnutzung.	
Alternative Vermarktungsmöglichkeit für Solarstrom bei sich verschlechternden politischen Rahmenbedingungen für klassische Einspeisung	

Regionale Besonderheiten im Nordwesten

Die Metropolregion Nordwest bietet für den Anwendungsfall Energiegenossenschaften besonders günstige Ausgangsbedingungen, weist jedoch zugleich spezifische Herausforderungen auf.

Stark ausgeprägte Genossenschaftslandschaft

In der Metropolregion Nordwest existiert bereits eine vergleichsweise hohe Anzahl aktiver Energiegenossenschaften. Diese verfügen über Erfahrung in der Planung, Finanzierung und Umsetzung erneuerbarer Energieprojekte. Damit sind organisatorische Strukturen vorhanden, die

Darstellung der relevanten Anwendungsfälle und Bewertung der Fallbeispiele

sich grundsätzlich auch für Energy-Sharing-Modelle nutzen lassen. Diese sind im Genossenschaftsverband GVWE organisiert.

Hoher Anteil erneuerbarer Erzeugung bei begrenzter lokaler Nutzung

Die Region ist durch eine hohe Erzeugung erneuerbarer Energie geprägt, insbesondere aus Windenergie. Ein erheblicher Teil dieses Stroms wird bislang jedoch nicht lokal verbraucht. Energiegenossenschaften können hier als Bindeglied zwischen zentraler Erzeugung und dezentralem Verbrauch fungieren und regionale Wertschöpfung stärken.

Stadt-Land-Gegensätze

Während in ländlichen Teilen der Region viele Mitglieder selbst Eigentümer von Erzeugungsanlagen sein können, ist in urbanen Zentren der Anteil rein verbrauchender Mitglieder höher. Energiegenossenschaften bieten hier die Möglichkeit, auch Haushalten ohne eigene Dachflächen die Teilnahme an Energy Sharing zu ermöglichen.

Zusammenhängendes Netzgebiet

Ein wesentlicher Vorteil der Region ist, dass ein Großteil der Genossenschaften und ihrer Mitglieder innerhalb des Netzgebiets der EWE NETZ GmbH liegt. Dies vereinfacht die Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG erheblich, da geografische Einschränkungen seltener zum Hemmnis werden als in Regionen mit vielen unterschiedlichen Verteilnetzbetreibern.

Begrenzte Wirtschaftlichkeit im aktuellen Rahmen

Trotz guter struktureller Voraussetzungen stellt die aktuell fehlende finanzielle Attraktivität von Energy Sharing eine besondere Herausforderung dar. Gerade genossenschaftliche Modelle, die auf breite Beteiligung und geringe Margen ausgelegt sind, reagieren sensibel auf zusätzliche organisatorische und technische Kosten. Eine genaue Betrachtung ist in Kapitel 6 beschrieben.

4.4.2 Vorstellung des Fallbeispiels: Olegeno

Für den Anwendungsfall Energiegenossenschaften bietet sich die Energiegenossenschaft Olegeno mit Sitz im Stadtgebiet Oldenburg an, weil diese ebenfalls im Projektkonsortium vertreten ist.

Die Genossenschaft betreibt derzeit unter anderem eine Photovoltaik-Anlage mit einer installierten Leistung von 175 kWp, die in Volleinspeisung betrieben wird. Ziel der Genossenschaft ist es, diese bestehende Erzeugungsanlage perspektivisch innerhalb einer Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft zu nutzen und den erzeugten Strom gemeinschaftlich an die Mitglieder weiterzugeben, anstatt ihn ausschließlich in das öffentliche Netz einzuspeisen.

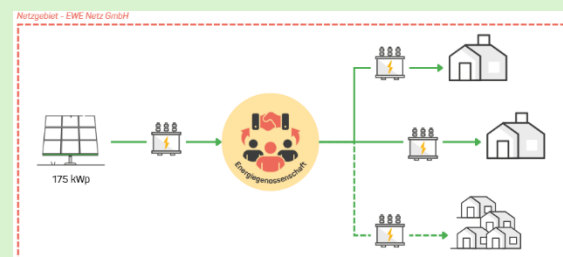


Abbildung 22: Schematische Darstellung des Fallbeispiels Energiegenossenschaften

Das Fallbeispiel wird an dieser Stelle zunächst qualitativ und im Hinblick auf die rechtlichen Rahmenbedingungen ähnlich den anderen Anwendungsfällen eingeordnet. Zugleich wurde es als vertiefendes Praxisbeispiel ausgewählt, um auch eine wirtschaftliche Analyse vorzunehmen. Die konkreten Berechnungen werden in Kapitel 5 dargestellt.

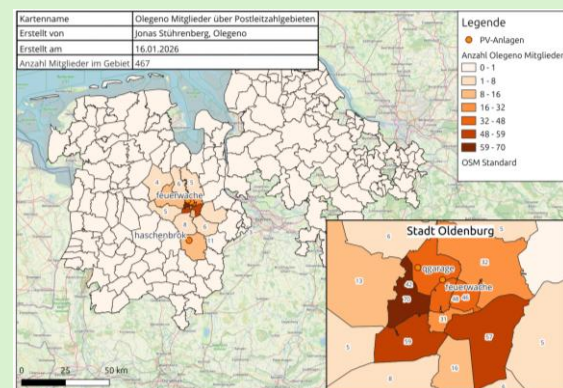


Abbildung 23: Geografische Verteilung der Genossenschaftsmitglieder der Olegeno auf Postleitzahlen mit Fokus auf Oldenburg im Bilanzierungsgebiet der EWE NETZ

Ziel der folgenden Analyse ist es zu prüfen, ob und in welcher Form § 42c EnWG auf dieses Fallbeispiel angewendet werden kann.

4.4.3 Bewertung des Fallbeispiels Olegeno

Kategorie 1: Teilnehmerkreis

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Haushaltskunden, Kommunen und KMU
- Stromerzeugung darf nicht Haupttätigkeit sein
- Juristische Personen zulässig, sofern sie eigene Mitglieder/Gesellschafter versorgen
- Große Unternehmen ausgeschlossen

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Bestehende Energiegenossenschaft (Olegeno) mit über 500 Mitgliedern
- Teilnehmende: überwiegend private Haushalte als Genossenschaftsmitglieder
- Genossenschaft gibt erzeugten Strom der Quartiersgarage an ihre Mitglieder weiter
- Erstmals keine Beteiligung größerer gewerblicher Akteure vorgesehen
- Ggf. beteiligte Unternehmen müssen KMU-Kriterien erfüllen und Genossenschaftsmitglied sein

Bewertung

Der Teilnehmerkreis des Fallbeispiels ist mit den Vorgaben des § 42c EnWG vereinbar, sofern die Mitgliedschaftsstruktur eingehalten wird.

Kategorie 3: Zulässige Erzeugungsanlagen (inkl. Leistungsgrenzen für Sonderregelung)

Anforderungen nach § 42c EnWG

- Zulässig: Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie EE-Speicheranlagen
- Leistungsgrenzen für Befreiung von Lieferantenpflichten:
 - Einzelanlage eines Haushaltskunden: max. 30 kW
 - Mehrparteienhaus: max. 100 kW

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- PV-Anlage der Genossenschaft: 175 kWp, aktuell in Volleinspeisung
- Geplante Umstellung: Nutzung im Rahmen einer EE-Gemeinschaft zur Mitgliederversorgung statt Volleinspeisung
- Anlage auf Gebund auf gemeinschaftliche Nutzung ausgelegt
- Leistung deutlich unterhalb nationaler und europäischer Schwellenwerte

Bewertung

Art und Größe der EE-Anlage sind vollständig mit den Vorgaben des § 42c EnWG vereinbar. Die Leistungsgrenzen für die Sonderregeln sind hier nicht relevant, da aktuell noch keine Integration von Anlagen von Haushaltskunden vorgesehen ist.

Kategorie 2: Geografische Beschränkung

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Ab 01.06.2026: Energy Sharing nur innerhalb eines Bilanzierungsgebiets (ein Verteilnetzbetreiber)
- Ab 01.06.2028: Erweiterung auf direkt angrenzende Bilanzierungsgebiete möglich

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Räumlich auf das Bilanzierungsgebiet der EWE NETZ beschränkt
- Erzeugungsanlage und teilnehmende Mitglieder innerhalb desselben Bilanzierungsgebiets
- Die PV-Anlagen liegen innerhalb des Netzgebiets der EWE NETZ GmbH.

Bewertung

Die geografische Beschränkung des Fallbeispiels ist mit den Vorgaben des § 42c EnWG vollständig vereinbar.

Kategorie 4: Technische Voraussetzungen (Messung)

Anforderungen nach § 42c EnWG

- Verbrauch muss an jeder Verbrauchsstelle per Zählerstandsmessung oder viertelstündlicher registrierender Leistungsmessung erfasst werden
- Erzeugung der Anlage: gleiche Messanforderung

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- PV-Anlage der Genossenschaft messtechnisch bereits erfasst
- Ausstattung der Mitglieder mit intelligenten Messsystemen uneinheitlich – teilweise bereits vorhanden
- Flächendeckende Umsetzung erfordert zusätzliche Investitionen in Messinfrastruktur sowie Abstimmung mit dem Messstellenbetreiber
- Organisatorischer Aufwand steigt mit der Anzahl der beteiligten Mitglieder

Bewertung

Die technischen Voraussetzungen sind grundsätzlich gegeben, erfordern jedoch noch ergänzende Maßnahmen, um die Anforderungen des § 42c EnWG vollständig zu erfüllen.

Abschließende Gesamtbewertung des Fallbeispiels „Energiegenossenschaften“

Die Bewertung des Fallbeispiels Olegeno zeigt, dass Energy Sharing nach § 42c EnWG im genossenschaftlichen Kontext grundsätzlich gut umsetzbar ist. Der Teilnehmerkreis entspricht den gesetzlichen Vorgaben, da sich die geplante Energiegemeinschaft erstmal auf Haushaltskunden innerhalb einer bestehenden Genossenschaft beschränkt. Auch die geografischen Rahmenbedingungen sind erfüllt, da sich sowohl die Erzeugungsanlage als auch die potenziellen Teilnehmenden innerhalb eines einheitlichen Verteilnetzbereichs befinden.

Hinsichtlich der Erzeugungsanlagen bestehen keine rechtlichen Einschränkungen. Die eingesetzte Photovoltaikanlage ist klein dimensioniert und liegt deutlich unterhalb der auf europäischer Ebene diskutierten Leistungsgrenzen. Der geplante Übergang von der Volleinspeisung hin zur gemeinschaftlichen Nutzung stellt vielmehr eine konsequente Weiterentwicklung des bestehenden Geschäftsmodells dar. Die Wirtschaftlichkeit des Ansatzes wird in Kapitel 6 vorgestellt.

Einschränkungen ergeben sich vor allem auf der technischen Ebene. Die derzeit nicht flächendeckende Ausstattung der Mitglieder mit intelligenten Messsystemen stellt eine zentrale Voraussetzung für die regelkonforme Umsetzung von Energy Sharing dar. Diese Hürde ist jedoch perspektivisch überwindbar und hängt maßgeblich vom weiteren Fortschritt des Smart-Meter-Rollouts sowie von der Bereitschaft zur Nachrüstung ab. Die Nachrüstung eines intelligenten Messsystems (iMSys) wird von EWE NETZ für 100€ auf Kundenwunsch angeboten und ist kurzfristig möglich.

Insgesamt zeigt das Fallbeispiel, dass Energiegenossenschaften eine zentrale Rolle bei der praktischen Umsetzung von Energy Sharing einnehmen können. Sie verbinden bestehende Erzeugungskapazitäten mit einer breiten Mitgliederbasis und schaffen damit die Grundlage für eine verbrauchernahe Nutzung erneuerbarer Energie. Der aktuelle Rechtsrahmen ermöglicht diese Entwicklung grundsätzlich, entfaltet jedoch sein volles Potenzial erst, wenn technische und organisatorische Voraussetzungen flächendeckend gegeben sind.

Tabelle 13: Zusammenfassung Fallbeispiel "Energiegenossenschaften"

Kategorie	Bewertung
Teilnehmerkreis	Erfüllt
Geografische Beschränkung	Erfüllt
Zulässige Erzeugungsanlagen	Erfüllt
Technische Voraussetzungen	Teilweise erfüllt
Gesamt	Erfüllt

4.5 Anwendungsfall: Ladeinfrastruktur

4.5.1 Beschreibung und Charakteristik des Anwendungsfalls

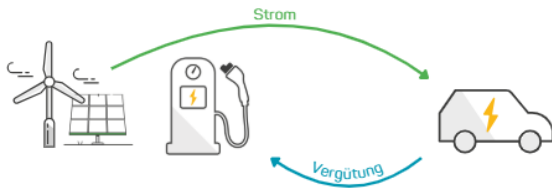


Abbildung 24: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls LiS

Der Anwendungsfall Ladeinfrastruktur umfasst die gemeinschaftliche Nutzung erneuerbar erzeugter elektrischer Energie zur Versorgung von öffentlichen und halböffentlichen Ladepunkten für Elektrofahrzeuge. Betrachtet werden dabei sowohl klassische öffentliche AC-Ladepunkte als auch Ladeinfrastruktur auf privaten oder betrieblichen Flächen, die mehreren Nutzergruppen zur Verfügung steht.

Energy Sharing zielt in diesem Anwendungsfall darauf ab, lokal oder regional erzeugten erneuerbaren Strom direkt für Ladevorgänge nutzbar zu machen. Dadurch können Stromkosten gesenkt, Netzbelastungen reduziert und die Integration von Elektromobilität in bestehende Energiesysteme verbessert werden. Im Unterschied zu den vorherigen Anwendungsfällen steht hier nicht der Haushalt oder eine Institution im Mittelpunkt, sondern eine energieintensive, flexible Anwendung, deren Strombedarf zeitlich steuerbar ist.

Charakteristisch für den Anwendungsfall Ladeinfrastruktur sind insbesondere folgende Aspekte:

Hohe zeitliche Flexibilität der Nachfrage,

da Ladevorgänge verschoben oder gesteuert werden können.

Enge Verknüpfung mit erneuerbarer Erzeugung,

insbesondere Photovoltaik, um lokale Überschüsse direkt zu nutzen.

Vielfältige Nutzergruppen,

etwa Anwohnerinnen und Anwohner, Beschäftigte, Kund:innen oder Flottenfahrzeuge.

Relevanz für Sektorenkopplung,

da Elektromobilität als Bindeglied zwischen Strom- und Verkehrssektor fungiert.

Potenzial für netzdienliches Verhalten,

etwa durch Lastmanagement oder perspektivisch bidirektionales Laden.

Potenziale und Herausforderungen

Energy Sharing kann in diesem Kontext dazu beitragen, Ladeinfrastruktur wirtschaftlicher zu betreiben und zugleich einen Beitrag zur regionalen Energiewende zu leisten. Gleichzeitig stellt dieser Anwendungsfall besondere Anforderungen an die Abgrenzung des Teilnehmerkreises, die Organisation der Nutzung sowie an die technische Steuerung und Abrechnung.

Tabelle 14: Potenziale und Herausforderungen "Ladeinfrastruktur"

Potenziale	Herausforderungen
Hohe Flexibilität der Stromnachfrage, da Ladevorgänge zeitlich steuerbar sind und gut an die Erzeugung erneuerbarer Energien angepasst werden können.	Abgrenzung des zulässigen Teilnehmerkreises, insbesondere bei öffentlich zugänglichen Ladepunkten mit wechselnden Nutzer:innen.
Direkte Nutzung lokal erzeugten EE-Stroms, insbesondere aus Photovoltaik, zur Senkung der Betriebskosten von Ladeinfrastruktur.	Komplexe Abrechnung, da Ladevorgänge oft mehreren Fahrzeugen und Nutzergruppen zuzuordnen sind.
Beitrag zur Netzentlastung, wenn Ladevorgänge gezielt in Zeiten hoher Einspeisung verlagert werden.	Hohe Investitionskosten für Ladeinfrastruktur und intelligente Steuerungssysteme.
Kopplung von Energie- und Mobilitätswende, wodurch Energy Sharing zusätzliche gesellschaftliche Relevanz erhält.	Begrenzte wirtschaftliche Anreize im aktuellen Rechtsrahmen für gemeinschaftlich genutzten Strom.
Attraktivität für neue Nutzergruppen, etwa Unternehmen mit Ladeangeboten oder Kommunen im öffentlichen Raum.	

Regionale Besonderheiten im Nordwesten

Für den Anwendungsfall Ladeinfrastruktur weist die Metropolregion Nordwest spezifische Rahmenbedingungen auf, die sowohl Chancen als auch Hemmnisse für Energy Sharing mit sich bringen.

Mittlerer Ausbaugrad der Elektromobilität

Die Verbreitung von Elektrofahrzeugen in der Region liegt insgesamt im bundesweiten Mittelfeld. Während urbane Zentren wie Bremen, Oldenburg oder Osnabrück eine höhere Dichte an Elektrofahrzeugen aufweisen, ist der Bestand in ländlichen Räumen deutlich geringer. Daraus ergibt sich ein differenziertes Bild hinsichtlich des Bedarfs an öffentlicher und halböffentlicher Ladeinfrastruktur.

Ungleich verteilte Ladeinfrastruktur

Öffentliche Ladepunkte konzentrieren sich vor allem auf Städte und zentrale Lagen, während ländliche Landkreise

vergleichsweise dünn erschlossen sind. Dies begrenzt aktuell das Potenzial für flächendeckende Energy-Sharing-Modelle im Bereich Ladeinfrastruktur, eröffnet jedoch zugleich Chancen für gezielte Quartiers- oder Unternehmenslösungen und -angebote.

Hoher Anteil an Eigenheimen in ländlichen Räumen

In vielen Teilen der Metropolregion Nordwest ist der Anteil an Ein- und Zweifamilienhäusern hoch. Dies begünstigt private Lademöglichkeiten in Kombination mit Photovoltaik, reduziert jedoch zugleich den unmittelbaren Druck zum Ausbau öffentlicher Ladeinfrastruktur. Energy Sharing kann hier insbesondere dort relevant werden, wo gemeinschaftliche Ladepunkte oder geteilte Erzeugungsanlagen genutzt werden.

Großes zusammenhängendes Netzgebiet

Ein wesentlicher Vorteil der Region liegt erneut in der dominanten Rolle der EWE NETZ GmbH als Verteilnetzbetreiber. Die weitgehende Lage der Ladeinfrastruktur innerhalb eines einheitlichen Netzgebiets erleichtert die Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG, da geografische Restriktionen seltener zum Hemmnis werden als in Regionen mit fragmentierter Netzstruktur.

Bezug zur Netzsituation und Flexibilitätspotenzialen

Die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien im Nordwesten führt regional zu Netzengpässen. Ladeinfrastruktur bietet hier ein relevantes Flexibilitätspotenzial, da Ladevorgänge zeitlich steuerbar sind. In Verbindung mit Energy Sharing kann dies dazu beitragen, lokal erzeugten Strom gezielt vor Ort zu nutzen und Netze zu entlasten.

4.5.2 Vorstellung des Fallbeispiels: Güterverkehrszentrum Bremen

Für den Anwendungsfall Ladeinfrastruktur wurde ein Fallbeispiel ausgewählt, das die besonderen Herausforderungen und Potenziale der Elektromobilität im gewerblich-logistischen Umfeld der Metropolregion Nordwest exemplarisch abbildet. Das Fallbeispiel bezieht sich auf das Güterverkehrszentrum (GVZ) Bremen, in dem rund 160 Unternehmen, überwiegend aus der Logistikbranche, ansässig sind. Aufgrund der hohen Verkehrsintensität mit mehreren hundert bis tausend Lkw-Bewegungen pro Tag besteht ein erheblicher zukünftiger Bedarf an Ladeinfrastruktur für elektrische Nutzfahrzeuge.

Vor diesem Hintergrund wird geprüft, ob sich die ansässigen Unternehmen zusammenschließen und einen gemeinsamen Ladepark für E-Lkw errichten können. Die GVZ Entwicklungsgesellschaft (GVZe) würde dabei eine koordinierende Rolle übernehmen, indem sie die beteiligten Logistikunternehmen zusammenbringt, den Ausbau von Photovoltaik-Aufdachanlagen organisiert und den erzeugten Strom gemeinschaftlich für den Betrieb der Ladeinfrastruktur zur Verfügung stellt. Die Nutzung der Ladepunkte ist dabei auf die eigenen Fahrzeugflotten der beteiligten Unternehmen ausgerichtet.

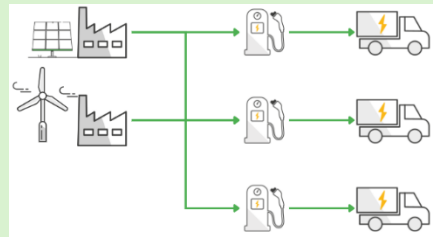


Abbildung 25: Schematische Darstellung des Fallbeispiels Ladeinfrastruktur

Ziel der folgenden Analyse ist es zu prüfen, ob und in welcher Form § 42c EnWG auf dieses Fallbeispiel angewendet werden kann. Dazu wird das Vorhaben entlang der gesetzlichen Rahmenbedingungen eingeordnet. Die Ergebnisse dieser Einordnung sind im Folgenden tabellarisch dargestellt und bilden die Grundlage für die anschließende Bewertung der Umsetzbarkeit von Energy Sharing im Kontext großskaliger Ladeinfrastruktur.

4.5.3 Bewertung des Fallbeispiels Güterverkehrszentrum Bremen

Kategorie 1:

Teilnehmerkreis

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Haushaltskunden, Kommunen und KMU
- Stromerzeugung darf nicht Haupttätigkeit sein
- Juristische Personen zulässig, sofern sie eigene Mitglieder/Gesellschafter versorgen
- Große Unternehmen ausgeschlossen

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Ca. 160 Logistikunternehmen als potenzielle Teilnehmende
- GVZ Entwicklungsgesellschaft übernimmt koordinierende Rolle: Organisation des PV-Ausbaus und Bereitstellung des erzeugten Stroms
- Stromnutzung beschränkt auf eigene Fahrzeugflotten der beteiligten Unternehmen
- Überwiegend gewerbliche Betriebe – erheblicher Anteil voraussichtlich nicht als KMU einzustufen
- Stromnutzung dient klar gewerblichem Zweck: Betrieb von Ladeinfrastruktur für schwere Nutzfahrzeuge

Bewertung

Der Teilnehmerkreis des Fallbeispiels überschreitet die nach § 42c EnWG zulässigen Grenzen, da zahlreiche beteiligte Unternehmen voraussichtlich nicht als KMU einzustufen sind.

Kategorie 3:

Zulässige Erzeugungsanlagen

(inkl. Leistungsgrenzen für Sonderregelung)

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Zulässig: Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien sowie EE-Speicheranlagen
- Leistungsgrenzen für Befreiung von Lieferantenpflichten:
 - Einzelanlage eines Haushaltskunden: max. 30 kW
 - Mehrparteienhaus: max. 100 kW

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Bereits installierte PV-Leistung: ca. 16 MWp, verteilt auf zahlreiche Aufdachanlagen
- Keine zentrale Einzelanlage – dezentrale, gebäude-nahe und gestückelte Erzeugungsstruktur
- Einzelanlagen im typischen Leistungsbereich von Aufdach-PV
- Erhebliches weiteres Ausbaupotenzial auf vorhandenen Dachflächen vorhanden

Bewertung

Die Art der Erzeugungsanlagen ist mit § 42c EnWG vereinbar. Die Leistungsgrenzen für die Sonderregeln sind hier nicht relevant, da aktuell noch keine Integration von Anlagen von Haushaltskunden vorgesehen ist.

Kategorie 2:

Geografische Beschränkung

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Ab 01.06.2026: Energy Sharing nur innerhalb eines Bilanzierungsgebiets (ein Verteilnetzbetreiber)
- Ab 01.06.2028: Erweiterung auf direkt angrenzende Bilanzierungsgebiete möglich
- Bundesweite oder rein virtuelle Gemeinschaften nicht zulässig

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Räumlich klar abgegrenztes, zusammenhängendes Gewerbegebiet
- Unternehmen, Ladeinfrastruktur und PV-Anlagen befinden sich in unmittelbarer räumlicher Nähe
- Geplanter Ladepark in unmittelbarer Nähe zum GVZ
- Alle Standorte in einem Netzgebiet – einheitlicher Verteilnetzbetreiber

Bewertung

Die geografische Beschränkung des Fallbeispiels ist mit den Anforderungen des § 42c EnWG vollständig vereinbar.

Kategorie 4:

Technische Voraussetzungen

(Messung)

Anforderungen (§ 42c EnWG)

- Verbrauch muss an jeder Verbrauchsstelle per Zählerstandsgangmessung oder viertelstündlicher registrierender Leistungsmessung erfasst werden
- Erzeugung der Anlage: gleiche Messanforderung

Ausgestaltung im Fallbeispiel

- Erzeugter Strom wird gebündelt für einen zentralen Ladepark genutzt – dieser ist der primäre Verbrauchspunkt
- Registrierende Leistungsmessung am Ladepark entscheidend; Ausstattung der einzelnen Unternehmen nachrangig
- Last- und Lademanagementsystem geplant zur Steuerung der Ladevorgänge und Anpassung des Strombezugs an die Erzeugung

Bewertung

Die technischen Voraussetzungen sind grundsätzlich gegeben, erfordern jedoch eine klare Ausgestaltung der Mess- und Abrechnungslogik für den zentralen Ladepark.

Abschließende Gesamtbewertung des Fallbeispiels „Ladeinfrastruktur“

Die Bewertung des Fallbeispiels GVZ Bremen zeigt, dass das Vorhaben aus energiesystemischer und infrastruktureller Sicht ein sehr hohes Potenzial besitzt, die Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG jedoch durch den aktuellen Rechtsrahmen deutlich eingeschränkt wird.

Die geografischen Voraussetzungen sind vollständig erfüllt. Das Güterverkehrszentrum bildet ein klar abgegrenztes, zusammenhängendes Gebiet innerhalb eines einheitlichen Verteilnetzgebiets. Auch auf der Erzeugungsseite bestehen sehr gute Voraussetzungen: Die vorhandenen und potenziellen Photovoltaik-Aufdachanlagen sind dezentral, gebäudenah und grundsätzlich geeignet, lokal erzeugten Strom für gemeinschaftliche Zwecke bereitzustellen.

Technisch ist das Konzept grundsätzlich umsetzbar. Die Bündelung des Stromverbrauchs auf einen zentralen Ladepark vereinfacht die messtechnische Abwicklung erheblich. Allerdings zeigt sich eine zeitliche Entkopplung von Erzeugung und Verbrauch: Der Ladebedarf von Logistikunternehmen fällt üblicherweise überwiegend in die Abend- und Nachtstunden, während die Photovoltaikerzeugung tagsüber stattfindet, da die Fahrzeuge tagsüber

unterwegs sind. Damit gewinnt die Einbindung von Speichern oder ergänzenden Flexibilitätsoptionen eine zentrale Bedeutung für die praktische Umsetzung.

Die größte Einschränkung ergibt sich jedoch beim Teilnehmerkreis. Ein erheblicher Teil der im GVZ ansässigen Logistikunternehmen ist voraussichtlich nicht als KMU einzustufen und damit nach § 42c EnWG nicht teilnahmeberechtigt. Diese regulatorische Begrenzung steht einer Umsetzung von Energy Sharing im geplanten Umfang entgegen, obwohl das Projekt aus Sicht der Netzstabilität, der Dekarbonisierung des Schwerlastverkehrs und der lokalen Nutzung erneuerbarer Energien besonders sinnvoll wäre.

Insgesamt verdeutlicht das Fallbeispiel, dass großskalige, gewerbliche Ladeinfrastrukturprojekte ein zentrales Zukunftsfeld für Energy Sharing darstellen, der bestehende Rechtsrahmen jedoch primär auf kleinere, verbraucher-nahe Anwendungen ausgerichtet ist. Das GVZ Bremen eignet sich daher weniger als kurzfristig umsetzbares Energy-Sharing-Projekt nach § 42c EnWG, zeigt aber exemplarisch, wo der regulatorische Rahmen perspektivisch weiterentwickelt werden sollte, um die Sektorenkopplung im Schwerlastverkehr zu ermöglichen.

Tabelle 15: Zusammenfassung der Bewertung des Fallbeispiels "Ladeinfrastruktur"

Kategorie	Bewertung
Teilnehmerkreis	Vermutlich nicht erfüllt
Geografische Beschränkung	Erfüllt
Zulässige Erzeugungsanlagen	Erfüllt
Technische Voraussetzungen	Teilweise erfüllt
Gesamt	Teilweise erfüllt

4.6 Zusammenfassung und vergleichende Einordnung

Die Analyse der fünf betrachteten Anwendungsfälle zeigt, dass Energy Sharing nach § 42c EnWG grundsätzlich in sehr unterschiedlichen Kontexten anwendbar ist, die Umsetzbarkeit jedoch stark vom jeweiligen Akteurstyp, der Struktur des Stromverbrauchs sowie den regulatorischen Rahmenbedingungen abhängt.

Tabelle 16: Gesamtbewertung der Fallbeispiele

Fallbeispiel	Bewertung
Wohnen	Erfüllt
Industrie und Gewerbe	Überwiegend erfüllt
Kommunen	Erfüllt
Energiegenossenschaften	Erfüllt
Ladeinfrastruktur	Teilweise erfüllt

Hohe Umsetzbarkeit im wohnungsnahen und genossenschaftlichen Bereich

Die Anwendungsfälle Wohnen und Energiegenossenschaften weisen die höchste Übereinstimmung mit den aktuellen gesetzlichen Vorgaben auf. In beiden Fällen ist der Teilnehmerkreis klar abgrenzbar, die räumlichen Voraussetzungen sind gut erfüllbar und die genutzten Erzeugungsanlagen bewegen sich im intendierten Größenbereich. Insbesondere Energiegenossenschaften können als organisatorische Träger eine zentrale Rolle bei der praktischen Umsetzung von Energy Sharing einnehmen.

Differenzierte Perspektiven für Industrie, Gewerbe und Kommunen

Im Anwendungsfall Industrie und Gewerbe zeigt sich, dass Energy Sharing insbesondere dort Potenzial entfaltet, wo mehrere Akteure mit komplementären Erzeugungs- und Verbrauchsprofilen räumlich eng zusammenliegen. Gleichzeitig begrenzen die Einschränkungen des zulässigen Teilnehmerkreises die Umsetzungsmöglichkeiten deutlich.

Für Kommunen ergeben sich gute Ansatzpunkte, insbesondere bei der Bündelung kommunaler Liegenschaften und der Einbindung bürgerschaftlicher Akteure. Kommunen können als Initiatoren und Koordinatoren auftreten, sind jedoch auf klare organisatorische Strukturen angewiesen, um Energy Sharing rechtssicher umzusetzen. Ein Teilen von Energie über kommunale Liegenschaften hinweg, also eine Selbstversorgung über Grundstücksgrenzen hinweg, ist nach EnWG § 42 c nicht möglich. Hier sollte über einen Strombilanzkreis nachgedacht werden. Dieser ist allerdings aufgrund hoher Einrichtungskosten eher für größere Kommunen interessant.

Begrenzte Anwendbarkeit im Bereich Ladeinfrastruktur

Der Anwendungsfall Ladeinfrastruktur verdeutlicht die Grenzen des aktuellen Rechtsrahmens. Zwar bestehen erhebliche energie- und klimapolitische Potenziale, insbesondere im Zusammenhang mit Elektromobilität und Flexibilitätssnutzung, der aktuelle § 42c EnWG ist jedoch primär auf verbrauchernahe Anwendungen ausgerichtet. Großskalige, gewerbliche Ladeinfrastruktur kann unter den bestehenden Vorgaben nur eingeschränkt berücksichtigt werden. Es ist außerdem nicht vorgesehen, dass Unternehmen ihre eigenen Ladesäulen auf fremden Grundstücken mit eigenem PV-Strom versorgen, da § 42 c eine Selbstversorgung ausschließt.

Übergreifende Erkenntnisse

Über alle Anwendungsfälle hinweg zeigen sich mehrere gemeinsame Muster:

- Energy Sharing ist besonders dort gut umsetzbar, wo Teilnehmerkreis, Erzeugung und Verbrauch klar definiert sind. Die wirtschaftliche Attraktivität ist unter den gesetzten Rahmenbedingungen jedoch sehr beschränkt (siehe dazu auch die Beispielberechnungen in Kapitel 5).
- Technische Voraussetzungen, insbesondere intelligente Messsysteme, sind ein zentraler Engpass für die Skalierung.
- Der aktuelle Rechtsrahmen ermöglicht Energy Sharing, setzt jedoch nur geringe bis gar keine wirtschaftlichen Anreize, was die praktische Umsetzung begrenzt.
- Regionen mit hoher EE-Erzeugung, wenigen Netzbetreibern und starken lokalen Akteursstrukturen bieten besonders günstige Voraussetzungen.

Insgesamt zeigt dies, dass Energy Sharing in der Metropolregion Nordwest kein einheitliches Modell, sondern ein baukastenartiges Instrument ist, dessen Erfolg maßgeblich von der passgenauen Ausgestaltung für den jeweiligen Anwendungsfall abhängt.

4.7 Leitfaden / Vorgehensweise

Organisatorische Struktur

Für die Umsetzung von Energy Sharing ist eine **klare organisatorische Struktur** erforderlich, die den Vorgaben des § 42c EnWG entspricht. Zentrale Fragen sind, wer als Anlagenbetreiber auftritt, wer als teilnehmender Letztverbraucher eingebunden wird und wer die energiewirtschaftlichen Prozesse übernimmt. Der Teilnehmerkreis ist dabei gesetzlich eingeschränkt und umfasst insbesondere natürliche Personen, KMU sowie geeignete juristische Personen, sofern der Anlagenbetrieb nicht überwiegend gewerblich geprägt ist.

Energy Sharing wird rechtlich als Stromlieferung eingeordnet. Daher ist neben der internen Organisation der Gemeinschaft auch die **Einbindung in bestehende energiewirtschaftliche Prozesse** zu berücksichtigen. In der Praxis empfiehlt sich häufig eine zentrale Organisationsform, etwa in Form einer Genossenschaft oder Projektgesellschaft, die den Betrieb und die Koordination übernimmt.

Ergänzend kann die **Einbindung eines Dienstleisters** sinnvoll sein, insbesondere für Aufgaben wie Bilanzierung, Abrechnung oder Datenmanagement. Entscheidend ist, dass Rollen und Verantwortlichkeiten frühzeitig klar definiert werden, um eine rechtssichere und praktikable Umsetzung zu gewährleisten.

Vertragsgestaltung

Die Umsetzung von Energy Sharing erfordert nach § 42c EnWG zwingend eine klare **vertragliche Grundlage**. Dabei sind grundsätzlich zwei Vertragsarten erforderlich: ein Vertrag zur gemeinsamen Nutzung sowie ein Stromlieferungsvertrag. Während der Vertrag zur gemeinsamen Nutzung die interne Organisation regelt – insbesondere den Aufteilungsschlüssel, die Verteilung der Strommengen und die Preisgestaltung –, bildet der Stromlieferungsvertrag die energiewirtschaftliche Grundlage für die Belieferung der teilnehmenden Verbraucher.

Beide Vertragsarten können in einem gemeinsamen Dokument zusammengeführt werden, was die Komplexität für die Teilnehmenden reduziert. Gleichzeitig ist sicherzustellen, dass alle relevanten Aspekte eindeutig geregelt sind. Dazu gehört insbesondere die transparente Information darüber, dass der lokal erzeugte Strom den Bedarf nicht jederzeit vollständig decken kann und daher eine zusätzliche Reststromversorgung erforderlich ist.

In der Praxis kommt der Vertragsgestaltung eine zentrale Rolle zu, da sie sowohl die interne Funktionsweise der Energy-Sharing-Gemeinschaft als auch die Einbindung in das Energiesystem bestimmt. Unklare oder unvollständige Regelungen können zu Abrechnungsproblemen oder rechtlichen Unsicherheiten führen. Eine standardisierte und möglichst einfache Vertragsstruktur ist daher ein wesentlicher Erfolgsfaktor für die Umsetzung.

Technische Umsetzung

Die technische Umsetzung von Energy Sharing erfordert eine **präzise Erfassung und Zuordnung von Erzeugungs- und Verbrauchsdaten**. Grundlage hierfür ist eine viertelstundenscharfe Messung der relevanten Strommengen, die in der Regel über intelligente Messsysteme oder RLM-Zähler erfolgt. Nur so kann die bilanzielle Aufteilung des erzeugten Stroms korrekt abgebildet werden.

Eine zentrale Herausforderung besteht darin, die unterschiedlichen Messdaten zusammenzuführen und den einzelnen Teilnehmenden eindeutig zuzuordnen. Der gesetzliche Rahmen lässt derzeit offen, welcher Akteur diese Aufgabe im Detail übernimmt. In der Praxis ist daher häufig die Einbindung eines zentralen Akteurs oder Dienstleisters erforderlich, der die Datenaggregation, Aufbereitung und Weitergabe übernimmt.

Zudem muss die technische Umsetzung mit den bestehenden Prozessen der Marktkommunikation und Bilanzierung kompatibel sein. Dies betrifft insbesondere die Abstimmung mit Netzbetreibern, Messstellenbetreibern und gegebenenfalls weiteren Marktakteuren. Eine **frühzeitige Klärung der technischen Anforderungen und Schnittstellen** ist daher entscheidend für eine reibungslose Umsetzung.

Aufteilungsschlüssel

Für die Verteilung der erzeugten Strommengen innerhalb der Energy-Sharing-Gemeinschaft ist ein klar definierter Aufteilungsschlüssel erforderlich. Dieser legt fest, welcher Anteil der erzeugten Energie den einzelnen Teilnehmenden in jedem Abrechnungsintervall zugeordnet wird, und ist verbindlich im Vertrag zur gemeinsamen Nutzung zu regeln.

Grundsätzlich lassen sich statische und dynamische Aufteilungsschlüssel unterscheiden. Statische Modelle basieren auf festen Anteilen, während dynamische Modelle die Verteilung am tatsächlichen zeitgleichen Verbrauch ausrichten. Letztere ermöglichen in der Regel eine effizientere Nutzung des lokal erzeugten Stroms, da Überschüsse reduziert werden.

Unabhängig vom gewählten Modell muss der Aufteilungsschlüssel eindeutig definiert, transparent nachvollziehbar und technisch umsetzbar sein. Da die bilanzielle Zuordnung auf viertelstundenscharfen Messwerten basiert, sind insbesondere die Anforderungen der Mess- und Abrechnungssysteme zu berücksichtigen. Unklare oder technisch nicht abbildbare Regelungen können zu fehlerhaften Zuordnungen und Abrechnungsproblemen führen.

Schritt-für-Schritt

Für die praktische Umsetzung von Energy Sharing empfiehlt sich ein strukturiertes Vorgehen in mehreren aufeinander aufbauenden Schritten. Dadurch können rechtliche, technische, organisatorische und wirtschaftliche Anforderungen frühzeitig berücksichtigt und spätere Umsetzungshemmnisse vermieden werden.

1

Projektidee und Zielbild entwickeln

Am Anfang steht die Frage, welches Ziel mit dem Energy-Sharing-Modell verfolgt wird. Möglich sind etwa die Senkung von Stromkosten, die bessere lokale Nutzung erneuerbarer Erzeugung, die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern, die Versorgung kommunaler Liegenschaften oder die Kopplung mit Ladeinfrastruktur. In dieser Phase sollte bereits grob definiert werden, welche Akteursgruppen beteiligt sein sollen, und welches räumliche Gebiet betrachtet wird.

2

Teilnehmende und Rollen identifizieren

Im nächsten Schritt ist zu klären, wer konkret an der Energy-Sharing-Gemeinschaft teilnehmen soll. Dabei ist zu prüfen, welche Akteure als Erzeuger, welche als Verbraucher und welche gegebenenfalls als organisatorische Träger auftreten. Gleichzeitig muss der Teilnehmerkreis mit den Vorgaben des § 42c EnWG abgeglichen werden. Besonders relevant ist dabei die Frage, ob ausschließlich Haushalte, KMU oder zulässige juristische Personen beteiligt sind und ob eine geeignete Trägerstruktur, etwa in Form einer Genossenschaft oder Projektgesellschaft, aufgebaut werden soll.

3

Räumliche und regulatorische Voraussetzungen prüfen

Anschließend ist zu untersuchen, ob das geplante Modell innerhalb des zulässigen geografischen Rahmens umgesetzt werden kann. Maßgeblich ist hierbei insbesondere, ob sich Erzeugung und Verbrauch innerhalb desselben Bilanzierungsgebiets eines Verteilnetzbetreibers befinden. Parallel dazu sollte geklärt werden, ob die vorgesehenen Erzeugungsanlagen und Akteurskonstellationen grundsätzlich dem Anwendungsbereich des § 42c EnWG entsprechen oder ob rechtliche Unsicherheiten bestehen.

4

Erzeugungs- und Verbrauchsstruktur analysieren

Im vierten Schritt werden die energiewirtschaftlichen Grundlagen des Projekts erarbeitet. Dazu gehört die Analyse der vorhandenen oder geplanten Erzeugungsanlagen, ihrer Leistung und ihres Lastgangs sowie der zeitlichen Struktur des Stromverbrauchs der potenziellen Teilnehmenden. Ziel ist es, zu prüfen, ob ein sinnvoller zeitlicher und mengenmäßiger Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch besteht. Dabei sollte auch früh bewertet werden, ob zusätzliche Flexibilitätsoptionen wie Batteriespeicher, Wärmepumpen oder Lastmanagement erforderlich sind.

5

Organisations- und Betreiberstruktur festlegen

Auf Basis der bisherigen Ergebnisse ist festzulegen, wie das Projekt organisatorisch aufgebaut werden soll. Zu entscheiden ist insbesondere, wer die Anlage betreibt, wer

Vertragspartner der Teilnehmenden ist und wer Aufgaben wie Bilanzierung, Abrechnung oder Datenmanagement übernimmt. Gerade bei größeren oder komplexeren Vorhaben kann es sinnvoll sein, einen spezialisierten Dienstleister einzubinden.

6

Vertragsmodell und Aufteilungsschlüssel entwickeln

Im nächsten Schritt sind die vertraglichen Grundlagen zu erarbeiten. Dazu gehören insbesondere der Vertrag zur gemeinsamen Nutzung und der Stromliefervertrag. Gleichzeitig ist festzulegen, nach welchem Aufteilungsschlüssel die erzeugten Strommengen den Teilnehmenden zugeordnet werden. Hier ist zu entscheiden, ob ein statischer, dynamischer oder hybrider Schlüssel verwendet werden soll. Die gewählte Logik muss sowohl rechtlich eindeutig als auch technisch umsetzbar sein und sollte zur Struktur des jeweiligen Anwendungsfalls passen.

7

Messkonzept und Datenprozesse definieren

Ein zentraler Umsetzungsschritt ist die technische Konzeption. Es muss geklärt werden, an welchen Punkten die Strommengen gemessen werden, ob intelligente Messsysteme oder RLM-Zähler vorhanden sind und wie die viertelstundenscharfe Zuordnung von Erzeugung und Verbrauch erfolgt. Darüber hinaus ist festzulegen, wer die Messdaten aggregiert, verarbeitet und den beteiligten Akteuren zur Verfügung stellt. Da gerade hier noch offene regulatorische Fragen stehen, ist dieser Schritt für die Praxisausgestaltung besonders relevant.

8

Wirtschaftlichkeit und Preisgestaltung bewerten

Bevor das Projekt umgesetzt wird, ist eine Wirtschaftlichkeitsbetrachtung erforderlich. Dabei sind Investitionskosten, laufende Betriebs- und Abrechnungskosten, Reststrombezug, mögliche Vermarktung von Überschüssen und die Preisgestaltung innerhalb der Gemeinschaft zu berücksichtigen. Da der geltende Rechtsrahmen bislang keine spezifischen finanziellen Anreize für Energy Sharing vorsieht, ist die wirtschaftliche Bewertung ein besonders sensibler Schritt.

9

Umsetzung vorbereiten und Betrieb starten

Im letzten Schritt werden die organisatorischen, vertraglichen und technischen Bausteine zusammengeführt. Dies umfasst die Vertragsunterzeichnung, die technische Inbetriebnahme, die Einrichtung der Mess- und Datenprozesse sowie die Abstimmung mit Netzbetreibern, Messstellenbetreibern und gegebenenfalls weiteren Dienstleistern. Nach dem Start sollte das Modell eng begleitet und regelmäßig überprüft werden, um Aufteilungsschlüssel, Betriebsweise oder Abrechnungsprozesse bei Bedarf anzupassen.

Insgesamt zeigt sich, dass Energy Sharing kein einzelner Umsetzungsschritt, sondern ein mehrstufiger Entwicklungsprozess ist. Für eine erfolgreiche Umsetzung ist es entscheidend, rechtliche Zulässigkeit, technische Machbarkeit, organisatorische Klarheit und wirtschaftliche Tragfähigkeit von Anfang an gemeinsam zu betrachten.

5 Praktisches Fallbeispiel Quartiersgarage



Konkretisierung des Fallbeispiels

Die vorangegangenen Kapitel dienen dazu, die relevanten Anwendungsfälle, Fallbeispiele und deren grundsätzliche Umsetzbarkeit im Rahmen des § 42c EnWG zu analysieren. Damit konnte zunächst geprüft werden, in welchen Konstellationen Energy Sharing rechtlich und organisatorisch grundsätzlich in Betracht kommt.

Im folgenden Kapitel wird die Betrachtung nun vertieft. Dazu wird das Fallbeispiel der Olegeno, der Oldenburger Energiegenossenschaft detaillierter auf wirtschaftliche Tragfähigkeit untersucht.

Die Olegeno betreibt eine 175kWp große PV-Anlage auf der Quartiersgarage im Fliegerhorst in Oldenburg. Die Volleinspeisungsanlage ist seit dem 19.5.2025 in Betrieb und erhält eine Einspeisevergütung in Höhe von 11,20 ct/kWh.



Abbildung 26: Foto der PV-Anlage "Quartiersgarage" mit PV-Modulen und Wechselrichtern (Quelle: Olegeno)

Diese Anlage soll Olegeno-Mitglieder im Bilanzierungsgebiet der EWE NETZ versorgen. Anhand der Mitgliederliste sind dies 467 Mitglieder mit geographischem Schwerpunkt in Oldenburg (siehe Abbildung 27). Potenziell kann also Strom mit bis zu 467 Mitgliedern geteilt werden.

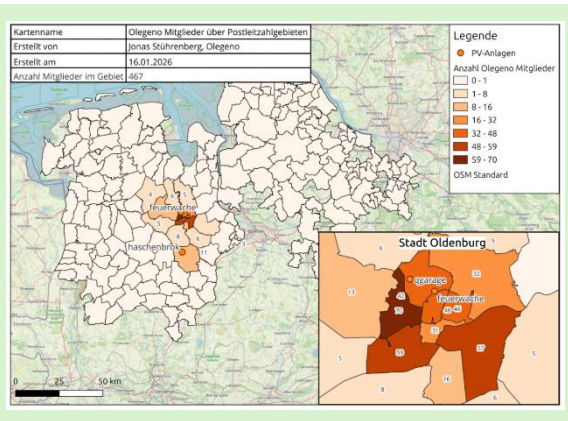


Abbildung 27: Karte des Bilanzierungsgebiets von EWE NETZ aufgeteilt in PLZ-Gebiete eingefärbt nach Anzahl der Olegeno Mitglieder (Quelle: eigene Darstellung Olegeno)

5.1 Generierung der Daten für die Energiegemeinschaft

Die zeitliche Verteilung der Solarstromerzeugung über das Jahr ist für die Bewertung von Energy Sharing von zentraler Bedeutung. Für die Quartiersgarage liegen reale Erzeugungsdaten ab der Inbetriebnahme am 19. Mai 2025 vor. Um den Betrieb einer Energiegemeinschaft für ein vollständiges Kalenderjahr simulieren zu können, wurde die Erzeugung für den Zeitraum vom 1. Januar bis 18. Mai 2025 mithilfe einer Software auf Basis realer Wetterdaten sowie der Größe und Ausrichtung der PV-Anlage nachgebildet. Die daraus resultierende Erzeugungskurve der PV-Anlage für das gesamte Jahr ist in Abbildung 28) dargestellt.

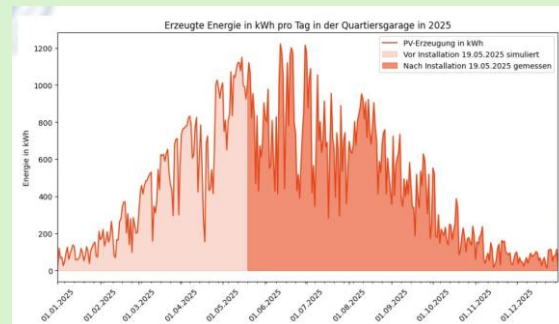


Abbildung 28: Tagessummen der erzeugten Energie in der Quartiersgarage auf Basis von Simulation und gemessenen Werten in 2025

Neben dem Erzeugungsprofil werden für die Wirtschaftlichkeitsberechnung einer Energiegemeinschaft auch die Lastprofile der teilnehmenden Verbraucher:innen benötigt. Hierfür wurden mithilfe der Software *LoadProfileGenerator.de*²⁷ 60 unterschiedliche Lastprofile erzeugt, die auf verschiedenen Haushaltstypen basieren, etwa Rentnerehepaaren oder Familien mit unterschiedlicher Kinderzahl.

Zur Vereinfachung der Analyse wurde angenommen, dass keiner der betrachteten Haushalte über eine eigene PV-Anlage oder einen Batteriespeicher verfügt und auch keine Wärmepumpe oder Elektroauto nutzt. Diese Technologien würden das Verbrauchsprofil maßgeblich verändern und wurden daher in der vorliegenden Berechnung nicht berücksichtigt. Eine Übersicht der generierten Lastprofile ist im Anhang A.3 enthalten.

Auf Grundlage dieser Lastprofile können nun unterschiedliche Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften modelliert werden. Abbildung 34 zeigt die Kombination des Erzeugungsprofils der Quartiersgarage mit dem aggregierten Lastprofil von zehn zufällig ausgewählten Haushalten. Es wird deutlich, dass bei einer Gemeinschaft dieser Größe insbesondere in den Sommermonaten noch erhebliche Strommengen für weitere Teilnehmende zur Verfügung stehen würden. Beispielhafte Tagesverläufe der

²⁷ Pflugradt et al., (2022). LoadProfileGenerator: An Agent-Based Behavior Simulation for Generating Residential Load Profiles. Journal of Open Source Software, 7(71), 3574

Energiegemeinschaft für das Frühjahr 2025 sowie für den Winter sind im Anhang dargestellt.

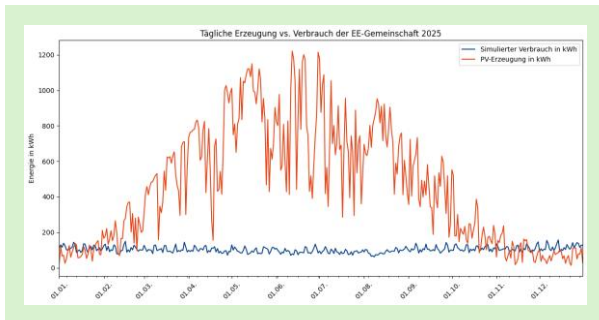


Abbildung 29: Tagessummen der Erzeugung der Quartiersgarage und des simulierten Verbrauchs von 10 zufällig ausgewählten Haushalten im Jahr 2025

Auf Basis der viertelstundenscharfen Analyse von Erzeugungs- und Lastprofilen lässt sich für die betrachtete Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft eine Jahresbilanz erstellen (siehe Abbildung 30 und Abbildung 31). Die PV-Anlage erzeugte im Jahr 2025 insgesamt 165.000 kWh Strom, während die zehn teilnehmenden Haushalte einen gemeinsamen Stromverbrauch von rund 55.000 kWh aufwiesen. Davon konnten etwa 30.000 kWh innerhalb der Gemeinschaft geteilt werden, sodass nur noch rund 25.500 kWh über die bisherigen Stromlieferanten bezogen werden mussten.

Die Energiegemeinschaft erreichte damit im Jahresverlauf einen energieautarken Anteil von rund 55 %. Die verbleibenden 45 % des Strombedarfs wurden weiterhin durch externe Stromanbieter gedeckt. Bezogen auf die gesamte Stromerzeugung der PV-Anlage ergibt sich eine Energy-Sharing-Quote von rund 16 %. Die übrigen 84 % wurden weiterhin in das öffentliche Netz eingespeist und nach EEG vergütet.

Daraus wird deutlich, dass das Energy-Sharing-Potenzial der Quartiersgarage mit einer Gemeinschaft von zehn Haushalten noch nicht ausgeschöpft ist. Es besteht somit grundsätzlich die Möglichkeit, weitere Mitglieder in die Gemeinschaft aufzunehmen und einen größeren Anteil der erzeugten Energie lokal zu nutzen.

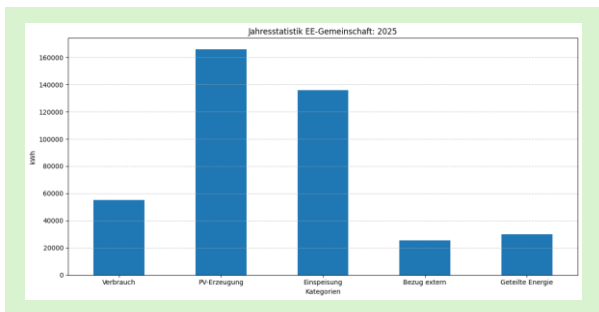


Abbildung 30: Energiestatistik der EE-Gemeinschaft bestehend aus der Quartiersgarage und 10 zufällig ausgewählten Haushalten für 2025

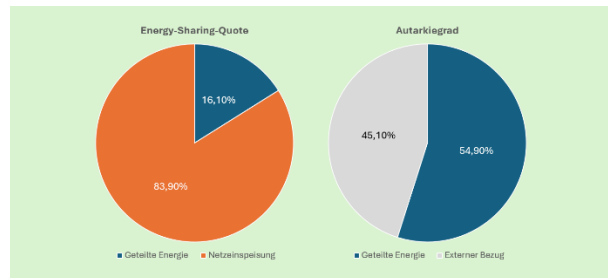


Abbildung 31: Energy-Sharing Quote und Autarkiegrad der EE-Gemeinschaft

5.2 Energiestatistiken „EE-Gemeinschaft Quartiersgarage“

Um die Frage zu beantworten, wie wirtschaftlich Energy Sharing mit der Quartiersgarage ausgestattet werden kann, ist zunächst zu untersuchen, welche Energy-Sharing-Quoten bei unterschiedlicher Anzahl teilnehmender Letztverbraucher:innen erreichbar sind. Zu diesem Zweck wurden Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften mit Größen zwischen 10 und 200 Mitgliedern in Zehnerschritten modelliert.

Jedem Mitglied wurde ein zufällig ausgewähltes Lastprofil zugeordnet. Um zufallsbedingte Ausreißer zu vermeiden, wurde jede Gemeinschaftsgröße 20-mal simuliert; für die anschließende wirtschaftliche Kalkulation wurden jeweils die Mittelwerte dieser Stichproben verwendet. Zur Veranschaulichung der Simulation zeigt das Boxplot-Diagramm in Abbildung 32 die Spreizung des Stromverbrauchs für die unterschiedlichen Gemeinschaftsgrößen zwischen 10 und 200 Mitgliedern.

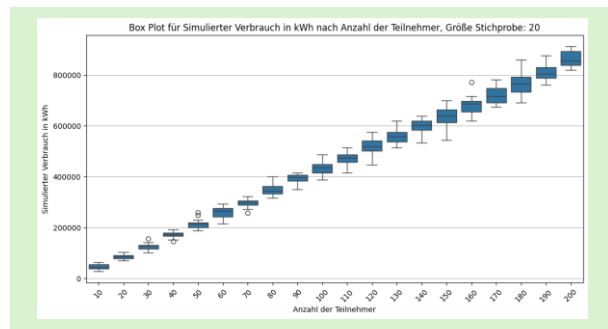


Abbildung 32: Box Plot Diagramm des simulierten Jahresverbrauchs für Stichproben von 20 EE-Gemeinschaften mit unterschiedlichen Größen

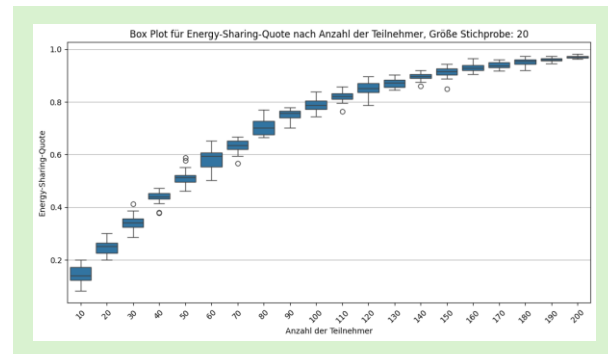


Abbildung 33: Box-Plot-Diagramm der Energy-Sharing-Quote für Stichproben von 20 EE-Gemeinschaften mit unterschiedlichen Größen

Für die Wirtschaftlichkeit der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft ist vor allem die Energy-Sharing-Quote entscheidend, also der Anteil des erzeugten EE-Stroms, der tatsächlich an die Mitglieder verteilt werden kann (siehe Abbildung 33). Dabei zeigt sich, dass die Energy-Sharing-Quote mit steigender Mitgliederzahl zunächst deutlich zunimmt.

Mit wachsender Gemeinschaft flacht dieser Zuwachs jedoch zunehmend ab. Der Grund dafür liegt darin, dass die verteilbare Strommenge durch die Erzeugung der PV-Anlage begrenzt ist. Auch wenn der Stromverbrauch der Gemeinschaft weiter steigt, kann nicht mehr Strom geteilt werden, als tatsächlich erzeugt wird. Die Kurve nähert sich daher mit zunehmender Mitgliederzahl asymptotisch einem Wert von 1 bzw. 100 % an.

5.3 Wirtschaftlichkeitsanalyse

Auf Basis der Energy-Sharing-Quoten der einzelnen EE-Gemeinschaften lässt sich unter Einbeziehung von Annahmen zu Kosten- und Margenstrukturen eine Wirtschaftlichkeitsrechnung erstellen.

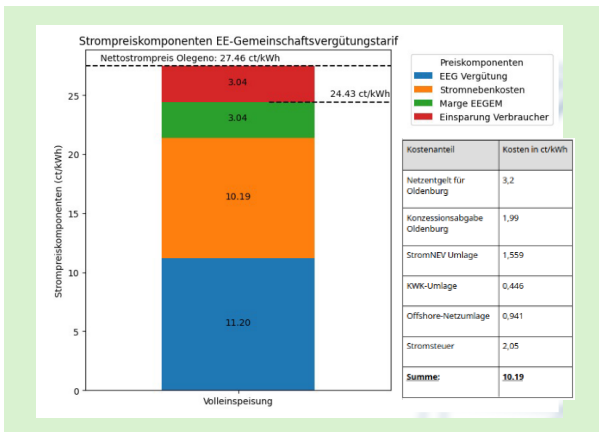


Abbildung 34: Links: Strompreiskomponenten der EE-Gemeinschaft Quartiersgarage zur Verdeutlichung der Entstehung des Strompreises und der Margen; Rechts: Zusammensetzung der Stromnebenkosten spezifisch für Oldenburg Anfang 2026

Der Strompreis innerhalb der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft wird für die weitere Berechnung entsprechend Abbildung 34 festgelegt. Die Quartiersgarage speist Strom derzeit zu einem Vergütungssatz von 11,20 ct/kWh in das öffentliche Netz ein. Für die Olegeno stellt dieser Wert die Untergrenze dar, die auch beim Energy Sharing mindestens erzielt werden muss.

Hinzu kommen die vollständigen Stromnebenkosten in Höhe von 10,19 ct/kWh für den Standort Oldenburg. Diese hängen teilweise vom jeweiligen Netzgebiet ab. Daraus ergibt sich ein Mindestverkaufspreis von 21,39 ct/kWh netto, bei dem für die Olegeno keine negative Marge entsteht.

Als Vergleichswert auf Seiten der Stromkund:innen wird der aktuelle Nettostrompreis der Olegeno von 27,46 ct/kWh herangezogen. Die Differenz zwischen diesem Vergleichspreis und dem Mindestverkaufspreis

beträgt 6,08 ct/kWh. Für die Kalkulation wird angenommen, dass dieser Differenzbetrag zu gleichen Teilen auf die Verkaufsmarge der Olegeno und die Ersparnis der Stromkund:innen aufgeteilt wird.

Daraus ergibt sich für die weitere Berechnung ein Strompreis innerhalb der Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft von 24,43 ct/kWh. Für jede innerhalb der Gemeinschaft geteilte Kilowattstunde würde die Olegeno damit einen Umsatz von 3,04 ct erzielen.

Auf der Kostenseite wurden für die **Olegeno** folgende Annahmen getroffen:

- **Fixkosten**
für Softwarelizenz beim Dienstleister: **1000 € pro Jahr**
- **Dienstleisterkosten**
pro Teilnehmer pro Monat: **50 % * 4 € pro Mitglied pro Monat**. Diese werden hälftig von der Olegeno und den Kunden getragen und spiegeln aktuelle Dienstleisterkosten für einen Mieterstromdienstleister in einem Projekt der Olegeno wider.
- **Zusätzliche Direktvermarktungskosten** für Überschussstrom: **0 €**

Für die Verbraucher:innen:

- **Smartmeterinstallation** bei der EWE NETZ: **0 €** (eigentlich 100 € bei Einbau auf Kundenwunsch)
- **Dienstleisterkosten** pro Teilnehmer pro Monat: **50 % * 4 € pro Mitglied pro Monat**
- **Smart Meter Betrieb** **0 €** (eigentlich 25,21 € / Jahr im Vergleich zu 21,21 € für moderne Messeinrichtungen („normale Zähler“))

Die laufenden Smartmeterkosten und die Kosten für die Installation bei der EWE NETZ wurden aktuell nicht in die Kalkulation für Verbraucher aufgenommen, weil zum Zeitpunkt unklar war, welche Kosten die EWE NETZ hierfür berechnet.

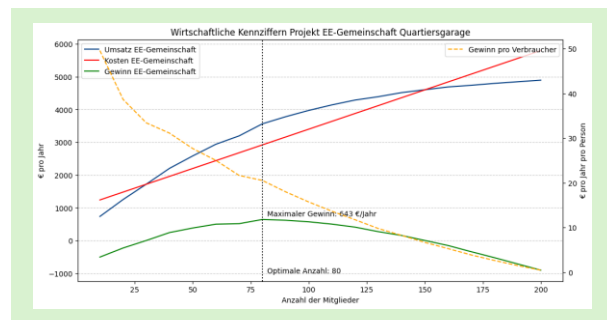


Abbildung 35: Wirtschaftliche Kennziffern des Projekts EE-Gemeinschaft Quartiersgarage abhängig von der Anzahl der Mitglieder

Abbildung 35 zeigt die wirtschaftlichen Kennziffern auf Basis der oben beschriebenen Annahmen und Berechnungen. Die rote Kurve stellt die mit der Anzahl der Teilnehmenden linear ansteigenden Kosten pro Kund:in dar. Die blaue Kurve zeigt den Umsatz der Olegeno, der sich aus

dem Produkt von geteilter Energiemenge und einer Stromverkaufsmarge von 3,04 ct/kWh ergibt. Entsprechend weist auch die Umsatzkurve einen ähnlichen asymptotischen Verlauf auf wie die zuvor dargestellte Energy-Sharing-Quote (siehe Abbildung 33).

Die Differenz zwischen Umsatz und Kosten ergibt den Gewinn der Olegeno. Unter den getroffenen Annahmen kann die Olegeno bei einer Gemeinschaftsgröße zwischen etwa 30 und 150 Mitgliedern einen geringen positiven Ertrag erzielen. Das rechnerische Maximum liegt bei 80 Mitgliedern und beträgt etwa **643 Euro pro Jahr**.

Gleichzeitig wird deutlich, dass die Olegeno von einer weiter steigenden Mitgliederzahl wirtschaftlich kaum profitiert, da die linear zunehmenden Kosten die zusätzlichen Umsätze weitgehend aufzehren. Vor diesem Hintergrund erscheint der erzielbare Gewinn zu gering, um den organisatorischen und administrativen Aufwand für die Betreuung einer größeren Zahl an Teilnehmenden wirtschaftlich zu rechtfertigen.

Bei den Einsparungen der Verbraucher:innen pro Jahr und Person, die in Abbildung 35 gelb gestrichelt dargestellt sind, zeigt sich ein etwas anderes Bild. Mit steigender Anzahl an Mitgliedern sinken die eingesparten Kosten pro Jahr rapide ab. Bei einer Gemeinschaftsgröße von 80 Kund:innen könnte jede teilnehmende Person im Mittel rund 20 Euro pro Jahr einsparen. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass es sich um einen Mittelwert handelt. Für Teilnehmende mit niedrigem Stromverbrauch oder einem aus Sicht der Energiegemeinschaft ungünstigen Verbrauchsverhalten, etwa bei einem hohen Verbrauch in sonnenarmen Viertelstunden, können die Einsparungen deutlich geringer ausfallen oder sogar in zusätzliche Kosten umschlagen. Dies wird auch in Abbildung 44 deutlich.

5.4 Sensitivitätsanalyse

Die bisherige Wirtschaftlichkeitsberechnung basiert auf einer Reihe von Annahmen, insbesondere zu Strompreis, Kostenstruktur, Mitgliederzahl und Energy-Sharing-Quote. Da diese Parameter in der Praxis variieren können, wird im folgenden Kapitel eine Sensitivitätsanalyse durchgeführt. Ziel ist es, die Robustheit der Ergebnisse zu prüfen und aufzuzeigen, welche Einflussgrößen die Wirtschaftlichkeit einer Energiegemeinschaft besonders stark bestimmen.

5.4.1 Variation der Einspeisevergütung

Im Ausgangsmodell erweist sich Energy Sharing mit der PV-Anlage auf der Quartiersgarage als wirtschaftlich eher unattraktiv. Ein wesentlicher Grund dafür ist der hohe Volleinspeise-Vergütungssatz nach dem EEG 2023, den die Anlage derzeit erhält. Für größere PV-Anlagen sowie für Teileinspeise-Anlagen liegen die Vergütungssätze deutlich niedriger, sodass der zusätzliche Erlös durch Energy Sharing im Verhältnis zur entgangenen Einspeisevergütung attraktiver ausfallen kann.

Vor diesem Hintergrund wird im Folgenden untersucht, wie sich die Wirtschaftlichkeit verändern würde, wenn für die betrachtete PV-Anlage statt des aktuellen Volleinspeise-Vergütungssatzes von 11,20 ct/kWh lediglich ein **Teileinspeise-Vergütungssatz von 6,43 ct/kWh** angesetzt würde, entsprechend dem Vergütungssatz für Januar 2025.

Unter dieser Annahme ergibt sich für die Margenberechnung folgende Ausgangslage:

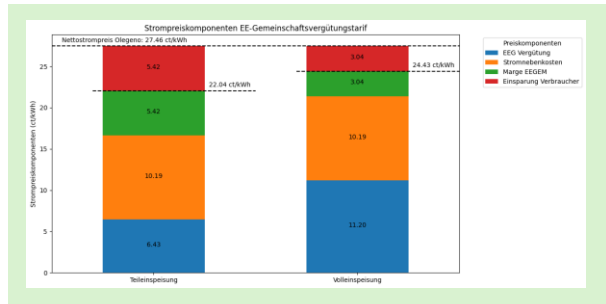


Abbildung 36: Darstellung der Strompreiskomponenten bei verschiedenen Vergütungssätzen der Quartiersgarage

Bei Ansatz des Teileinspeise-Vergütungssatzes würde sich die Marge auf den innerhalb der Energiegemeinschaft verkauften Strom auf 5,42 ct/kWh erhöhen. Damit verbessert sich die Wirtschaftlichkeit des Modells deutlich. Der entsprechende Gewinnverlauf ist in Abbildung 37 als orange gestrichelte Kurve dargestellt.

Das Gewinnmaximum würde in diesem Fall nicht mehr bei 80, sondern bei rund 120 Kundinnen und Kunden liegen. Mit einem **jährlichen Gewinn von etwa 3.667 Euro** wäre dieser rund sechsmal so hoch wie in der ursprünglichen Konstellation mit Volleinspeise-Vergütung.

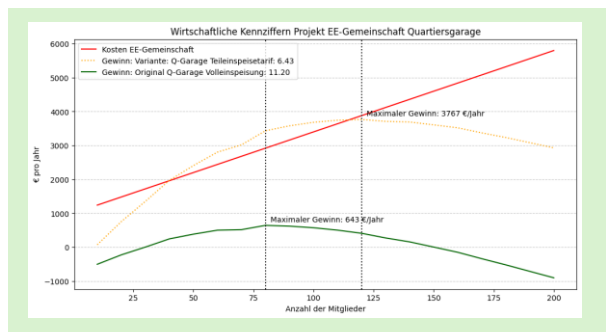


Abbildung 37: Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing bei unterschiedlichen Vergütungssätzen

5.4.2 Variation der monatlichen Kosten

Einen weniger starken Einfluss auf die Wirtschaftlichkeit hat die Veränderung der monatlichen Lizenzkosten. Diese wirken sich unmittelbar auf die Steigung der Kostenkurven aus. Wird der monatliche Kostenansatz auf 2 Euro pro Monat reduziert, steigt der rechnerische Gewinn von rund 600 Euro auf etwa 2.000 Euro pro Jahr an (siehe Abbildung 38).

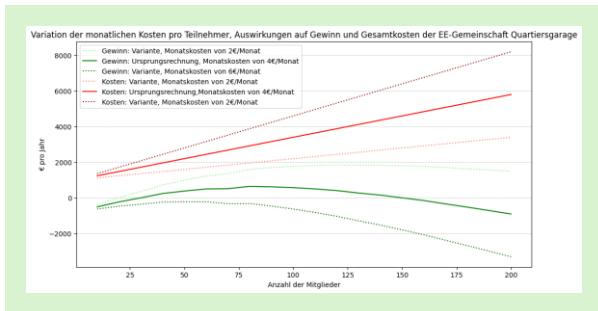


Abbildung 38: Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing bei Variation der laufenden Kosten pro Kunde

5.4.3 Reduktion der Netzentgelte nach österreichischem Vorbild

Im internationalen Vergleich setzt Österreich besonders starke wirtschaftliche Anreize für Energy Sharing. In lokalen Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften werden dort 57 % der Netzentgelte für den gemeinschaftlich genutzten Strom erlassen. Als lokale Energiegemeinschaften gelten dabei Konstellationen, die Strom ausschließlich in den unteren Netzebenen 6 und 7 teilen, also in der Niederspannung sowie im Übergangsbereich zwischen Nieder- und Mittelspannung.

Zusätzlich entfallen in Österreich der EE-Förderbeitrag in Höhe von 0,796 ct/kWh sowie die Elektrizitätsabgabe von 1,5 ct/kWh. Für eine Stadt wie Wien mit Netzentgelten von 9,47 ct/kWh ergibt sich daraus eine Reduktion der Stromnebenkosten um insgesamt 7,70 ct/kWh. Dieser Betrag kann in der Modellrechnung hälftig auf die Marge der Gemeinschaft und auf die Einsparung der Verbrauchenden verteilt werden.

Unter diesen Annahmen verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Quartiersgarage deutlich. Der maximale Gewinn steigt von rund 600 € im Ausgangsmodell auf etwa 6.000 € pro Jahr an und würde bei einer Gemeinschaftsgröße von rund 130 Kund:innen erreicht, wie in Abbildung 39 dargestellt.

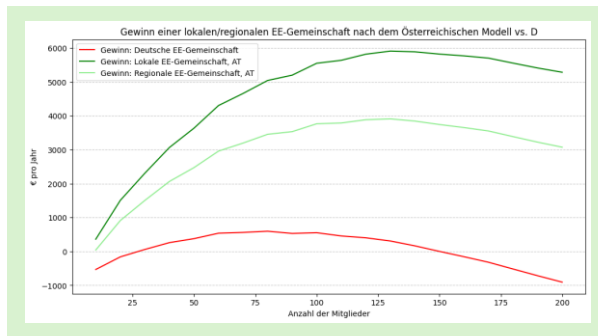


Abbildung 39: Wirtschaftlichkeit der EE-Gemeinschaft Quartiersgarage, Vergleich zwischen Deutschland und dem österreichischen Modell der lokalen und regionalen Energiegemeinschaft

Die regionale Erneuerbare-Energien-Gemeinschaft in Österreich umfasst die Netzebenen 4 bis 7, also den Bereich

von der Mittel- bis zur Niederspannung. Durch diesen größeren räumlichen Zuschnitt kann ein breiterer Teilnehmerkreis eingebunden werden. Gleichzeitig fällt die Reduktion der Netzentgelte mit 28 % geringer aus als bei lokalen Energiegemeinschaften. Entsprechend verbessert sich auch die Wirtschaftlichkeit des Modells weniger stark als im Fall der lokalen Gemeinschaft.

5.4.4 Stromsteuerbefreiung für Energy Sharing unterhalb von 4,5 km

Ein weiterer Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit ergibt sich aus einer möglichen Befreiung von der Stromsteuer. Nach § 9 Absatz 1 Nr. 3 Stromsteuergesetz (StromStG) sind Anlagen mit einer Leistung von unter 2 MW von der Stromsteuer befreit, sofern sie Strom im räumlichen Zusammenhang an Letztverbraucher:innen liefern. Der Bundesfinanzhof hat diesen räumlichen Zusammenhang in einem Urteil vom 30. Juni 2021 mit einer Entfernung von weniger als 4,5 km konkretisiert²⁸.

Auf Grundlage der analysierten Mitgliederstruktur der Olegeno wurde geprüft, welche Haushalte innerhalb dieses räumlichen Zusammenhangs zur Quartiersgarage liegen. Dabei zeigt sich, dass rund 160 Haushalte in diesem Radius liegen und damit grundsätzlich von einer Befreiung von der Stromsteuer in Höhe von 2,05 ct/kWh profitieren könnten (siehe Abbildung 40).

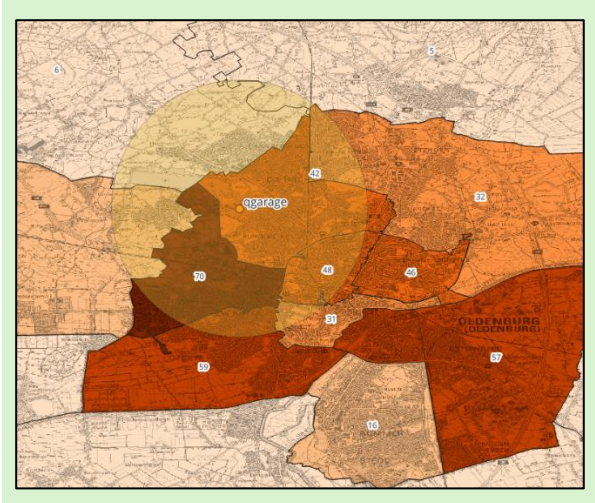


Abbildung 40: Karte von Oldenburg mit Postleitzahlgebieten eingefärbt nach Anzahl der dort wohnenden Genossenschaftsmitglieder und Standort der Quartiersgarage mit 4,5 km Radius

Für die Kund:innen innerhalb des 4,5-km-Radius könnte der Strompreis damit um 1,025 ct/kWh reduziert werden, wenn die Hälfte der Stromsteuerersparnis an die Teilnehmenden weitergegeben wird. Gleichzeitig würde sich die Marge der Energiegemeinschaft um denselben Betrag erhöhen. Der entsprechende Unterschied in den Margen ist in Abbildung 41 dargestellt.

²⁸ Forvis Mazars Steuerbefreiungen-nach-stromsteuergesetz (2023), Zugriff am 26.3.2026: <https://www.forvismazars.com/de/de/ueber-uns/aktuelles/pressemedien/newsletter/newsletter-public-sector/newsletter-public-sector-2-2023/steuerbefreiungen-nach-stromsteuergesetz>

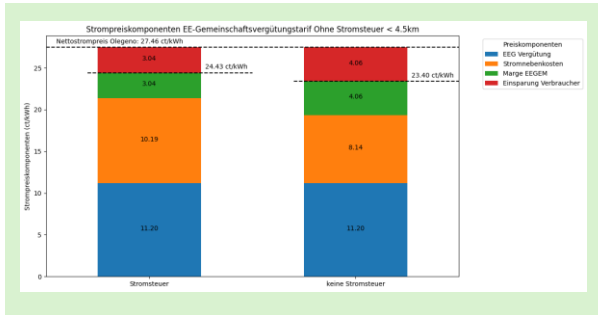


Abbildung 41: Darstellung der Strompreiskomponenten mit und ohne Stromsteuer und Auswirkungen auf den Strompreis in der EE-Gemeinschaft

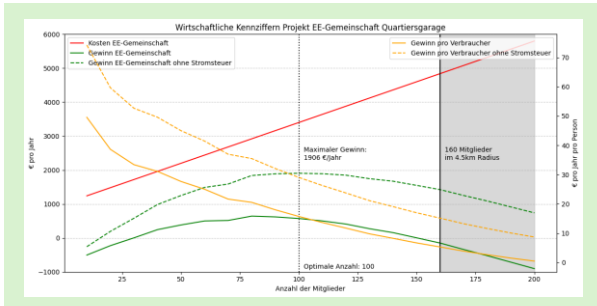


Abbildung 42: Wirtschaftlichkeit der EE-Gemeinschaft mit und ohne Stromsteuer

Durch die Stromsteuerbefreiung würde der maximale Gewinn der Energiegemeinschaft mit der Quartiersgarage bei rund 1.906 Euro pro Jahr liegen. Die durchschnittliche Einsparung der Verbrauchenden würde bei einer Gemeinschaftsgröße von 100 Kund:innen auf etwa 30 Euro pro Jahr steigen, gegenüber ursprünglich rund 20 Euro pro Jahr.

Sofern die Voraussetzungen technisch und organisatorisch erfüllt werden können, sollte diese Möglichkeit bei der Vermarktung des Stroms zusätzlich genutzt werden. Zu berücksichtigen ist jedoch, dass die Inanspruchnahme der Stromsteuerbefreiung mit zusätzlichem administrativem Aufwand verbunden ist, da entsprechende Meldungen gegenüber dem Zoll erforderlich sind.

Exkurs: Verteilungsschlüssel beim Energy Sharing

Ein weiterer zentraler Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing ist der Aufteilungsschlüssel, nach dem die erzeugten Strommengen den teilnehmenden Verbrauchern zugeordnet werden. Bevor die Auswirkungen unterschiedlicher Aufteilungslogiken im Rahmen der Sensitivitätsanalyse untersucht werden, wird im Folgenden zunächst erläutert, welche Funktion der Aufteilungsschlüssel im Energy Sharing einnimmt und welche grundlegenden Ausgestaltungsformen zu unterscheiden sind.

Nach § 42c Absatz 3 Satz 2 EnWG ist im Vertrag zur gemeinsamen Stromnutzung zwischen Anlagenbetreiber und Letztverbraucher:innen vorab ein Aufteilungsschlüssel festzulegen. Dieser regelt den „Umfang des Rechts zur Nutzung der Elektrizität“ der EE-Anlage. Im Kern geht es dabei um die Frage, welcher Letztverbraucher in welcher Viertelstunde des Jahres welchen Anteil des erzeugten Solarstroms erhält. Abbildung 43 zeigt hierzu beispielhaft einen typischen Märztag, an dem zur Mittagzeit ein Stromüberschuss entsteht, während in den Nachtstunden eine Unterdeckung vorliegt. Für jede Viertelstunde des Tages muss der erzeugte Strom der PV-Anlage den teilnehmenden Nutzer:innen zugeordnet werden. Das Diagramm verdeutlicht damit, dass die Verteilung des Solarstroms auf Verbrauchsprofile mit unterschiedlichen Lastverläufen abgestimmt werden muss.

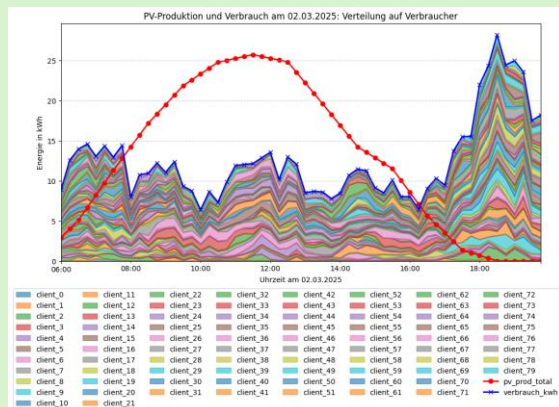


Abbildung 43: PV-Produktion und gestapelte Lastprofile der Verbraucher am 02.03.2025

Grundsätzlich lassen sich drei Varianten mit unterschiedlichen Vor- und Nachteilen des Aufteilungsschlüssels unterscheiden, die so auch in der Gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung (GGV) Anwendung finden:

Statisch: Jedem Teilnehmenden steht in jeder Viertelstunde derselbe Anteil am erzeugten Solarstrom zu.

Beispiel: Bei zehn Verbrauchenden hat jede Person in jeder Viertelstunde Anspruch auf 10 % des erzeugten Solarstroms. Wird dieser Anteil in einer Viertelstunde nicht genutzt, kann er nicht an andere Teilnehmende weitergegeben werden. Der nicht genutzte Strom muss stattdessen anderweitig vermarktet werden.

Dieses Modell gilt als vergleichsweise einfach und formal gleichbehandelnd, ist jedoch sowohl für Anlagenbetreiber als auch für die Gemeinschaft insgesamt häufig wirtschaftlich unattraktiv, da es die tatsächliche Nutzung des erzeugten Stroms begrenzt.

Dynamisch: Jeder Teilnehmende erhält Solarstrom im Verhältnis seines Stromverbrauchs zum Gesamtstromverbrauch.

Beispiel: Verbraucht Kunde A in einer Viertelstunde 80 % des Gesamtstroms und Kunde B 20 %, so erhält Kunde A auch 80 % und Kunde B 20 % des in dieser Viertelstunde verfügbaren Solarstroms.

Während bei dieser Variante immer das Maximum des Solarstroms an die Kunden verkauft werden kann, profitieren große Stromverbraucher verhältnismäßig stärker vom dynamischen Schlüssel. Stromsparende Kunden könnten sich ungerecht behandelt fühlen.

Hybridmodell: Eine Kombination aus statischem und dynamischem Aufteilungsschlüssel.

Beim Hybridmodell wird der erzeugte Solarstrom zunächst nach einem statischen Schlüssel verteilt. Nicht genutzte Anteile werden anschließend in einem zweiten Schritt dynamisch auf diejenigen Teilnehmenden verteilt, deren Strombedarf in der jeweiligen Viertelstunde noch nicht gedeckt ist.

Dieses Modell verbindet damit Elemente beider Ansätze: Es schafft zunächst eine gleichmäßige Grundverteilung und ermöglicht zugleich, einen möglichst hohen Anteil des erzeugten Stroms tatsächlich innerhalb der Gemeinschaft zu nutzen.

Die drei Verteilungsschlüssel wurden für die EE-Gemeinschaft *Quartiersgarage* angewendet, um herauszufinden, wie sich die Wahl des Verteilungsschlüssels auf die Ersparnisse der Verbraucher und auf den Gewinn der Olegeno auswirken.

Die Abbildung 44 zeigt den Gewinn bzw. die Ersparnisse der Kunden bei einer EE-Gemeinschaft mit 80 Teilnehmenden bei unterschiedlich gewählten Aufteilungsschlüsseln. Dabei fällt zunächst auf, dass der statische Schlüssel den Kunden die geringsten Ersparnisse bringt. Gleichzeitig weist er die geringste Spreizung auf. Der Medianwert der Ersparnis liegt in diesem Fall bei etwa 5 Euro pro Jahr.

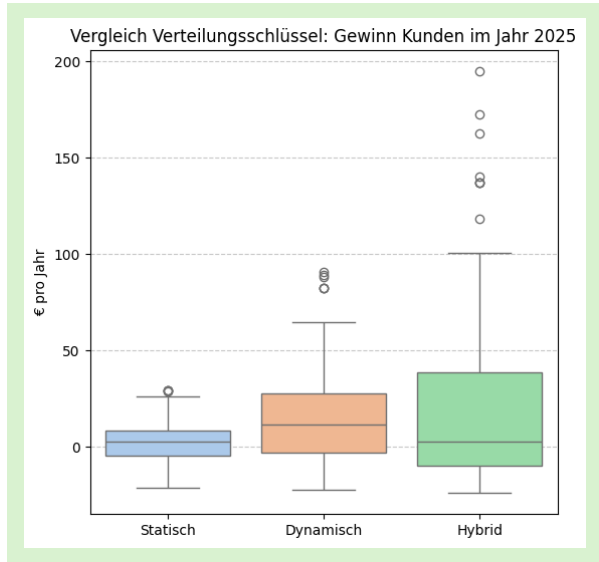


Abbildung 44: Vergleich des Gewinns der Kunden für verschiedene Verteilungsschlüssel als Box-Plot-Diagramm

Beim dynamischen Aufteilungsschlüssel liegt der Median der Einsparung mit rund 15 €/Jahr etwas höher, zugleich ist die Spreizung deutlich größer. In der betrachteten Konstellation reichen die Einsparungen von etwa -20 bis 110 Euro pro Jahr.

Am stärksten fällt die Spreizung im Hybridmodell aus. Hier ergeben sich für die betrachtete Energiegemeinschaft Einsparungen zwischen etwa -25 und 180 Euro pro Jahr.

Insgesamt wird deutlich, dass der statische Schlüssel zwar eine hohe Verteilungsgerechtigkeit im Sinne gleicher Grundansprüche aufweist, zugleich aber dazu führt, dass alle Letztverbraucher:innen im Durchschnitt geringere wirtschaftliche Vorteile erzielen.

Die Auswirkungen der Wahl des Aufteilungsschlüssels auf die Eigenverbrauchs- bzw. Energy-Sharing-Quote des Olegeno-Projekts sind in Abbildung 45 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass der statische Aufteilungsschlüssel selbst bei einer Gemeinschaftsgröße von 200 Mitgliedern nur eine Quote von rund 0,65 erreicht. Demgegenüber liegen die Werte beim dynamischen und beim hybriden Schlüssel bereits bei über 0,95.

Zudem wird deutlich, dass das Hybridmodell im Bereich kleinerer Gemeinschaftsgrößen zwischen 10 und 50 Mitgliedern noch nicht die Energy-Sharing-Quoten des dynamischen Schlüssels erreicht. Der Grund hierfür liegt darin, dass der erzeugte Solarstrom im Hybridmodell in dieser Phase noch nicht so effizient verteilt werden kann wie bei einer vollständig dynamischen Zuordnung.

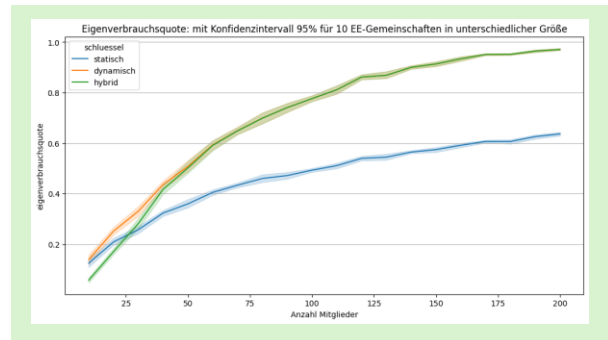


Abbildung 45: Energy-Sharing-Quote von 10 EE-Gemeinschaften bei unterschiedlichen Verteilungsschlüsseln in Abhängigkeit der Anzahl der Mitglieder

Die schlechteren Energy-Sharing Quoten für den statischen und den hybriden Schlüssel spiegeln sich auch in der Wirtschaftlichkeit wider, die in Abbildung 46 dargestellt wird.

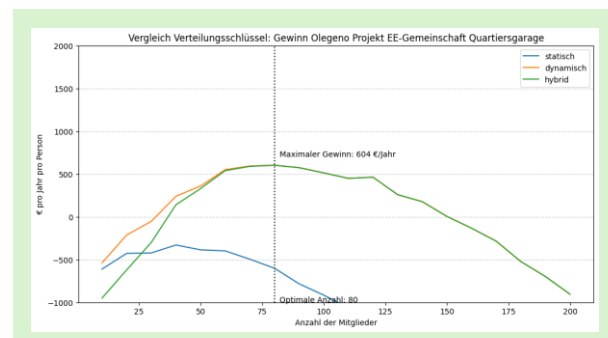


Abbildung 46: Wirtschaftlichkeit der EE-Gemeinschaft bei verschiedenen Verteilungsschlüsseln

Der **dynamische Aufteilungsschlüssel** (orange Linie) bildet die Ausgangsrechnung ab, die auch in den vorangegangenen Kapiteln verwendet wurde. Er ermöglicht in jeder Viertelstunde eine möglichst vollständige Verteilung des verfügbaren Solarstroms innerhalb der Gemeinschaft.

Beim **statischen Aufteilungsschlüssel** (blaue Linie) lässt sich aufgrund der geringeren Menge tatsächlich geteilter Energie in keiner betrachteten Gemeinschaftsgröße ein wirtschaftlicher Gewinn erzielen. Das Modell erweist sich damit aus ökonomischer Sicht als deutlich nachteilig.

Der **hybride Aufteilungsschlüssel** (grüne Linie) erreicht ab einer Gemeinschaftsgröße von etwa 60 Mitgliedern eine ähnliche Wirtschaftlichkeit wie der dynamische Schlüssel. Wenn also eine hohe Zahl an Teilnehmenden erwartet wird, kann das Hybridmodell als etwas ausgewogenere Verteilungslogik in Betracht gezogen werden. Für Projektprototypen oder kleinere Energiegemeinschaften mit zunächst geringer Teilnehmerzahl ist hiervon jedoch eher abzuraten.

Insgesamt zeigt sich, dass der statische Schlüssel für Energy Sharing nicht zu empfehlen ist, da mit ihm erhebliche wirtschaftliche Einbußen verbunden wären.

5.5 Energy Sharing mit mehreren PV-Anlagen

Die Olegeno betreibt nicht nur die betrachtete PV-Anlage auf der Quartiersgarage. Neben dieser Anlage mit einer installierten Leistung von 175 kWp gehört auch eine weitere PV-Anlage auf der Feuerwache mit 42 kWp zum Anlagenbestand der Genossenschaft. Darüber hinaus ist im Süden Oldenburgs (Haschenbrok) eine Freiflächenanlage mit 955 kWp und Südausrichtung in Planung (vgl. Abbildung 47).



Abbildung 47: Standorte der Auswahl der PV-Anlagen mit Volleinspeisung der Olegeno

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, wie Energy Sharing ausgestaltet werden kann, wenn nicht nur eine einzelne, sondern mehrere Erzeugungsanlagen in eine Energiegemeinschaft eingebunden werden. Im folgenden Kapitel wird daher untersucht, welche Auswirkungen die Einbindung mehrerer PV-Anlagen auf die Nutzung des Stroms und die Wirtschaftlichkeit des Modells hat.

Da die Anlage in Haschenbrok aktuell nur in Planung und noch nicht in Betrieb genommen ist, wurde ihre Stromerzeugung für dieses Jahr auf Basis der standortspezifischen Wetterdaten simuliert. Die Stromerzeugung der drei PV-Anlagen innerhalb des Energy-Sharing-Modells ist in Abbildung 48 dargestellt. Dabei zeigt sich, dass die Anlage in Haschenbrok im Jahr 2025 rund 85 % der gesamten Stromerzeugung der großen Energiegemeinschaft bereitgestellt hätte.

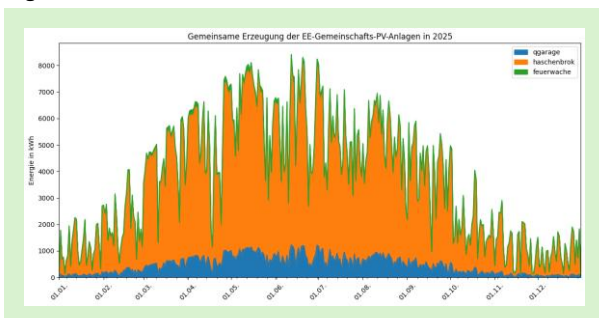


Abbildung 48: Gestapelte PV-Erzeugung der drei ausgewählten Anlagen im Jahr 2025, Anlage Haschenbrok simuliert.

Da die einzelnen PV-Anlagen über unterschiedlich hohe Vergütungssätze verfügen, ergeben sich je Anlage unterschiedliche Margen im Rahmen des Energy Sharing. Diese Unterschiede sind in Abbildung 49 dargestellt.

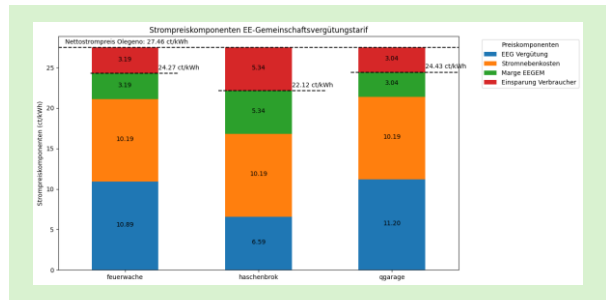


Abbildung 49: Darstellung der Strompreiskomponenten der drei PV-Anlagen

Jede PV-Anlage würde ihren Strom somit grundsätzlich zu einem unterschiedlichen Preis an die EE-Gemeinschaft abgeben. Um die Komplexität der Abwicklung in der vorliegenden Studie zu begrenzen, wurde für alle PV-Anlagen ein einheitlicher Strompreis von 24,50 ct/kWh angesetzt (siehe Abbildung 50).

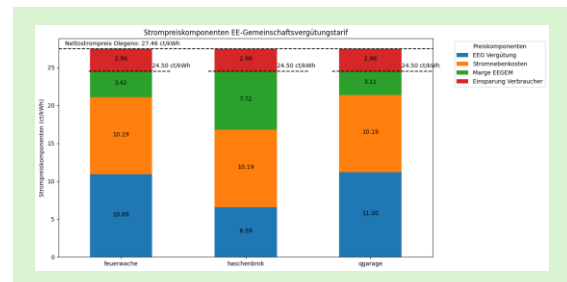


Abbildung 50: Darstellung der Strompreiskomponenten der drei PV-Anlagen bei festgelegtem Strompreis

Daraus ergibt sich, dass die Olegeno einen höheren Gewinn erzielt, wenn innerhalb der Energiegemeinschaft vorrangig Strom aus Haschenbrok genutzt wird, da die dortige EEG-Vergütung aufgrund der größeren Anlagengröße deutlich niedriger ausfällt. Um den maximalen wirtschaftlichen Vorteil für die Genossenschaft abzubilden, wurde im Energy-Sharing-Algorithmus daher hinterlegt, dass zunächst bevorzugt Strom aus Haschenbrok an die Gemeinschaft verteilt wird.

Für die große EE-Gemeinschaft ergeben sich die in Abbildung 51 dargestellten Energy-Sharing-Quoten. Dabei zeigt sich, dass Quoten von über 0,95 erst bei einer Gemeinschaftsgröße von rund 1.600 Kund:innen erreicht werden können.

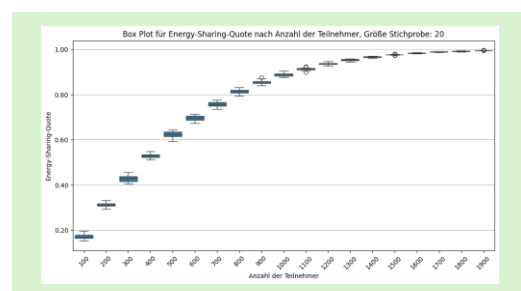


Abbildung 51: Box Plot Diagramm der Energy-Sharing-Quote für EE-Gemeinschaften mit unterschiedlichen Größen

Die Wirtschaftlichkeit der großen EE-Gemeinschaft aus drei PV-Anlagen ist in Abbildung 52 dargestellt.

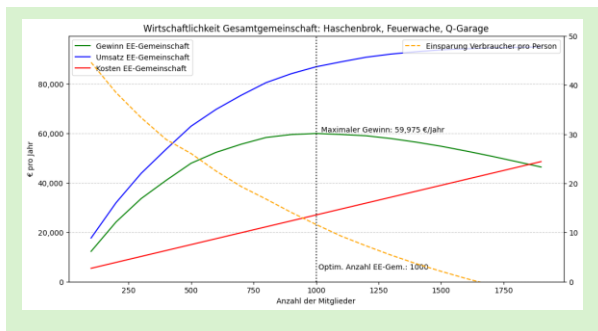


Abbildung 52: Wirtschaftlichkeit der Gesamtgemeinschaft in Abhängigkeit der Anzahl der Mitglieder

Die drei Anlagen zusammen erzielen bei einer optimalen Gemeinschaftsgröße von rund 1.000 Kund:innen einen jährlichen Gewinn von knapp **60.000 Euro**. Damit bewegt sich die Wirtschaftlichkeit in dieser Konstellation, insbesondere aufgrund der unterschiedlichen Margen infolge der niedrigeren Vergütungssätze, in einer deutlich anderen Größenordnung als bei der Betrachtung einzelner Anlagen.

Um die wirtschaftliche Attraktivität mehrerer PV-Anlagen im Energy Sharing vergleichbar zu machen, kann der spezifische Umsatz pro kWp installierter PV-Leistung betrachtet werden. Dieser ist in Abbildung 53 dargestellt.

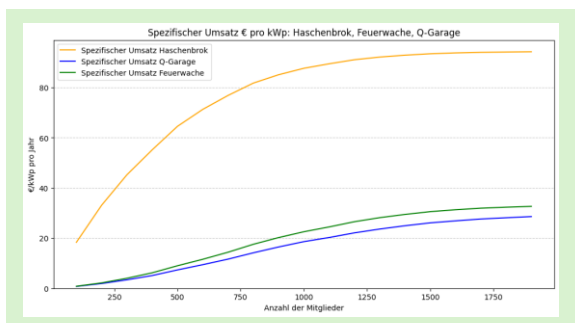


Abbildung 53: Spezifische Umsätze der PV-Anlagen im Vergleich

Bei einer Gemeinschaftsgröße von 1.000 Mitgliedern erwirtschaftet jedes installierte kWp der Anlage in Haschenbrok rund 90 Euro pro Jahr, während die Anlagen auf der Feuerwache und der Quartiersgarage lediglich etwa 20 bis 25 Euro pro kWp erzielen. Die Anlage in Haschenbrok ist damit mehr als dreimal so umsatzstark wie die beiden kleineren Bestandsanlagen.

Daraus wird deutlich, dass insbesondere größere PV-Anlagen mit niedrigen Vergütungssätzen wirtschaftlich besonders attraktiv für Energy Sharing sein können. Dies gilt in besonderem Maße für Post-EEG-Anlagen, die für eingespeisten Strom nur noch den Börsenwert beziehungsweise den Vermarktungserlös am Strommarkt erhalten.

5.6 Energy Sharing und Olegeno Ladesäulen

Die Olegeno betreibt in Oldenburg insgesamt 34 AC-Ladesäulen, die sich überwiegend im Bereich der Innenstadt befinden. Hiervon versorgen 15 Ladesäulen den örtlichen Carsharing Anbieter Cambio. Weitere 19 Ladesäulen sind öffentlich zugänglich und können von Kunden mit Ladekarten unterschiedlicher Anbieter genutzt werden.

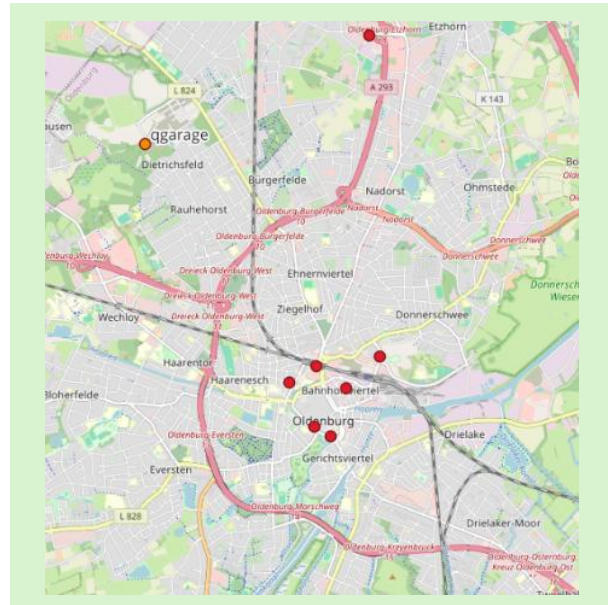


Abbildung 54: Karte der Standorte der Olegeno Ladesäulen

Die verschiedenen Ladesäulentypen und Standorte werden unterschiedlich stark frequentiert und weisen daher teils deutlich voneinander abweichende Lastprofile auf. Vor diesem Hintergrund wird im folgenden Kapitel untersucht, ob und in welchem Umfang es wirtschaftlich attraktiv ist, die von der Olegeno betriebenen Ladesäulen mit Strom aus den drei zuvor betrachteten PV-Anlagen Quartiersgarage, Feuerwache und Haschenbrok zu versorgen. Sämtliche Ladepunkte und Erzeugungsanlagen sind grundsätzlich innerhalb des Bilanzierungsgebiets der EWE NETZ GmbH angeschlossen und erfüllen damit die räumliche Voraussetzung für eine gemeinschaftliche Nutzung im Rahmen von Energy Sharing.

Die Nutzungszeiten und geladenen Energiemengen jeder einzelnen Ladesäule werden über die zugehörige Software erfasst. Auf Grundlage dieser Daten konnte mithilfe eines vereinfachten Modells für AC-Ladesäulen ein Lastgang je Ladepunkt abgeleitet werden. Der aggregierte Lastgang aller Ladesäulen ist im untenstehenden Diagramm dargestellt. Dabei zeigt sich, dass der gemeinsame Ladebedarf über das Jahr 2025 hinweg vergleichsweise konstant verläuft. Im Mittel werden über die von der Olegeno betriebenen Ladesäulen täglich knapp 1.000 kWh Strom an angeschlossene Elektrofahrzeuge abgegeben. Aus dem Diagramm der Tagessummen (Abbildung 55) wird zugleich ersichtlich, dass insbesondere in den Sommermonaten noch zusätzliche Strommengen innerhalb der Energiegemeinschaft genutzt werden könnten. Grundsätzlich bestünde damit Potenzial, entweder weitere Ladesäulen

oder zusätzliche Verbrauchsstellen in das Modell einzu-beziehen.

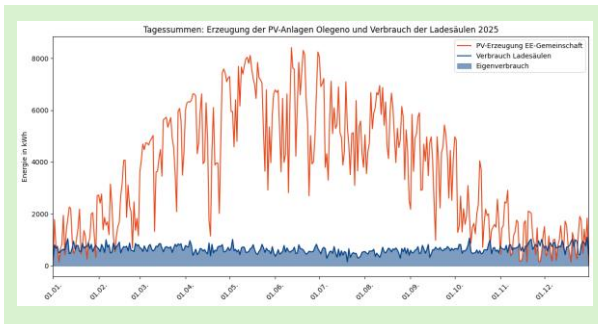


Abbildung 55: Tagessummen der drei PV-Anlagen Quartiersgarage, Haschenbrok und Feuerwache und des summierten Verbrauchs der Ladesäulen für 2025

Margen

Da die betrachteten Ladesäulen ebenfalls im Eigentum der Olegeno stehen, entfällt bei der Stromlieferung an diese Ladepunkte eine Aufteilung der Marge zwischen Anlagenbetreiber und externen Stromkund:innen. Stattdessen kann die gesamte Differenz zwischen dem Nettostrompreis und der EEG-Vergütung als Marge innerhalb der Olegeno berücksichtigt werden. Die entsprechende Kalkulationslogik ist in Abbildung 56 dargestellt.

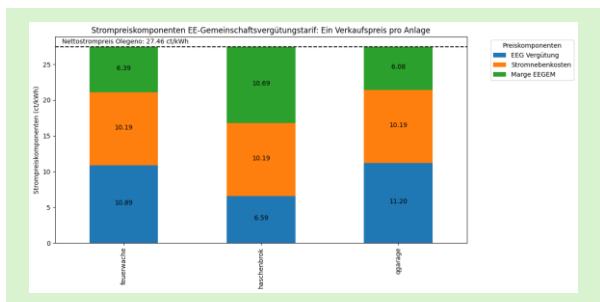


Abbildung 56: Strompreiskomponenten bei Verkauf an Olegeno Ladesäulen

Kosten

Die 34 Ladesäulen werden über insgesamt 14 Stromzähler abgerechnet. Damit ergeben sich 14 separate Stromanschlüsse (= Kunden), für die jeweils laufende Kosten von 4 Euro pro Monat angesetzt werden. Diese Kosten fallen in der vorliegenden Konstellation vollständig bei der Olegeno an und werden nicht zwischen Stromlieferant und Kunde aufgeteilt. Die einmaligen Fixkosten für die Einrichtung der Energiegemeinschaft wurden mit 3.000 Euro veranschlagt. Hintergrund ist, dass die Ladesäulen zunächst auf intelligente Messsysteme umgestellt werden müssten. Weitere laufende Kosten wurden in der vorliegenden Berechnung nicht berücksichtigt.

Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit dieser Kombination ist in Abbildung 57 dargestellt. Für die 14 Verbrauchsstellen ergibt sich durch den Verkauf des Stroms aus den PV-Anlagen ein

jährlicher Gewinn von rund 13.000 Euro. Zum Vergleich: Der Verkauf von Strom aus der Quartiersgarage an 80 Haushaltskund:innen führte trotz deutlich höherem Abrechnungsaufwand lediglich zu einem jährlichen Überschuss von etwa 600 Euro.

Die hohe Wirtschaftlichkeit der Ladesäulen ergibt sich zum einen aus dem hohen Stromverbrauch je Zählpunkt von rund 16.700 kWh pro Jahr. Zum anderen muss in dieser Konstellation keine Marge zwischen Stromverkäufer und Stromkäufer aufgeteilt werden, da sowohl die Erzeugungsanlagen als auch die Ladeinfrastruktur von der Olegeno betrieben werden.

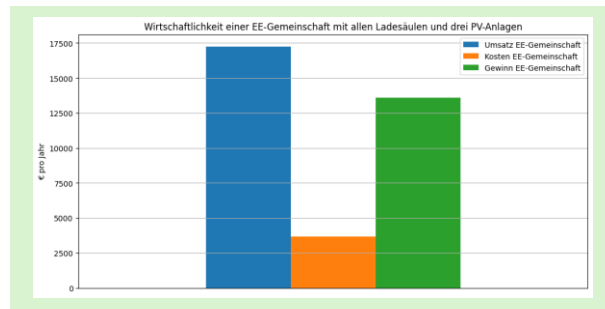


Abbildung 57: Wirtschaftlichkeit der EE-Gemeinschaft der Olegeno Anlagen mit den Olegeno Ladesäulen

Rechtliche Einschätzung der Konstellation

Nach § 42c Absatz 1 EnWG kann der Betreiber einer Anlage die erzeugte Elektrizität mit anderen Letztverbrauchern gemeinsam nutzen. Nicht vorgesehen ist hingegen, dass ein Anlagenbetreiber den Strom aus eigenen Erzeugungsanlagen im Rahmen von Energy Sharing an eigene Verbrauchseinrichtungen liefert. Zu dieser Einschätzung gelangt auch das Whitepaper des FFE²⁹, das ausdrücklich auf unzulässige Konstellationen hinweist und explizit den Fall eines Unternehmens beschreibt, das Ladesäulen auf einem anderen Grundstück mit PV-Strom aus Anlagen auf dem eigenen Grundstück versorgen möchte. Ähnlich wie auch beim Olegeno-Fallbeispiel.

Für die vorliegende Konstellation bedeutet dies, dass die Anlagen der Olegeno grundsätzlich andere Letztverbraucher:innen im Bilanzierungsgebiet mit Strom versorgen könnten, nicht jedoch die von der Olegeno selbst betriebenen Ladesäulen. Dies führt zu der Situation, dass eine Versorgung nahezu aller anderen zulässigen Teilnehmenden im Netzgebiet denkbar wäre, nicht jedoch der eigenen Ladeinfrastruktur. Denkbar wäre zwar eine organisatorische Umstrukturierung, etwa durch eine Ausgründung des Ladesäulenbetriebs in eine eigenständige Gesellschaft. Auch indirekte Gestaltungen, bei denen sich verschiedene Akteure gegenseitig mit Strom beliefern, erscheinen theoretisch konstruierbar. Solch ein Modell würde jedoch dem Grundgedanken des § 42c EnWG nur eingeschränkt entsprechen und erscheint für die weitere Betrachtung nicht zielführend.

²⁹ 2026, Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., Gesetzliche Premiere für Energy Sharing – Regulatorische Rahmenbedingungen und nächste Schritte

Theoretisch könnte die Versorgung der eigenen Ladeinfrastruktur auch über ein Strombilanzkreismodell abgebildet werden. In der hier betrachteten Größenordnung ist jedoch davon auszugehen, dass eine solche Lösung aufgrund zusätzlicher Dienstleistungs- und Abwicklungskosten wirtschaftlich kaum tragfähig wäre. Hierauf weist auch die Landesenergie- und Klimaschutzagentur Mecklenburg-Vorpommern (2026) hin.

5.7 Fazit genossenschaftliches Energy Sharing in Oldenburg

Im Fallbeispiel der Olegeno wurde die Wirtschaftlichkeit von verschiedenen Ansätzen genossenschaftlichen Energy Sharings mit zentralen PV-Anlagen ermittelt. Die ursprüngliche Idee des Teilens von Energie der PV-Anlage Quartiersgarage ist wirtschaftlich wenig attraktiv und verglichen mit dem organisatorischen Aufwand bis zu 100 Verbraucher:innen zu versorgen, nicht zu empfehlen. Der Grund hierfür ist ihre hohe Einspeisevergütung und die daraus resultierende geringe Marge im Stromverkauf und -einkauf.

Im Gegensatz dazu ist die Vermarktung von PV-Strom aus der noch zu bauenden PV-Anlage in Haschenbrok eher zu empfehlen, da sie eine relativ geringe Einspeisevergütung erhalten wird und es erlaubt mehr Stromkunden zu versorgen. Für die Versorgung von den bis zu 2000 Kunden ist allerdings ein sehr hoher Digitalisierungsgrad in der Abwicklung des Energy Sharings (On-Boarding, Bilanzierung, Abrechnung, Kundenbetreuung, ...) unbedingt notwendig. Den zukünftigen Kunden muss allerdings ein gutes Strompreisangebot gemacht werden, um eine hohe Kundenanzahl zu erreichen, welche für gute Energy-Sharing-Quoten notwendig sind. Dies würde eine große Herausforderung für die Olegeno darstellen.

Die wirtschaftlich sehr attraktive Versorgung der genossenschaftlichen Ladesäulen mit ihrem charakteristischen hohen Stromverbrauch ist nach dem aktuellen Gesetz voraussichtlich nicht möglich.

6 Umfeld- analyse



Für das regulatorische Umfeld von Energy Sharing im Stromsektor werden aktuell verschiedene Anpassungen diskutiert, die sich nicht direkt auf Energy Sharing beziehen, aber potenziell eine erhebliche Rückwirkung auf Energy Sharing und die darauf aufbauenden Geschäftsmodelle haben können. Daher fokussiert sich dieser Abschnitt auf die Identifikation der für Energy Sharing relevanten Anpassungsoptionen im Regelrahmen des Stromsektors, die aktuell diskutiert werden und identifiziert potenzielle Rückwirkungen auf die in der Studie analysierten Anwendungsfälle.

Folgende drei Anpassungen wurden für die Analyse ausgewählt: (1) dynamisch-zeitvariable Netzentgelte, (2) Beteiligung der Erzeuger an den Netzentgelten (sogenannte G-Komponente) und (3) Änderung des Förderregimes für erneuerbare Energien. Im Folgenden werden diese drei Optionen zunächst skizziert und anschließend mögliche Effekte auf Energy Sharing analysiert.

(1) Dynamische-zeitvariable Netzentgelte

Hintergrund dieser Entwicklung ist, dass die Strom-Netzentgeltverordnung (StromNEV) Ende 2028 ausläuft. Aufgrund des Urteils des Europäischen Gerichtshofs zur mangelnden Unabhängigkeit der Bundesnetzagentur (BNetzA) muss diese die bisherige Regelung durch neue Festlegung(en) ersetzen. Im Mai 2025 hat die BNetzA das Diskussionspapier zur Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom (AgNes) veröffentlicht, in dem mehrere Anpassungsoptionen vorgestellt und diskutiert werden. Darunter auch dynamische Netzentgelte.

Statische zeitvariable Netzentgelte sind eine einfache Form der Dynamisierung, für die die BNetzA bereits eine konkrete Umsetzungsmöglichkeit in ihre Festlegung zu steuerbaren Verbrauchseinrichtungen geschaffen hat.³⁰ Niederspannungsbetreiber müssen seit April 2025 für steuerbare Verbrauchseinrichtungen zeitvariable Netzentgelte mit drei Preisstufen (Hochlasttarif/Niedriglasttarif/Standardtarif) anbieten. Diese sind konstant über mindestens ein Quartal und haben damit keinen Bezug zur jeweils aktuellen Netzsituation. Im Vergleich dazu sind dynamische Netzentgelte zeitlich und räumlich höher aufgelöst. Dynamische Netzentgelte würden die Auslastung der Netze in ein zeitlich differenziertes lokales Preissignal zum Beispiel für den Folgetag umsetzen. Aktuell in der Diskussion ist zunächst die Einführung auf den obersten Spannungsebenen in Engpasssituationen, die jedoch bis an die unteren Spannungsebenen weitergereicht werden sollen.

Bezug zu Energy Sharing und möglich Rückwirkungen

Zeitvariable Netzentgelte zielen darauf ab, flexiblen Stromverbrauch stärker an der aktuellen Auslastung der Netze auszurichten und so auch die Netzentgeltkosten zu senken. Dies kann jedoch je nach konkreter Ausgestaltung

und der eingesetzten Energy-Sharing-Erzeugungstechnologie die Attraktivität einer Teilnahme am Energy Sharing für Netznutzende mit steuerbaren Verbrauchseinrichtungen mindern. So kann es beispielsweise wirtschaftlich deutlich günstiger sein, Strom nachts zu verbrauchen, sollten dann die Netzentgelte niedrig sein, statt tagsüber, wenn die PV-Anlagen der Energy-Sharing-Gemeinschaft produzieren.

(2) Beteiligung der Erzeuger an den Netzentgelten

Ebenfalls im Zuge der Rahmenfestlegung der Allgemeinen Netzentgeltssystematik Strom hat die BNetzA auch Netzentgelte für Erzeuger in die Diskussion eingebracht; diese sind in Deutschland bislang von Netzentgelten befreit.

Eine Anpassungsoption ist neben Verbrauchenden auch Einspeisende bzw. Prosumer (über eine sogenannte G-Komponente) an den Netzkosten durch Einspeiseentgelte zu beteiligen. Ein Baukostenzuschuss (BKZ) für Stromeinspeisung könnte ergänzend zu einem Einspeiseentgelt im Zuge der Anschlusserrichtung und -erweiterung einmalig vom Anschlussnehmenden entrichtet werden. Aufgezählt werden verschiedene Möglichkeiten für ein Einspeiseentgelt: Arbeitspreis, Leistungspreis, Kapazitätspreis und Grundpreis, ggf. mit regionaler Differenzierung.

Bezug zu Energy Sharing und möglich Rückwirkungen

Die Einführung einer G-Komponente und eines BKZ würde alle Betreiber neuer Erzeugungsanlagen und Speicher betreffen und deren Betriebs- und teilweise auch Investitionskosten erhöhen. Dies dürfte den Förderbedarf für Erneuerbare Energien steigern und Investitionen in entsprechende Projekte tendenziell dämpfen. Unklar ist, wie im Kontext von Energy Sharing mit Erzeugerentgelten umgegangen würde und ob Ausnahmen oder Befreiungen vorgesehen wären. Ohne eine solche Befreiung müsste der Tarif für Energy Sharing erhöht werden, um auch die zusätzlichen Netzentgelte abzudecken.

Je nachdem, in welchem Umfang sich auch bestehende Erzeugungsanlagen künftig an der Netzfinanzierung beteiligen müssen, könnte sich zudem der Preis für den alternativen Bezug von Netzstrom erhöhen, sodass sich die relative Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing unter Umständen gar nicht verändert. Gleichzeitig könnte Eigenverbrauch für Haushalte unattraktiver werden, wenn hierfür ebenfalls Netzentgelte anfallen. Welche Rückwirkungen dies insgesamt auf Energy Sharing hat, lässt sich derzeit jedoch nicht eindeutig abschätzen.

(3) Änderung der EE-Förderregimes für erneuerbare Energien

Hintergrund der Änderung ist, dass die Strombinnenmarkt-VO die EU-Mitgliedstaaten ab dem 17. Juli 2027

³⁰ Bundesnetzagentur: Beschlusskammer 8 – Beschluss BK8-22/010-A: Festlegung von Netzentgelten für steuerbare Anschlüsse und Verbrauchseinrichtungen (NSAVER) nach § 14a EnWG (23.11.2023), Zugriff am 26.04.2026: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/1_GZ/BK8-GZ/2022/2022_4-Steller/BK8-22-0010/BK8-22-0010-A_Festlegung_Download.pdf

verpflichtet, für direkte Preisstützungssysteme wie das EEG 2023 zweiseitige Differenzverträge (engl. contract for difference, CfD) oder gleichwertige Instrumente einzuführen. Die Vorgabe gilt für Neuanlagen in den Bereichen Wind, PV, Geothermie (jeweils mit Speicher möglich) und Wasserkraft ohne Speicher. Die Beihilfengenehmigung für die aktuelle gleitende Marktprämie läuft Ende 2026 aus. In Deutschland müsste spätestens Anfang 2027 ein neues, genehmigtes Fördersystem in Kraft treten; gelingt dies nicht, wäre eine Übergangslösung mit der EU-Kommission bis zum 17. Juli 2027 nötig.

Im Koalitionsvertrag wurde angekündigt, Netzausbau und Erneuerbaren-Ausbau besser aufeinander abzustimmen („dort anreizen, wo es dem Netz nützt“) und den Erneuerbaren perspektivisch eine vollständige Refinanzierung am Markt zu ermöglichen.

Bei der Vorstellung des Energiewende-Monitorings im September 2025 sprach sich Ministerin Reiche für einen Wegfall der Förderung kleiner PV-Anlagen aus. Große Solar- und Windkraftanlagen sollen künftig über zweiseitige Differenzverträge gefördert werden. Ende Februar 2026 wurde der Entwurf für eine EEG-Reform öffentlich, der einen Wegfall der Förderung für kleine PV-Anlagen (unter 25 kWp) beinhaltet, sowie ein produktionsabhängiger, zweiseitiger Differenzverträge für größere erneuerbare Anlagen.

Bezug zu Energy Sharing und möglich Rückwirkungen

Wie der Förderansatz von der Regierung ausgestaltet wird, ist derzeit noch offen. Für Energy Sharing dürfte zudem die künftige Förderung bzw. der Wegfall der Förderung von Kleinanlagen von Bedeutung sein, die ebenfalls noch nicht abschließend geklärt ist.

Wird die produktionsabhängige Förderung fortgeführt, markiert deren Vergütung voraussichtlich die Untergrenze für einen ES-Tarif, zugleich sinken bei einer Deckelung jedoch die Gesamterlöse, die am Markt erzielt werden können, wodurch die Opportunitätskosten der Anlagenbetreiber zurückgehen. Zudem ist bislang unklar, ob und wie Energy Sharing mit diesen Fördermechanismen kombiniert werden kann.

Würde die Förderung für kleinere Solaranlagen eingestellt, könnte dies zunächst förderlich für Energy Sharing sein, da sich die Opportunitäten der PV-Betreibenden verändern und tendenziell volatiler sowie insgesamt geringer ausfallen.

Basierend auf der Umfeldanalyse wurden zusammenfassend die zentralen Szenarien für die Verbrauchs- und Erzeugungsseite von Energy Sharing abgeleitet, die die Auswirkungen auf Energy Sharing verdeutlichen. Im Folgenden skizzieren wir jeweils die aktuelle Ausgangslage für potenzielle Teilnehmenden an Energy Sharing sowie die Auswirkung der entsprechenden Szenarien.

Szenario 1 (Verbrauchsseite): Einführung von dynamischen Netzentgelten

Ausgangslage mit statischen Netzentgelten:

Die Opportunitätskosten für Verbraucher:innen, die sich am Energy Sharing beteiligen, sind der Stromtarif des Energieversorgers plus statische Netzentgelte und Umlagen. Einzig ein dynamischer Stromtarif kann aktuell Anreize geben, den Verbrauch an der (nationalen) Verfügbarkeit von EE auszurichten. Anreize für eine Anpassung an die lokale Verfügbarkeit von EE gibt es nicht.

Auswirkung dynamischer Netzentgelte:

Der Verbrauch orientiert sich stärker an der Auslastung der Netze - je nachdem welche Netzbetreiber bzw. Netzebenen mit der Dynamisierung beginnen an der Auslastung der oberen oder unteren Netzebenen. Dies geschieht unabhängig von Energy Sharing.

Empfehlung:

Wenn durch Energy Sharing zusätzliche Netzentlastungen entstehen, was zu prüfen ist, sollten sich diese in einem entsprechend verminderten Netzentgelt widerspiegeln.

Szenario 2 (Erzeugerseite):

(i) Netzentgelte und/ oder Baukostenzuschüsse (BKZ) werden für Erzeuger eingeführt;

(ii) die Einspeisevergütung für kleinere (PV-)Anlagen entfällt

Ausgangslage:

Die Opportunitätskosten für Erzeuger, die sich am Energy Sharing beteiligen, sind die Förderung (Einspeisevergütung oder Marktprämie) und ggf. zusätzliche Direktvermarktungserlöse. Sie zahlen keinen Baukostenzuschuss und keine Netznutzungsentgelte.

(i) Auswirkung von Netzentgelten und/ oder BKZ: Investitionskosten für EE erhöhen sich und die Netzeinspeisung von EE-Strom wird unattraktiver.

Empfehlung:

Um effiziente Netzeinspeisung zu fördern, wäre eine entsprechende Reduktion der Netzentgelte für Energy Sharing sinnvoll.

(ii) Auswirkung des Wegfalls der Einspeisevergütung:

Die Opportunitätskosten für Energy Sharing (reine Markterlöse) werden volatiler und geringer.

Empfehlung:

Energy Sharing kann ähnlich wie PPA zur Absicherung der Einnahmen von EE-Erzeugern genutzt werden.

7 Fazit



Energy Sharing kann einen wichtigen Beitrag zur regionalen Energiewende leisten, indem es die lokale Nutzung von Stromüberschüssen, eine stärkere Bürgerbeteiligung und eine bessere Verzahnung von Strom, Wärme und Mobilität ermöglicht. Mit § 42c EnWG ist Energy Sharing in Deutschland nun erstmals gesetzlich verankert und verfügt über eine rechtliche Grundlage für die gemeinschaftliche Nutzung erneuerbar erzeugten Stroms über das öffentliche Netz. Der neue Rechtsrahmen stellt einen wichtigen Einstieg dar, ist jedoch noch keine abschließende Lösung. Viele zentrale Fragen zur praktischen Umsetzung – insbesondere zu Messkonzepten, Bilanzierung, Rollenverteilung und Datenprozessen – sind noch nicht vollständig geklärt (siehe auch FFE 2026³¹, Germanwatch 2026³²).

Die europäische Ebene war der zentrale Treiber für die Einführung von Energy Sharing. Die deutsche Umsetzung orientiert sich zwar an den EU-Vorgaben, bleibt in ihrer Ausgestaltung bislang jedoch eher zurückhaltend. Internationale Beispiele zeigen gleichwohl, dass Energy Sharing grundsätzlich praxistauglich ist, sofern klare Regeln, einfache Prozesse und wirtschaftliche Anreize vorhanden sind.

Die Metropolregion Nordwest bietet besonders günstige Voraussetzungen für die Erprobung von Energy Sharing – unter anderem durch eine hohe erneuerbare Stromerzeugung, starke regionale Akteursstrukturen und die besondere Rolle von EWE NETZ als großem, zusammenhängendem Verteilnetzbetreiber. Gleichzeitig bestehen regionale Herausforderungen, etwa beim Smart-Meter-Rollout, bei der Ladeinfrastruktur, bei den Einkommensverhältnissen sowie bei der unterschiedlichen Eigentums- und Gebäudestruktur zwischen Stadt und Land.

Die untersuchten Anwendungsfälle zeigen, dass für Energy Sharing jeweils die konkrete Akteursstruktur, die technischen Voraussetzungen und die regionale bzw. lokale Situation überprüft werden muss. Besonders gut anschlussfähig an den aktuellen Rechtsrahmen sind die Anwendungsfälle Wohnen und Energiegenossenschaften, da Teilnehmerkreis, Anlagengröße und räumliche Struktur hier passgenau mit § 42c EnWG übereinstimmen. Diese beiden Fälle eignen sich besonders gut, um bürgerschaftliche Beteiligung zu ermöglichen und zu kanalisieren. Auch kommunale Modelle bieten gute Umsetzungsperspektiven: So kann etwa ein kommunaler Eigenbetrieb wie ein Schwimmbad aus kommunalen Anlagen versorgt werden und darüber hinaus können wertvolle Synergien zur kommunalen Wärmeplanung entstehen. Industrie, Gewerbe und Ladeinfrastruktur hingegen zeigen zwar ein hohes energiewirtschaftliches Potenzial, stoßen unter dem aktuellen Rechtsrahmen jedoch schneller an Grenzen (z.B. aufgrund des eingeschränkten Teilnehmerkreises und der fehlenden Öffnung für größere Unternehmen).

Die technische Umsetzbarkeit ist vielfach grundsätzlich gegeben, erfordert aber zusätzliche Investitionen in Messinfrastruktur, Datenverarbeitung und Abrechnungslogik. Die wirtschaftliche Attraktivität ist derzeit noch begrenzt: Spezifische finanzielle Anreize fehlen, und die Auswahl der Erzeugungsanlagen – hinsichtlich Größe, EEG-Vergütung und Gleichzeitigkeit von Erzeugung und Verbrauch – ist entscheidend für die Wirtschaftlichkeit.

Für die praktische Umsetzung ist ein strukturierter Leitfaden wichtig, welcher Teilnehmerkreis, Organisationsform, Verträge, Aufteilungsschlüssel, Messkonzept und Wirtschaftlichkeit systematisch zusammenführt. Ein solcher Leitfaden (siehe Seite 57/58) wurde im Rahmen dieses Berichts entwickelt und stellt eine konkrete Hilfestellung für Akteure dar, die Energy-Sharing-Projekte in der Metropolregion Nordwest umsetzen möchten. Damit Energy Sharing vom Pilotansatz in die Breite kommt, braucht es darüber hinaus im nächsten Schritt vor allem Konkretisierung, Vereinfachung und wirtschaftliche Anreize.

Ab dem 1. Juni 2026 sind die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, Energy Sharing zu ermöglichen. Angesichts zahlreicher noch ungeklärter energiewirtschaftlicher Fragen ist jedoch nicht davon auszugehen, dass dies kurzfristig flächendeckend von allen 866 Verteilnetzbetreibern in Deutschland umgesetzt wird.

Politische Handlungsempfehlungen

Die Bundesnetzagentur sollte zeitnah **verbindliche Fristen und Standards** für die Umsetzung der gemeinsamen Internetplattform der Verteilnetzbetreiber gemäß § 20b EnWG festlegen, um so bald wie möglich eine einheitliche und rechtssichere Abwicklung des Netzzugangs für Energy-Sharing-Modelle zu gewährleisten.

Bei der Festlegung zur zukünftigen Aggregation und Abrechnung bilanzierungsrelevanter Daten (MaBiS-Hub) sollten frühzeitig die Anforderungen des Energy Sharings berücksichtigt werden. Angesichts der erst für Januar 2029 geplanten Einführung sind die zuständigen Akteure (insbesondere die Bundesnetzagentur) aufgefordert, einerseits die Kompatibilität des MaBiS-Hubs mit Energy-Sharing-Prozessen sicherzustellen und andererseits die Verteilnetzbetreiber zu verpflichten, bis dahin geeignete alternative Verfahren der Marktkommunikation bereitzustellen.

Der flächendeckende **Rollout intelligenter Messsysteme** sollte gezielt beschleunigt werden, da eine viertelstundenscharfe Erfassung von Erzeugung und Verbrauch eine gesetzliche Pflichtvoraussetzung für die Teilnahme an Energy-Sharing-Modellen darstellt.

Um Energy Sharing in Deutschland wirtschaftlich attraktiver zu gestalten, bedarf es spezifischer **finanzieller Anreize**, die bislang noch fehlen, und dem Abbau administrativer Hürden. Denkbar sind etwa reduzierte

³¹ FFE (2026): Datenaustausch bei der Umsetzung von Energy Sharing nach § 42c EnWG - Optionen zur Abbildung der Netznutzung, zur Bilanzierung und zur Abrechnung von Energy Sharing Strommengen.

³² Schmitz, H., 2026, Energy Sharing nach § 42c EnWG: Potenziale, Anforderungen und fünf Handlungsfelder für die praktische Umsetzung, Germanwatch, www.germanwatch.org/de/93470

Netzentgelte, Abgabenbefreiungen, erleichterte Lieferantspflichten oder gezielte Fördermechanismen. Als Vorbild könnte hierfür Österreich dienen, wo bereits ermäßigte Netzentgelte für lokal geteilten Strom etabliert wurden.

Damit einher geht die Überprüfung des **räumlichen Zuschnitts**, d.h. die Prüfung, ob Bilanzierungsgebiete dafür geeignet sind. Um die Netzkapazität gezielt zu entlasten, sollte die geographische Reichweite von Energy-Sharing-Gemeinschaften adäquat definiert werden. Bewährte internationale Ansätze – etwa die Orientierung an der Netzebene wie in Österreich oder am Umspannwerk wie in Italien – könnten dabei als Vorbild dienen. Wenngleich der räumliche Zuschnitt in vielen Fällen kleiner ausfiele als bei der Verwendung von Bilanzierungsgebieten, wäre eine Netzentlastung durch Energy Sharing wahrscheinlicher, die geringere Netzentgelte rechtfertigt.

Abschließend spricht sich das Konsortium für die Einrichtung einer **zentralen Beratungsstelle** für Energy Sharing ebenfalls nach österreichischem Vorbild aus³³, damit Fragestellungen zu Vertragsmodellen, Dienstleistern und zur Wirtschaftlichkeit zentral beantwortet und veröffentlicht werden können.

Die Einführung von Energy Sharing stellt die Energiewirtschaft vor große Herausforderungen. Mit der Einführung von zentralen Bausteinen, wie dem MaBiS-Hub und der gemeinsamen Anmeldeplattform nach § 20b EnWG sowie einem flächendeckenden Smart-Meter-Rollout kann die Einführung von Energy Sharing jedoch mittelfristig gelingen und sein volles Potenzial entfalten.

³³ Klima- und Energiefonds: Energiegemeinschaften – Österreichische Koordinationsstelle für Energiegemeinschaften (o. J.): <https://energiegemeinschaften.gv.at/>

III. Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Die entgangenen Potenziale von Energy Sharing6

Abbildung 2: Bilanzierungsgebiete der Netzbetreiber 11

Abbildung 3: Windparks nach Spannungsebene in Niedersachsen..... 11

Abbildung 4: Geografische Beschränkung der unterschiedlichen Gemeinschaften in Österreich 13

Abbildung 5: Entwicklung von Energiegemeinschaften in Österreich 14

Abbildung 6: Karte der Metropolregion Nordwest 18

Abbildung 7: Überblick ländliche Prägung..... 18

Abbildung 8: Überblick Gebäudestruktur 18

Abbildung 9: Überblick Wohneigentumsquote 19

Abbildung 10: Installierte Leistung von Wind onshore und Solar..... 19

Abbildung 11: PV-Aufdach-Leistung 19

Abbildung 12: Überblick PKW mit Elektroantrieb 20

Abbildung 13: Überblick über den Anteil öffentlicher Ladepunkte 20

Abbildung 19: Überblick Energiegenossenschaften 21

Abbildung 20: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls Wohnen 25

Abbildung 21: Schematische Darstellung des Fallbeispiels Wohnen 27

Abbildung 22: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls Industrie & Gewerbe 30

Abbildung 23: Schematische Darstellung des Fallbeispiels Industrie & Gewerbe 31

Abbildung 24: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls Kommune 34

Abbildung 25: Schematische Darstellung des Fallbeispiels Kommune 35

Abbildung 26: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls Energiegenossenschaften 38

Abbildung 27: Schematische Darstellung des Fallbeispiels Energiegenossenschaften 39

Abbildung 28: Geografische Verteilung der Genossenschaftsmitglieder der Olegeno auf Postleitzahlen mit Fokus auf Oldenburg im Bilanzierungsgebiet der EWE NETZ..... 39

Abbildung 29: Schematische Darstellung des Anwendungsfalls LiS 42

Abbildung 30: Schematische Darstellung des Fallbeispiels Ladeinfrastruktur 43

Abbildung 31: Foto der PV-Anlage "Quartiersgarage" mit PV-Modulen und Wechselrichtern 50

Abbildung 32: Karte des Bilanzierungsgebiets von EWE NETZ aufgeteilt in PLZ-Gebiete eingefärbt nach Anzahl der Olegeno Mitglieder 50

Abbildung 33: Tagessummen der erzeugten Energie in der Quartiersgarage auf Basis von Simulation und gemessenen Werten in 2025..... 50

Abbildung 34: Tagessummen der Erzeugung der Quartiersgarage und des simulierten Verbrauchs von 10 zufällig ausgewählten Haushalten im Jahr 2025 51

Abbildung 35: Energiestatistik der EE-Gemeinschaft bestehend aus der Quartiersgarage und 10 zufällig ausgewählten Haushalten für 2025 51

Abbildung 36: Energy-Sharing Quote und Autarkiegrad der EE-Gemeinschaft 51

Abbildung 37: Box Plot Diagramm des simulierten Jahresverbrauchs für Stichproben von 20 EE-Gemeinschaften mit unterschiedlichen Größen..... 51

Abbildung 38: Box-Plot-Diagramm der Energy-Sharing-Quote für Stichproben von 20 EE-Gemeinschaften mit unterschiedlichen Größen 51

Abbildung 39: Links: Strompreiskomponenten der EE-Gemeinschaft Quartiersgarage zur Verdeutlichung der Entstehung des Strompreises und der Margen; Rechts Zusammensetzung der Stromnebenkosten spezifisch für Oldenburg Anfang 2026 52

Abbildung 40: Wirtschaftliche Kennziffern des Projekts EE-Gemeinschaft Quartiersgarage abhängig von der Anzahl der Mitglieder 52

Abbildung 41: Darstellung der Strompreiskomponenten bei verschiedenen Vergütungssätzen der Quartiersgarage..... 53

Abbildung 42: Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing bei unterschiedlichen Vergütungssätzen	53
Abbildung 43: Wirtschaftlichkeit von Energy Sharing bei Variation der laufenden Kosten pro Kunde	54
Abbildung 44: Wirtschaftlichkeit der EE-Gemeinschaft Quartiersgarage, Vergleich zwischen Deutschland und dem österreichischen Modell der lokalen und regionalen Energiegemeinschaft	54
Abbildung 45: Karte von Oldenburg mit Postleitzahlgebieten eingefärbt nach Anzahl der dort wohnenden Genossenschaftsmitglieder und Standort der Quartiersgarage mit 4,5 km Radius	54
Abbildung 46: Darstellung der Strompreiskomponenten mit und ohne Stromsteuer und Auswirkungen auf den Strompreis in der EE-Gemeinschaft.....	55
Abbildung 47: Wirtschaftlichkeit der EE-Gemeinschaft mit und ohne Stromsteuer.....	55
Abbildung 48: PV-Produktion und gestapelte Lastprofile der Verbraucher am 02.03.2025	56
Abbildung 49: Vergleich des Gewinns der Kunden für verschiedene Verteilungsschlüssel als Box-Plot-Diagramm	57
Abbildung 50: Energy-Sharing-Quote von 10 EE-Gemeinschaften bei unterschiedlichen Verteilungsschlüsseln in Abhängigkeit der Anzahl der Mitglieder.....	57
Abbildung 51: Wirtschaftlichkeit der EE-Gemeinschaft bei verschiedenen Verteilungsschlüsseln.....	57
Abbildung 52: Standorte der Auswahl der PV-Anlagen mit Volleinspeisung der Olegeno	58
Abbildung 53: Gestapelte PV-Erzeugung der drei ausgewählten Anlagen im Jahr 2025, Anlage Haschenbrok simuliert.	58
Abbildung 54: Darstellung der Strompreiskomponenten der drei PV-Anlagen	58
Abbildung 55: Darstellung der Strompreiskomponenten der drei PV-Anlagen bei festgelegtem Strompreis	58
Abbildung 56: Box Plot Diagramm der Energy-Sharing-Quote für EE-Gemeinschaften mit unterschiedlichen Größen	58
Abbildung 57: Wirtschaftlichkeit der Gesamtgemeinschaft in Abhängigkeit der Anzahl der Mitglieder	59
Abbildung 58: Spezifische Umsätze der PV-Anlagen im Vergleich.....	59
Abbildung 59: Karte der Standorte der Olegeno Ladesäulen.....	59
Abbildung 60: Tagessummen der drei PV-Anlagen Quartiersgarage, Haschenbrok und Feuerwache und des summierten Verbrauchs der Ladesäulen für 2025.....	60
Abbildung 61: Strompreiskomponenten bei Verkauf an Olegeno Ladesäulen	60
Abbildung 62: Wirtschaftlichkeit der EE-Gemeinschaft der Olegeno Anlagen mit den Olegeno Ladesäulen	60
Abbildung 63: Karte mit Windkraftanlagen im Bilanzierungsgebiet der EWE NETZ, Basierend auf Daten des Marktstammdatenregisters, Aufteilung nach Spannungsebene	VIII
Abbildung 64: Karte der Verteilnetzbetreiber in Deutschland basierend auf Daten des Marktstammdatenregisters	IX
Abbildung 65: Produktion der PV-Anlage Quartiersgarage und Verbrauch von 10 Haushalten im Frühjahr 2025.....	XI
Abbildung 66: Produktion der PV-Anlage Quartiersgarage und Verbrauch von 10 Haushalten im Winter 2025.....	XI

IV. Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Ansätze zur gemeinschaftlichen Energienutzung in Deutschland vor 11/2025.....	9
Tabelle 2: Überblick über den Smart-Meter-Rollout	20
Tabelle 3: Status der KWP – Stand Februar 2026.....	20
Tabelle 4: Bruttowertschöpfung (BWS) - Anteile nach Wirtschaftsbereichen in % – 2023	21
Tabelle 5: Zuständige VNB in Teilen der Metropolregion	22
Tabelle 6: Potenziale und Herausforderungen vom Anwendungsfall "Wohnen"	26
Tabelle 7: Zusammenfassung der Bewertung des Fallbeispiels "Wohnen"	29
Tabelle 8: Potenziale und Herausforderungen "Industrie & Gewerbe"	30
Tabelle 9: Zusammenfassung für Industrie und Gewerbe.....	33
Tabelle 10: Potenziale und Herausforderungen vom Anwendungsfall „Kommunen“	34
Tabelle 11: Zusammenfassung der Bewertung des Fallbeispiels "Kommunen"	37
Tabelle 12: Potenziale und Herausforderungen von Energiegenossenschaften	38
Tabelle 13: Zusammenfassung Fallbeispiel "Energiegenossenschaften"	41
Tabelle 14: Potenziale und Herausforderungen "Ladeinfrastruktur"	42
Tabelle 15: Zusammenfassung der Bewertung des Fallbeispiels "Ladeinfrastruktur"	45
Tabelle 16: Gesamtbewertung der Fallbeispiele	46
Tabelle 17: Erzeugte Lastprofile der Haushaltstypen im Lastprofilgenerator	X

V. Anhangsverzeichnis

A. 1: Karte der Windparks angeschlossen am Bilanzierungsgebiet der EWE NETZ	VIII
A. 2: Karte der Verteilnetzbetreiber in Deutschland	IX
A. 3: Tabelle der erstellten Lastprofile	X
A. 4: Beispielausschnitt EE-Gemeinschaft Frühjahr	XI
A. 5: Beispielausschnitt EE-Gemeinschaft Winter 2025	XI

A. 1: Karte der Windparks angeschlossen am Bilanzierungsgebiet der EWE NETZ

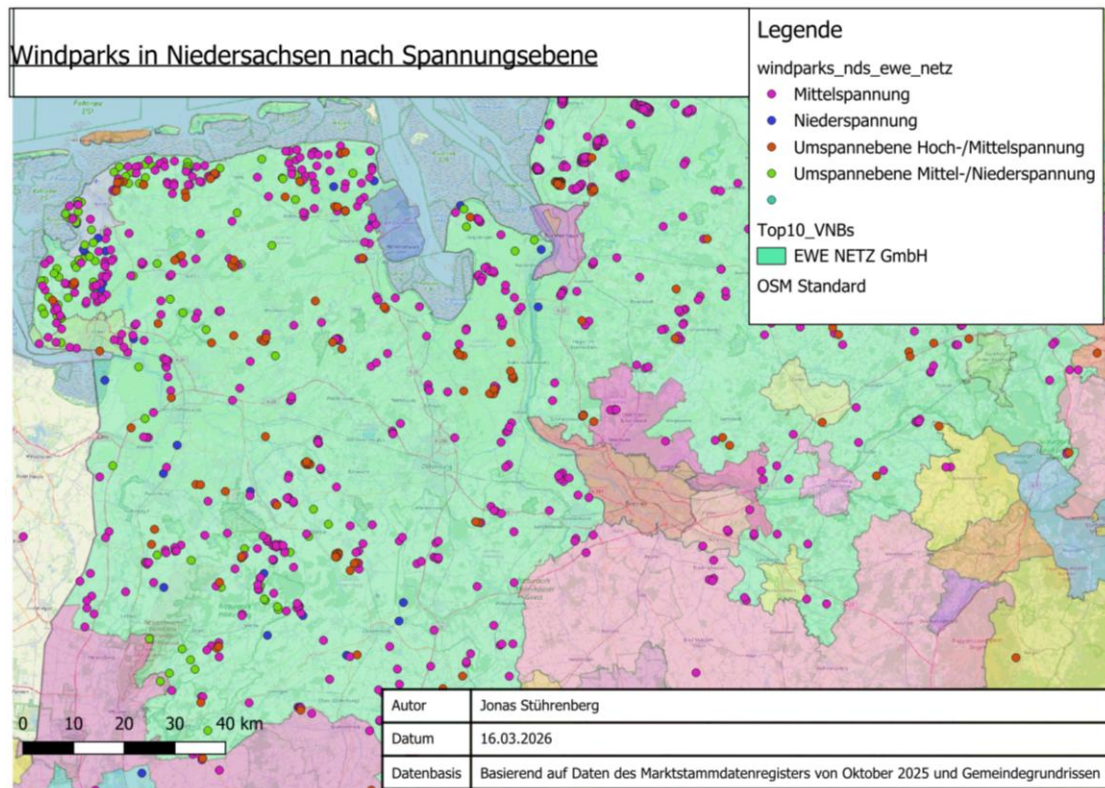


Abbildung 58: Karte mit Windkraftanlagen im Bilanzierungsgebiet der EWE NETZ, Basierend auf Daten des Marktstammdatenregisters, Aufteilung nach Spannungsebene

A. 2: Karte der Verteilnetzbetreiber in Deutschland basierend auf Daten des Marktstammdatenregisters

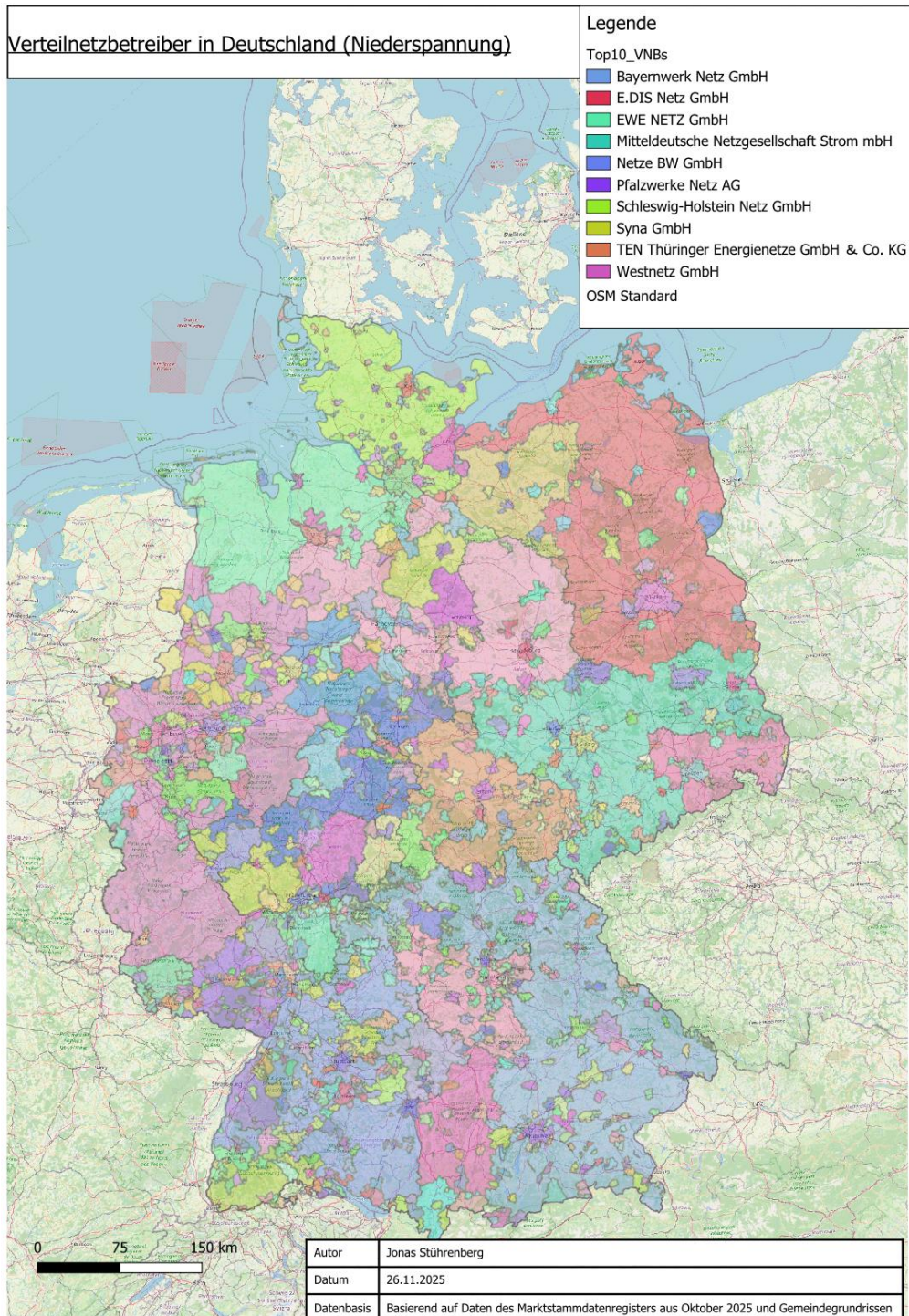


Abbildung 59: Karte der Verteilnetzbetreiber in Deutschland basierend auf Daten des Marktstammdatenregisters, Karte kann leichte Abweichungen zu den echten Gebieten enthalten, da echte Geodaten zu den Verteilnetzbetreibern nicht offen zur Verfügung stehen. Erstellt von Jonas Stührenberg im DLR Institut für Vernetzte Energiesysteme

A. 3: Tabelle der erstellten Lastprofile

Tabelle 17: Erzeugte Lastprofile der Haushaltstypen im Lastprofilgenerator

name	desc	name	desc
CHR01	Couple both at Work	CHR32	Couple under 30 years without work
CHR02	Couple, 30 - 64 age, with work	CHR33	Couple under 30 years with work
CHR03	Family, 1 child, both at work	CHR34	Couple under 30 years, one at work, one at home
CHR04	Couple, 30 - 64 years, 1 at work, 1 at home	CHR35	Single woman, 30 - 64 years, with work
CHR05	Family, 3 children, both with work	CHR36	Single woman, 30 - 64 years, without work
CHR06	Jak Jobless	CHR37	Single man, 30 - 64 years, with work
CHR07	Single with work	CHR38	Single man, 30 - 64 years, without work
CHR08	Single woman, 2 children, with work	CHR39	Couple, 30 - 64 years, with work
CHR09	Single woman, 30 - 64 years, with work	CHR40	Couple, 30 - 64 years, without work
CHR10	Single man, 30 - 64 age, shift worker	CHR41	Family with 3 children, both at work
CHR11	Student, Female, Philosophy	CHR42	Single man with 2 children, with work
CHR12	Student 2, Male, Philosophy	CHR43	Single man with 1 child, with work
CHR13	Student with Work	CHR44	Family with 2 children, 1 at work, 1 at home
CHR14	3+ adults: Couple, 30- 64 years, both at work + Senior at home	CHR45	Family with 1 child, 1 at work, 1 at home
CHR15	Multigenerational Home: working couple, 2 children, 2 seniors	CHR46	Single woman, 1 child, without work
CHR16	Couple over 65 years	CHR47	Single woman, 2 children, without work
CHR17	Shiftworker Couple	CHR48	Family with 2 children, without work
CHR18	Family, 2 children, parents without work	CHR49	Family with 1 child, without work
CHR19	Couple, 30 - 64 years, both at work, with homehelp	CHR50	Single woman with 3 children, without work
CHR20	one at work, one work home, 3 children	CHR51	Couple over 65 years II
CHR21	Couple, 30 - 64 years, shift worker	CHR52	Student Flatsharing
CHR22	Single woman, 1 child, with work	CHR53	2 Parents, 1 Working, 2 Children
CHR23	Single man over 65 years	CHR54	Retired Couple, no work
CHR24	Single woman over 65 years	CHR55	Couple with work around 40
CHR25	Single woman under 30 years with work	CHR56	Couple with 2 children, husband at work
CHR26	Single woman under 30 years without work	CHR57	Family with 2 Children, Man at work
CHR27	Family both at work, 2 children	CHR58	Retired Couple, no work, no cooking
CHR28	Single man under 30 years without work	CHR59	Family, 3 children, parents without work
CHR29	Single man under 30 years with work	CHS01	Couple with 2 Children, Dad Employed
CHR30	Single, Retired Man	CHS04	Retired Couple, no work
CHR31	Single, Retired Woman	CHS12	Shiftworker Couple
		OR01	Single Person Office

A. 4: Beispielausschnitt EE-Gemeinschaft Frühjahr

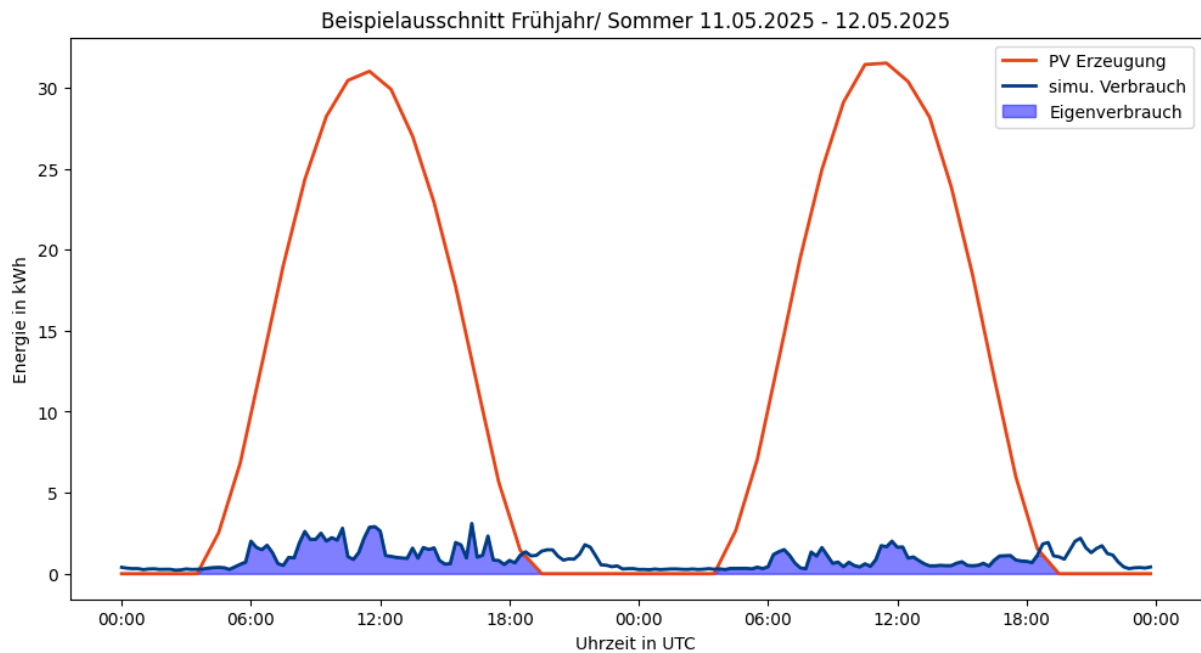


Abbildung 60: Produktion der PV-Anlage Quartiersgarage und Verbrauch von 10 Haushalten im Frühjahr 2025

A. 5: Beispielausschnitt EE-Gemeinschaft Winter 2025

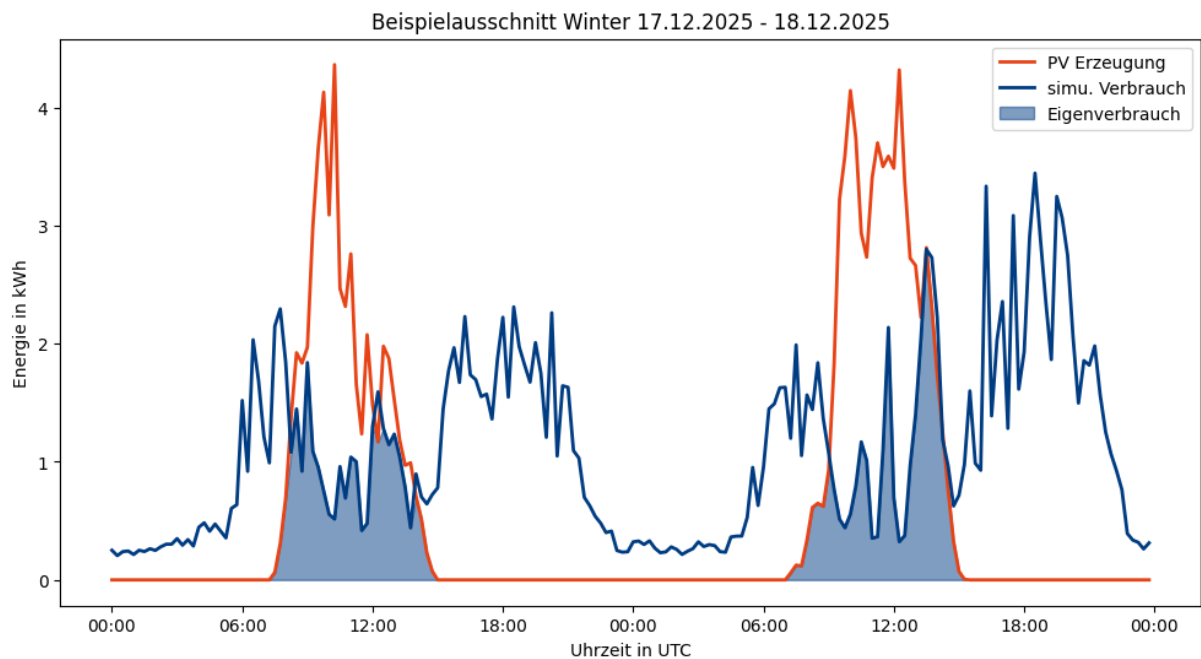


Abbildung 61: Produktion der PV-Anlage Quartiersgarage und Verbrauch von 10 Haushalten im Winter 2025