Erneuerbare Energien Hamburg

KLIMAready

Machbarkeitsstudie: Pilotvorhaben im Gewerbepark Allermöhe – Energy-Sharing-Konzepte für eine kooperative Energietransformation

Juni 2026



bürgerenergie bille eG

Gefördert durch

Kofinanziert von der Europäischen Union

Hamburg | Behörde für Wirtschaft, Arbeit und Innovation

Hamburg | Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft

Informationen zur Studie

Studientitel

Machbarkeitsstudie: Pilotvorhaben im Gewerbepark Allermöhe –
Konzepte für eine kooperative Energietransformation

Im Auftrag von

Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH/Projekt KLIMAready
Wexstraße 7, 10. OG, 20335 Hamburg

Studienbetreuung für Erneuerbare Energien Hamburg/Projekt KLIMAready

Dr. Thomas Greve & Hendrik Teichgräber

Erneuerbare Energien Hamburg KLIMAready

Durchgeführt von

Bürgerenergie Bille eG

Autor:innen

Claudia Reinke, Dr. Manfred Baum, Lea Böhmig, Paul Tepperies

bürgerenergie bille eG

Gefördert durch

Behörde für Umwelt, Klima, Energie und Agrarwirtschaft (BUKEA)
Behörde für Wirtschaft, Arbeit und Innovation (BWAI)
Europäischer Fonds für Regionale Entwicklung (EFRE)

Juni 2026

Executive Summary

Die vorliegende Machbarkeitsstudie untersucht im Rahmen des Projekts KLIMAready das Potenzial von Energy Sharing im Hamburger Gewerbepark Allermöhe, um die Klimaneutralität bis 2040 zu unterstützen. Der Aufbau der Studie gliedert sich in zwei Module: Ein Basismodul analysiert ein konkretes Pilotprojekt mit vier ansässigen Unternehmen aus den Bereichen Handel, Logistik und Industrie, während das zweite Modul die Skalierbarkeit auf das gesamte Gewerbegebiet sowie die Einbindung weiterer Akteure wie die Haushalte von Mitarbeitenden oder weitere erneuerbare Energieerzeugungsanlagen prüft. Im Kern wird zwischen physikalischem Energy Sharing über lokale Direktleitungen und bilanziell organisiertem Austausch über das öffentliche Netz mittels Dienstleister (Bilanzstromkreismodell) unterschieden. Da drei der vier betrachteten Unternehmen als Großunternehmen gelten, bietet sich der seit Juni 2026 geltende § 42c EnWG gegenwärtig nicht zur Umsetzung an.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Eigenverbrauchsquoten innerhalb einer Community generell hoch sind, die Gesamtautarkie jedoch stark von der installierten Leistung und der Diversität der Energieträger abhängt. In der Betrachtung des Pilotprojekts wird deutlich, dass individuelle Investitionen in Photovoltaik grundsätzlich sinnvoll sind, kooperative Sharing-Modelle jedoch nur für bestimmte Unternehmensprofile einen signifikanten wirtschaftlichen Mehrwert bieten. Während energieintensive Betriebe mit hohem Bedarf stark profitieren, ist dies bei kleineren Unternehmen oder bei der Nutzung teurer PV-Leichtmodule weniger ausgeprägt. Ein zentrales Ergebnis ist die mangelnde Wirtschaftlichkeit physikalischer lokaler Netze für kleine Gruppen aufgrund hoher Infrastrukturkosten und komplexer regulatorischer Auflagen als Verteilnetzbetreiber.

Im Gegensatz dazu erweist sich das bilanzielle Energy Sharing über Dienstleister als pragmatisch, skalierbar und oft rentabler. Besonders die Einbeziehung von Mitarbeitenden-Haushalten wird als Win-Win-Situation identifiziert, da sie sowohl die wirtschaftliche Bilanz verbessert als auch die Bindung zu den Mitarbeitenden stärkt. Die Skalierungsanalyse auf den gesamten Gewerbepark in Modul 2 verdeutlicht zudem, dass die Autarkie erst durch die Integration großflächiger Erneuerbare-Energien-Anlagen, insbesondere Windkraftanlagen, signifikant gesteigert werden kann. Erst durch diese Diversifizierung kann der Community-Bedarf potenziell vollständig gedeckt und ein substanzieller Anteil an lokalem Strom gehandelt werden.

Zusammenfassend wird ein stufenweiser Implementierungspfad für Energy Sharing im Gewerbegebiet empfohlen. Individuelle Klimaschutzmaßnahmen und PV-Anlagen stellen sich als wirtschaftlich dar und sollten realisiert werden. Zudem bietet die Implementierung eines bilanziellen Energy-Sharing-Modells über einen spezialisierten Dienstleister grundlegend weitere wirtschaftliche Anreize. Die Einbindung von regionaler Windkraft, PV-Freiflächenanlagen und privaten Haushalten würden in einem nächsten Schritt die lokale Autarkie deutlich erhöhen. Physikalische Direktstromverbindungen werden für bestehende Strukturen als unrentabel eingestuft. Aufgrund der Besonderheiten einzelner Unternehmen müssen dennoch spezifische Kosten-Nutzen-Abwägungen im weiteren Prozess getroffen und situativ betrachtet werden.

Inhaltsverzeichnis

1 Einleitung ... 1
2 Hintergründe zur Machbarkeitsstudie ... 2
2.1 Der Gewerbepark Allermöhe ... 2
2.2 Energy Sharing ... 3
3 Zielsetzungen ... 8
3.1 Gesellschaftliche Perspektive ... 8
3.2 Unternehmerische Perspektive ... 8
3.3 Gemeinsame Perspektive für Gewerbegebiete ... 9
4 Studienaufbau ... 10
4.1 Modul 1 – Basisstudie für ein konkretes Pilotprojekt ... 11
4.2 Modul 2 – Energy-Sharing-Szenarien im Gewerbepark ... 15
5 Daten, Annahmen und Bewertungsmethodik ... 18
5.1 Daten ... 18
5.2 Bewertungsmethodik ... 24
6 Ergebnisse ... 30
6.1 Modul 1 – Aggregierte Ergebnisse von gemeinschaftlichen Maßnahmen ... 30
6.2 Modul 1 – Ergebnisse der Szenarien für die einzelnen Unternehmen ... 32
6.3 Modul 1 – Ergebnisse für die Einbeziehung von Mitarbeitenden ... 41
6.4 Modul 2 – Ergebnisse ... 44
6.5 Gesamtbetrachtung der Ergebnisse ... 52
7 Bewertung und Schlussfolgerungen ... 56
7.1 Zentrale Erkenntnisse für den Gewerbepark Allermöhe ... 56
7.2 Übertragbarkeit auf weitere Gewerbegebiete ... 58
Literaturverzeichnis ... 60
Abkürzungsverzeichnis ... IV
Abbildungsverzeichnis ... V
Tabellenverzeichnis ... VI
Übersicht zu den Energy-Sharing-Szenarien ... VII
Anhang ... IX

1 Einleitung

Bis zum Jahr 2040 muss die Freie und Hansestadt Hamburg klimaneutral werden. Mit Blick auf die CO2-Emissionen der einzelnen Sektoren zeigt sich, dass mit einem Anteil von 46% im Jahr 2023 insbesondere die Dekarbonisierung der Industrie und des Gewerbes eine Herausforderung darstellt (BUKEA, 2025). Dabei stehen Unternehmen unter dem Handlungsdruck, sich zukunftsfähig aufzustellen und gleichzeitig wettbewerbsfähig zu bleiben. Durch knappe zeitliche, personelle und finanzielle Ressourcen ist diese Aufgabe insbesondere für kleine und mittlere Unternehmen (KMUs) komplex. Aus diesem Grund wurde 2024 das clusterübergreifende[1] Projekt KLIMAready ins Leben gerufen. Ziel ist es, branchen- und unternehmensübergreifend innovative Klimaschutzlösungen zu entwickeln und damit die klimaneutrale Transformation von Gewerbe und Industrie zu unterstützen.

Im Rahmen von KLIMAready werden hierzu sogenannte „Cluster-Brücken" gebildet. Pro Brücke arbeiten Unternehmen aus mindestens zwei verschiedenen Branchen zusammen an einem konkreten Projekt. Die erste dieser Cluster-Brücken wurde im Bergedorfer Gewerbegebiet Allermöhe mit dem Themenschwerpunkt „Transformation der Energieversorgung" initiiert. Innerhalb dieser Cluster-Brücke haben sich vier ansässige Unternehmen aktiv in einen ergebnisoffenen Prozess eingebracht und zusammen mit dem KLIMAready-Projektteam unter Anleitung der Hamburg Kreativ Gesellschaft Maßnahmenideen für das Gewerbegebiet entwickelt. Als Ergebnis einer insgesamt achttägigen Workshopphase ist ein Maßnahmenkatalog für das Gewerbegebiet zur Erreichung der Klimaneutralität im Jahr 2040 entstanden. Von besonderem Interesse für die Unternehmen hat sich hier das Thema „Energieerzeugung und -sharing" herauskristallisiert. Darauf aufbauend wurde die Idee für ein Pilotprojekt zwischen den vier Unternehmen ausgearbeitet und folglich die hier vorliegende Machbarkeitsstudie durch das Cluster Erneuerbare Energien Hamburg (EEHH) beauftragt (weitere Informationen: https://klimaready.de/gewerbepark-allermoehe/).

Das zentrale Erkenntnisinteresse der Machbarkeitsstudie ist es herauszufinden, ob und in welcher Weise die vier beteiligten Unternehmen bei der Erreichung einer klimaneutralen Energieversorgung zusammenarbeiten und somit Vorteile gegenüber individuellen Lösungen erreichen können. Ein Fokus besteht hierbei auf dem Konzept des Energy Sharing, da die Unternehmen so selbstproduzierten erneuerbaren Strom untereinander teilen könnten. Zusätzlich wird betrachtet, von welchen Mehrwerten bei einer Skalierung möglicher Konzepte auf das gesamte Gewerbegebiet ausgegangen werden kann und wie diese realisiert werden könnten.

Zur Beantwortung des Erkenntnisinteresses ist die Studie wie folgt aufgebaut: in Kapitel 2 werden die relevanten Hintergründe zur Thematik dargestellt und insbesondere das Konzept Energy Sharing erklärt. Anschließend folgt in Kapitel 3 die konkrete Zielsetzung der Studie und bildet damit den Rahmen für die Analyse. Kapitel 4 beschreibt den Studienaufbau mit Modul 1 und Modul 2. Es folgen die verwendeten Daten, Annahmen und Methodik zur Bewertung. In Kapitel 6 werden die Ergebnisse der Studie dargestellt. Im abschließenden Kapitel 7 werden die zentralen Erkenntnisse festgehalten sowie Handlungsempfehlungen benannt.

[1] Mehr zur Hamburger Clusterpolitik:
https://www.hamburg.de/politik-und-verwaltung/behoerden/bwai/themen/clusterpolitik-903724

2 Hintergründe zur Machbarkeitsstudie

2.1 Der Gewerbepark Allermöhe

Das Gewerbegebiet Allermöhe ist mit 173 Hektar eines der größten Gebiete seiner Art in Hamburg. Im Bezirk Bergedorf liegt es etwa auf halber Strecke zwischen der Innenstadt Hamburg und dem Stadtteilzentrum Bergedorf. Das Gebiet weist einen Mix aus Produktions-, Dienstleistungs- und Logistikunternehmen auf, in denen insgesamt ca. 8000 Mitarbeitenden in etwa 160 Unternehmen tätig sind Wirtschaftsförderungsgesellschaft HIW Hamburg Invest (2026). Der Gewerbepark liegt direkt an der Bundesautobahn 25, mit den Anschlussstellen Hamburg-Allermöhe (Ausfahrt 2) und Hamburg-Nettelnburg (Ausfahrt 4). Die Versorgung durch den öffentlichen Nahverkehr erfolgt über eine Busverbindung zur S-Bahn-Station Mittlerer Landweg, von der aus über die S-Bahn-Verbindungen S2/S7 die Hamburger Innenstadt sowie der Bezirk Bergedorf und Umgebung erreicht werden können. Der Gewerbepark ist stark versiegelt, mit einigen Grünflächen, Kanälen und Baumbewuchs. Bis auf wenige Ausnahmen gibt es keine frei zu entwickelnden Flächen mehr.
Im Gewerbepark Allermöhe gibt es ein branchenübergreifendes Unternehmensnetzwerk Allermöhe (UNA) als Kooperationsplattform zur Umsetzung gemeinsamer Projekte. Es wurde 2015 gegründet und vernetzt Unternehmen, Verwaltung und Institutionen, um die Interessen in den Bereichen Verkehr, Infrastruktur, regionale Fachkräftegewinnung und Standortentwicklung zu vertreten. Ziel des Netzwerkes ist es, die Wettbewerbsfähigkeit und Attraktivität des wichtigen Hamburger Logistikstandorts langfristig zu stärken. Zudem engagiert sich das Netzwerk zunehmend in den Bereichen Nachhaltigkeit und moderne Infrastruktur (Bezirksamt Bergedorf & Logistik-Initiative Hamburg, 2015).
Ausgehend von den Energiesektoren lässt sich die vorhandene Infrastruktur wie folgt unterteilen:

- Stromnetz für die elektrische Versorgung
- Gasnetz für die überwiegende Wärmeversorgung
- Kraftstoffverteilung für die Sicherstellung von fossiler Mobilität

Für die elektrische Versorgung des Gewerbegebiets und den Betrieb des Verteilnetzes sind die Hamburger Energienetze GmbH (HNE) zuständig, ein städtischer Gas- und Stromnetzbetreiber der Freien und Hansestadt Hamburg. Das Stromnetz im Gewerbegebiet ist stark ausgelastet. Teilweise können den Unternehmen dieser Machbarkeitsstudie keine weiteren Netzanschlusskapazitäten zur Verfügung gestellt werden, was die Durchführung stromintensiver Transformationsprojekte erschwert.
Die überwiegende Wärmeversorgung im Gewerbegebiet erfolgt ebenfalls durch die HNE als städtischer Gasnetzbetreiber. Zudem sind vereinzelt andere dezentrale Wärmeerzeuger, wie Wärmepumpen, im Betrieb. Der Gewerbepark ist nicht an das Hamburger Fernwärmenetz angeschlossen und befindet sich nicht in der kurzfristigen Planung für Fernwärmeausbauziele (Hamburger Energiewerke GmbH, 2026). Damit sind im Gewerbepark Allermöhe für den Weg in die Klimaneutralität dezentrale Wärmelösungen im Quartier oder in Form von individuellen Wärmelösungen als Wärmepumpen angezeigt (Glombik, 2025).

Die Mobilität im Gewerbepark basiert überwiegend auf Treibstoffen wie Diesel und Benzin. Hierzu gibt es drei Tankstellen. Der Ausbau von Elektroladestationen ist noch nicht sehr weit fortgeschritten, was u.a. mit der beschriebenen Auslastung der elektrischen Versorgungsstruktur und dem damit einhergehenden geplanten Netzausbau auf Verteilnetzebene zusammenhängt. Es gibt im Gewerbepark acht öffentliche Ladestationen: 4x Ladepunkte als Ladepunktkategorie HPC ≥ 150kW und 4x Ladepunkte als Ladepunktkategorie NLP ≤ 22kW (Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur, 2026).

2.2 Energy Sharing

2.2.1 Relevanz und Definition

Durch die Energiewende wird die Energieversorgungsstruktur grundlegend verändert. Das System wandelt sich vom bisherigen zentralen Vollversorgungsmodell der 100%-igen Fremdversorgung hin zu einem dezentraleren Versorgungsmodell. Während bei Ersterem wenige große Energieversorgungsunternehmen, die ihrerseits wenige Großkraftwerke betreiben, agieren, weist Letzteres vermehrt Stromeinspeisungen durch Erneuerbare Energien auf der Mittelspannungs- und Verteilnetzebene auf, deren Strom durch lokale Verbraucher auf derselben Ebene direkt abgenommen werden kann. Die oberen Netzebenen auf der Hochspannungs- und Höchstspannungsebene werden in der Folge nicht mehr in der gleichen Weise genutzt, wie es ohne lokale Erzeugung und Abnahme auf den unteren Netzebene nötig wäre. In diesem Rahmen gewinnen neue dezentrale Ansätze, wie beispielsweise das Energy Sharing, an Relevanz.

Unter dem Begriff Energy Sharing werden in der energiewirtschaftlichen Debatte verschiedene Konzepte diskutiert und zusammengefasst. Im deutschen Kontext kann folgende Definition herangezogen werden, die auch die Grundlage für die vorliegende Studie bildet:

> „*Energy Sharing bezeichnet die koordinierte gemeinschaftliche Nutzung und Erzeugung von Strom in einem definierten räumlichen Zusammenhang, unabhängig von etablierten Marktrollen, einschließlich der Einbeziehung einer oder mehrerer Spannungsebenen des öffentlichen Netzes.*“ (FfE, 2026, S. 3)

Der Begriff „Energy-Sharing-Szenarien“ wird in den nachfolgenden Abschnitten verwendet, wenn es um den gemeinschaftlichen Austausch von selbst erzeugtem Strom miteinander geht.

Ein weiteres wichtiges Konzept in diesem Bereich sind die sogenannten „Prosumer“. Das Wort hat seinen Ursprung im Englischen und verbindet die Worte „producer“ und „consumer“ miteinander. Somit ist ein Prosumer ein Produzent und ein Konsument in einer Person (Kühl, 2022). Im Rahmen dieser Studie wird mit dem Begriff „Prosumer“ ein Energieerzeuger sowie -verbraucher bezeichnet, der zudem Energie mit anderen austauscht. Im Weiteren werden Szenarien zwischen mindestens zwei oder mehreren Prosumern betrachtet, welche als „gemeinschaftliche Prosumer-Konzepte“ oder auch „Energy-Sharing-Szenarien“ bezeichnet werden.

2.2.2 Regulatorischer Rahmen

Auf EU-Ebene wurden Potenziale für Energy Sharing bereits 2018 erkannt und im Rahmen der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (RED II, EU-Richtlinie 2018/2001, Europäische Union, 2024) festgeschrieben. Die Mitgliedstaaten waren verpflichtet, die Inhalte in nationale Gesetzgebung zu überführen. Es werden Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften genannt, die es Bürgerinnen und Bürgern sowie Unternehmen ermöglichen sollen, gemeinsam Energie erzeugen, speichern und nutzen zu können. In Deutschland wurden einige Aspekte durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) umgesetzt.
So haben sich im Laufe der Zeit verschiedene Möglichkeiten zur Umsetzung von Energy Sharing in Deutschland entwickelt und etabliert, welche im Folgenden näher erläutert werden. Als Unterscheidungsmerkmal kann die Nutzung und Einbeziehung des öffentlichen Stromnetzes dienen. Demnach lässt sich eine Unterteilung danach aufstellen, ob die Nutzung des öffentlichen Netzes für den Stromaustausch einbezogen wird oder nicht.

Physikalisch/als Direktstrombelieferung = ohne öffentliches Netz

Es gibt in Deutschland verschiedene Regelungen für die Form der Direktstrombelieferung. Grundsätzlich ist damit eine Strombelieferung ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes gemeint. Dadurch entfallen die sonst üblichen netzstromrelevanten Abgaben, wie Netzentgelte, Konzessionsabgaben, Umlagen und die Stromsteuer. Es kann hierbei unterschieden werden zwischen:

- Kundenanlage (§ 3 Nr. 24a EnWG – nicht mehr rechtskonform)
- Eigenes Verteilnetz
- Eigenverbrauchsnutzung
- Mieterstrom (§ 42a EnWG)
- Gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (§ 42b EnWG)

Die Direktstrombelieferung nach Definition einer Kundenanlage (§ 3 Nr. 24a EnWG) wurde in der Vergangenheit vielfach praktiziert. Eine solche Kundenanlage war bis zum November 2024 definiert als lokales Stromnetz mit bestimmten Privilegien, das sich innerhalb eines räumlich zusammenhängenden Gebiets befinden musste, von Dritten betrieben wurde und nicht Teil des öffentlichen Versorgungsnetzes war. Im November 2024 hat der Europäische Gerichtshof (EuGH) und im Mai 2025 der Bundesgerichtshof (BGH) den Betrieb von Kundenanlagen nach dem § 3 Nr. 24a EnWG als nicht rechts-konform definiert, da Netzbetreiberpflichten nicht wahrgenommen werden und der Wettbewerb eingeschränkt würde (Keller et al., 2026). Demnach gelten seit dem 24.12.2025 in Betrieb genommene Kundenanlagen als Verteilnetze. Ein Betreiber unterliegt den Pflichten eines Verteilnetzbetreibers. In der Praxis bedeutet das häufig, dass so ein als Verteilnetz geltendes lokales Netz zum gegenseitigen Stromaustausch nicht wirtschaftlich betrieben werden kann.
Im Grundsatz gehört der grundstücksübergreifende Betrieb eines eigenen Verteilnetzes auch zu den rechtskonformen Arten von Direktstrombelieferung. Dabei gilt es, alle Pflichten und Voraussetzungen eines Verteilnetzbetreibers zu erfüllen, wie z.B. Betrieb, Wartung, Ausbau des Netzes, Vollversorgung, Bilanzkreismanagement, Transparenz bei den Netzentgelten und Regulierungsmaßnahmen.

In der Regel sind diese Vorgaben organisatorisch aufwendig und wirtschaftlich zumeist nicht realisierbar. Sie wurden daher in der Vergangenheit selten umgesetzt, zumal bis Dezember 2025 ein solches physisches Netz auch mittels einer „Kundenanlage“ (s. oben) umgesetzt werden konnte, für welches die Netzbetreiberpflichten nicht auferlegt waren.
Zu den rechtskonformen Arten von Direktstrombelieferungen zählen Strombelieferungen von selbst erzeugtem Strom auf demselben Grundstück und ohne Nutzung des öffentlichen Stromnetzes, nach § 3 Nr. 16 EEG als „Direktvermarktung“. Der Strom wird dabei direkt auf demselben Grundstück und vor dem Netzeinspeisepunkt vom Stromerzeuger, z.B. einem Errichter und Betreiber einer Photovoltaikanlage, an einen oder mehrere Verbraucher geliefert. Darunter fallen Arten wie die Eigenverbrauchsnutzung, Mieterstrom (§ 42a EnWG) und die gemeinschaftliche Gebäudeversorgung (§ 42b EnWG). Ein Anlagenbetreiber kann im einfachsten Fall der Eigentümer des Grundstücks oder Gebäudes sein. Es ist auch möglich, dass ein Dritter das Dach oder Gelände pachtet, dort eine Erneuerbare Energieanlage baut, betreibt und den Strom an einen oder mehrere Letztverbraucher auf dem Grundstück beliefert. Dieses Modell wird von vielen Energiegenossenschaften genutzt.
Beim Eigenverbrauchsmodell nutzt der Grundstücks- oder Hausbewohner den selbst erzeugten Strom in der Regel für sich selbst. Beim Mieterstrommodell nach § 42a EnWG übernimmt der Stromlieferant die Rolle des Vollversorgers an mehrere Letztverbraucher auf demselben Grundstück. Da er den Gesamtbedarf selten komplett aus Eigenproduktion abdecken kann, muss er den restlichen Teil aus dem öffentlichen Stromnetz beziehen und weiterreichen zu einem definierten maximalen Grundversorger-Strompreis. Dafür erhält er einen Mieterstromzuschlag. Bei der gemeinschaftlichen Gebäudeversorgung nach § 42b EnWG wird hingegen lediglich der selbst erzeugte Strom geliefert, den Reststrom beziehen die Verbraucher von einem selbst gewählten Stromlieferanten.

Bilanziell = mit öffentlichem Netz

Grundsätzlich gilt (mit Ausnahme der Regelung nach §42c EnWG s. unten): Wenn zwei oder mehrere Akteure selbst erzeugten Strom miteinander austauschen und der gehandelte Strom durchs öffentliche Versorgungsnetz geleitet wird, greift die Regulierung, dass derjenige, der Strom vertreibt, zum Stromhändler wird. Weiter gilt: Sobald ein Stromhändler Strom an einen Letztverbraucher verkauft, wird er zum Stromlieferanten und hat Stromlieferantenpflichten zu erfüllen. Dazu gehören Leistungen, wie Lieferantenanzeige nach § 5 EnWG, transparente Abrechnung, keine Doppelbelieferung, Reststromlieferfähigkeit, Bilanzierungsfähigkeit etc. Diese Pflichten machen in der Konsequenz eine praktikable und wirtschaftliche Umsetzung von Energy Sharing sehr komplex.
Allerdings gibt es durch das Inkrafttreten des § 42c EnWG mittlerweile drei Arten bilanzieller Strombelieferung, bei denen keine Stromlieferantenpflichten zum Tragen und diese somit als Umsetzungsform von Energy Sharing in Frage kommen. Gemein ist den Modellen, dass hier der Strom physikalisch vom Erzeuger ins öffentliche Netz eingespeist und vom Verbraucher daraus entnommen wird. Die Belieferung erfolgt vom einen zum anderen also nur bilanziell. Durch die Nutzung des öffentlichen Netzes fallen bei diesen Modellen die regulären Netzgebühren an. Folgende Modelle sind gegenwärtig möglich:

- Energy Sharing nach § 42c EnWG
- Bilanzielles Energy Sharing mit einem Stromhändler (Bilanzstromkreismodell)
- Bilanzielle PPAs (Power Purchase Agreements)

Seit dem 01. Juni 2026 gibt es gemäß § 42c EnWG ein bilanzielles Energy-Sharing-Modell unter bestimmten Bedingungen (Bundesministerium der Justiz, 2026). Hier können sich Anlagenbetreiber und Letztverbraucher zusammenschließen, um selbst erzeugten Strom über das öffentliche Versorgungsnetz auszutauschen, sofern folgende Voraussetzungen erfüllt sind (FfE, 2026; Teichgräber, 2026):

- Energy Sharing-Teilnehmer als Letztverbraucher: natürliche Personen oder rechtsfähige Personengesellschaft (GbR, OHG, KG, PartG), Kleinstunternehmen, kleine und mittlere Unternehmen (KMU), Gemeinden oder sonstige juristische Personen des öffentlichen Rechts
- Nicht-gewerblicher Hauptzweck, d.h. der Anlagenbetrieb dient nicht überwiegend einer gewerblichen oder selbstständigen Tätigkeit
- Liefervertrag und Vertrag zur gemeinsamen Nutzung sind abzuschließen
- Energieaustausch ist nur innerhalb eines Bilanzierungsgebietes möglich

Daneben ist es möglich Energy Sharing mit Hilfe eines spezialisierten Energieversorgungsunternehmens als Bilanzstromkreismodell umzusetzen. Hierzu schließen zwei oder mehrere Akteure einen Stromliefervertrag mit diesem Energy-Sharing-Dienstleister ab. Dabei ist es unerheblich, ob die Akteure nur als Stromerzeuger, als Stromverbraucher oder als Prosumer auftreten. Der Energy-Sharing-Anbieter stellt eine Strombilanzierungs-Plattform zum gegenseitigen Stromhandel bereit und tritt als Vollversorger auf. Voraussetzung für die Beteiligten ist die Strommengenerfassung in 15-minütigen Intervallen mit digitaler Abrechnung per Smart Meter und/oder einem Lesekopf, der am Messzähler angebracht wird. Der Dienstleister erhält bei jeder Transferaktion einen Dienstleistungsbetrag und beliefert auch den Reststrom. Den in der Stromaustausch-Gemeinschaft angebotenen, aber nicht verbrauchten Strom vermarktet der Dienstleister als Direktvermarkter an der Strombörse und leitet die Einspeisevergütung inkl. Marktprämie zurück an den Anlagenbetreiber. Der Unterschied zum § 42c EnWG ist somit, dass vertraglich eine Vollversorgung mit dem Energy-Sharing-Dienstleister geschlossen werden muss und Dienstleistungsgebühren anfallen. Zudem ist keine Einschränkung beim Teilnehmendenkreis vorhanden.

Als dritte Option können PPAs genutzt werden um Strom miteinander zu „teilen“. Damit ist ein Stromliefer- und Stromabnahmevertrag gemeint, welcher üblicherweise zwischen zwei Akteuren abgeschlossen wird. Auch mehrere Akteure sind denkbar. Die Strombelieferung kann je nach Vertragsart eine Direktstrombelieferung oder einen bilanziellen Stromaustausch beinhalten, also mit oder ohne Durchgang durchs öffentliche Stromnetz. Wenn es sich um eine Direktstrombelieferung handelt, spricht man üblicherweise von Onsite-PPA. Der regulatorische Rahmen entspricht dabei dem für Direktstrombelieferung ohne Durchgang durchs öffentliche Stromnetz, wie er hier beschrieben wurde. Beim bilanziellen Stromaustausch übernimmt die Abwicklung in der Regel ein Dienstleister, welcher selbst Stromhändler oder ein Energieversorgungsunternehmen ist. Im Gegensatz zu den ersten beiden Formen müssen zudem Regelungen zu Netzentgelten direkt mit den Netzbetreibern geschlossen werden und weitere Auflagen erfüllt. Insgesamt weisen PPAs daher ebenfalls eine höhere

Komplexität auf und sind daher für einzelne Prosumer schwieriger umzusetzen (dena, 2024). Innerhalb der PPV-Vertragsgestaltung gibt es wiederum vielfältige Arten von PPAs, die unter verschiedenen Bezeichnungen definiert und abgeschlossen werden. Im Rahmen dieser Studie wird auch eine Art von PPA-Vereinbarung in den Szenarien simuliert, ausgehend von einem bilanziellen PPA mit vereinbartem Fixpreis.

3 Zielsetzungen

Die Zielsetzung der Machbarkeitsstudie lässt sich in zwei Teilaspekte unterteilen, die schließlich zusammengedacht werden:

1. Zielsetzung aus gesellschaftlicher Perspektive
2. Zielsetzung aus unternehmerischer Perspektive

   ⇨ 1. + 2. = gemeinsame Perspektiven für Gewerbegebiete

3.1 Gesellschaftliche Perspektive

Wie anfangs erwähnt setzen der Bund und die Stadt Hamburg auf den Ausbau erneuerbarer Energien sowie auf klimafreundliche Mobilität und energieeffiziente Gebäude, um die jeweiligen Klimaziele zu erreichen. Fossile Energieträger sollen dazu schrittweise ersetzt werden. Vor diesem Hintergrund spielen Gewerbegebiete eine herausragende Rolle, da hier hohe Energieverbräuche mit einhergehenden Emissionen auf Potenziale für Erneuerbare Energien treffen. Dachflächen und versiegelte Parkplatzbereiche eignen sich besonders zur Nutzung von Solarenergie aus Photovoltaikanlagen, wodurch Unternehmen ihre Energie selbst erzeugen und nutzen können. Durch die räumliche Nähe vieler Betriebe entstehen zudem gute Möglichkeiten für gemeinsame Energielösungen, beispielsweise durch lokale Stromnetze, den Austausch von selbst erzeugtem Strom aus Photovoltaikanlagen in Kombination mit Batteriespeichern oder die Nutzung lokaler Wärmenetze. All diese Maßnahmen erhöhen die energetische Unabhängigkeit und senken die Betriebskosten. Die klimafreundliche Umgestaltung von Gewerbegebieten kann damit ein großer Hebel bei der Erreichung von Klimaschutzzielen sein. Die gesellschaftliche Perspektive dieser Studie ist,

1. dass der größtmögliche Anteil an selbst erzeugter Energie innerhalb des Gewerbeparks als Energy Sharing Gemeinschaft (im folgenden auch Community genannt) verbleibt, um dort unter den beteiligten Akteuren ausgetauscht zu werden
2. sowie der größtmögliche Anteil am Energiebedarf durch die in der Community selbst erzeugten Energie gedeckt wird.

Der Energieaustausch soll lokal im Gewerbepark erfolgen, da so die Reststrommengen vermindert werden, die sonst über den Netzbetreiber zu beliefern wären und damit Kosten beim Netzausbau in den höheren Netzebenen reduziert werden können.

3.2 Unternehmerische Perspektive

Für Unternehmen ist die Umsetzbarkeit von Klimaschutzmaßnahmen direkt gekoppelt an die Frage ihrer Wettbewerbsfähigkeit. Daher ist es aus unternehmerischer Perspektive notwendig, in erster Linie die Wirtschaftlichkeit der Maßnahmen im Blick zu behalten. Der Umstieg auf Erneuerbare Energien, energieeffiziente Technologien und klimafreundliche Produktionsprozesse erfordert hohe Neu- oder Ersatzinvestitionen, verändert Geschäftsprozesse und bewirkt damit langfristige unternehmerische Veränderungen. Hinzu kommt, dass die Investitionen unter den gegebenen regulatorischen Bedingungen tendenziell eher lange Amortisationszeiträume haben, häufig länger als die bei

Unternehmen üblichen Planungshorizonte für zukünftige Investitionen. Die Zielsetzung der Studie aus unternehmerischer Perspektive ist es, individuelle Klimaschutzmaßnahmen in einzelnen Klimaschutzausbaustufen zu identifizieren, die für die Unternehmen innerhalb eines überschaubaren Zeitraums wirtschaftlich rentabel sind. Die Zielvorgaben sind für jede Klimaschutzausbaustufe:

1. Rentabilität und Amortisation der Investitionen innerhalb eines überschaubaren Zeitraums
2. sowie einen Mehrwert durch Image-Gewinne, Mitarbeiterbindung, bessere Umweltbilanzen oder Vernetzungs-Gewinne mit weiteren gesellschaftlichen Akteuren zu erreichen.

Die beteiligten Akteure sollen die Maßnahmen als Gewinn für Ihre Geschäftsmodelle betrachten können, so dass die Maßnahmen Nachahmer finden und eine Skalierung im größeren Maßstab ermöglicht werden kann.

3.3 Gemeinsame Perspektive für Gewerbegebiete

Die Aufgaben von Klimaschutz und Energiewende betreffen die Gesellschaft als Ganzes sowie die einzelnen Unternehmen gleichermaßen. Demnach ist es essenziell, gesellschaftliche und unternehmerische Perspektiven gemeinsam zu denken und auf die Weise einen guten Rahmen für eine erfolgreiche Umsetzung zu schaffen.
Die Transformation ist als Chance zu sehen, wenn Unternehmen durch Klimaschutzmaßnahmen ihre Energiekosten langfristig senken, unabhängiger von fossilen Energieträgern und anderen Rohstoffen werden und ihre Zukunftsfähigkeit stärken können. Als weitere Chance ist der Aufbau von Kompetenzen in innovativen Bereichen zu sehen. Funktionierende Klimaschutzmaßnahmen zeichnen sich in der Regel durch effizientere, nachhaltigere und innovativere Technologien aus, mit einem hohen Maß an Digitalisierung. Mit der Einführung dieser Maßnahmen werden in einem Industrie- oder Gewerbeunternehmen automatisch Kompetenzen in diesen Bereichen aufgebaut. Das wiederum stärkt die Unternehmen in ihren innovativen Charakteren und kann ein Wettbewerbsvorteil sein.
Die Gesellschaft profitiert insgesamt von geringeren Emissionen, mehr Versorgungssicherheit und einer nachhaltigeren Wirtschaftsweise. Dadurch wird deutlich, dass Klimaschutz und Energiewende nur erfolgreich sein können, wenn gesellschaftliche Verantwortung und wirtschaftliche Interessen gemeinsam gedacht und umgesetzt werden. Diese Sichtweise braucht es für stabile langfristige Planbarkeit, damit die Übertragbarkeit auf weitere Akteure und Gewerbegebiete gewährleistet werden kann. Es ergeben sich die folgenden Fragestellungen für die vorliegende Studie:

1. Welche Vorteile können sich für Unternehmen ergeben, wenn sie gemeinsame Konzepte zur Energieversorgung, an Stelle von individuellen Lösungen, umsetzen?
    a. Wie können Konzepte zur gemeinsamen Energieerzeugung und -sharing konkret ausgestaltet werden?
2. Wie können diese möglichen Konzepte bestmöglich im Gewerbegebiet skaliert werden?
    a. Was ist kurzfristig umsetzbar?
    b. Was ist mittelfristig umsetzbar? (z.B. mit Projekten)
    c. Was ist langfristig umsetzbar? (z.B. bei Änderung bestimmter Rahmenbedingungen)

4 Studienaufbau

Im Fokus dieser Studie steht die Energietransformation im Gewerbepark Allermöhe. Weitere Maßnahmen zur Stärkung der Energieunabhängigkeit und zur Klimafolgenanpassung, wie die eventuelle Begrünung von Dächern, werden nur benannt, aber nicht vertieft betrachtet. Zuvor wurde bereits eine Masterarbeit zu dem grundlegenden theoretischen Photovoltaik- und Energy Sharing-Potenzial des Gebietes verfasst (Teichgräber, 2025). Die vorliegende Machbarkeitsstudie baut darauf auf und soll aufzeigen, ob und unter welchen Bedingungen Energy-Sharing-Szenarien im Gewerbegebiet Allermöhe mit den beteiligten Unternehmen und möglichen weiteren Akteuren umsetzbar sind. Wie in Abbildung 1: Studienaufbau – schematische Darstellung dargestellt, unterteilt sich die Studie in zwei Module. In Modul 1 „Basisstudie für ein konkretes Pilotprojekt“ wird der Status Quo der einzelnen Unternehmen mit einem individuellen sowie einem gemeinschaftlichen Szenario verglichen. In Modul 2 „Übertragbares Gesamtkonzept“ wird analysiert, wie mögliche gemeinschaftliche Konzepte in dem Gewerbegebiet skaliert werden können.

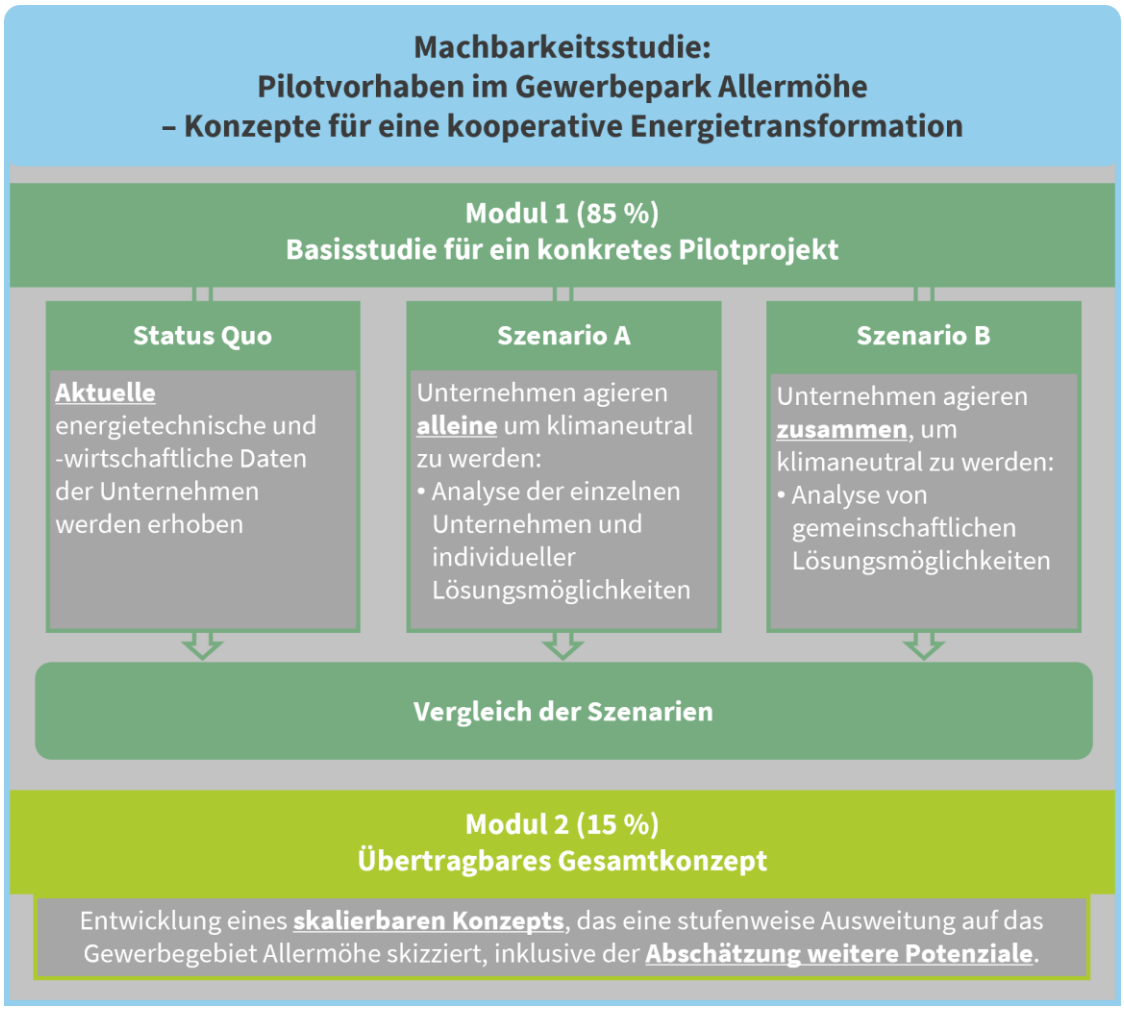


Abbildung 1: Studienaufbau – schematische Darstellung

4.1 Modul 1 – Basisstudie für ein konkretes Pilotprojekt

Für das Modul 1 wurden folgende vier im Gewerbepark Allermöhe ansässige Unternehmen betrachtet (s. Abbildung 2) und deren reale Energiedaten ausgewertet:

- Gebr. Heinemann SE & Co. KG
- DACHSER SE
- Bosch Thermotechnik GmbH - Buderus Deutschland
- Marx GmbH



Abbildung 2: Gewerbepark Allermöhe – geographische Lage der beteiligten Unternehmen

4.1.1 Modul 1 – Status Quo

Für die Analyse des gegenwärtigen Status Quo wurden folgende Daten der vier Unternehmen einbezogen und analysiert: Jahresstromlastdaten, Netzanschlussleistung, Anlagen zur Energieerzeugung, wie BHKWs und PV-Anlagen, Anlagen zur Wärmeerzeugung, wie Gasheizungen und Wärmepumpen, Kühlanlagen, Energiespeicher, Ladeinfrastruktur, Energieabrechnungen, Unterlagen zur Dachstatik etc. Es folgten Vor-Ort-Begehungen. Hier wurden örtliche Potenziale für den Ausbau der Energieinfrastruktur ermittelt, wie Flächen für weitere PV-Anlagen, Batteriespeicher, elektrische Schaltanlagen und Wärmepumpen.

4.1.2 Modul 1 – Szenario A: Klimaschutz als Einzellösung

Ausgehend von der Status-Quo-Analyse erfolgte die Erarbeitung von drei Klimaschutzausbaustufen pro Unternehmen unter Berücksichtigung von:

- PV-Stromerzeugung durch konventionelle PV-Anlagen, PV-Leichtmodule auf Dachflächen und Parkplatz-PV mit Einbindung von Speichern
- Klimaneutrale Wärme- und Mobilitätslösungen
- Maßnahmen zum Umweltschutz und zur Biodiversität

Wie vorab erwähnt gibt es im Gewerbepark Allermöhe keinen Zugang zu einem Wärmenetz. Somit verbleiben zwei Alternativen, welche im Ergebnisabschnitt miteinander verglichen werden: ein eigenes Quartiers-Nahwärmenetz sowie dezentrale individuelle Wärmelösungen in Form von Luft-Wasser-Wärmepumpen. Der Umstieg auf klimaneutrale Mobilität spielt insbesondere bei Unternehmen mit eigenem Fuhrpark, wie es bei DACHSER SE zumindest zum Teil der Fall ist, eine Rolle. Bei DACHSER SE wird der vollständige Umstieg auf Elektromobilität einen erheblichen Anstieg des Strombedarfes bewirken. Bei den übrigen drei Unternehmen gibt es keine unternehmenseigene Fahrzeugflotte. Hier beschränkt sich der Umstieg auf klimaneutrale E-Mobilität auf wenige Dienstwagen und die Arbeitsfahrten der Mitarbeitende und auf die Möglichkeiten zum Laden während der Arbeitszeit für Mitarbeitende, die mit dem PKW zum Dienst kommen. Maßnahmen zum Umweltschutz und zur Biodiversität wurden für die Unternehmen jeweils mitgedacht und berücksichtigt.
Mögliche Klimaschutzmaßnahmen der Unternehmen wurden zum Zweck der Vergleichbarkeit einer Standardisierung unterzogen und werden als Klimaschutzausbaustufen definiert. Diese Standardisierung gilt für Modul 1 und Modul 2 gleichermaßen (s. Tabelle 1). Ausgehend vom Status Quo K0 gibt es in den Ausbaustufen von K01 zu K02 einen Anstieg der Stromerzeugung durch den Zubau von Photovoltaik, während die Stromlast auf der Bedarfsseite gleichbleibt. Erst in der letzten Ausbaustufe, in K03, erfolgen die Umsetzungsmaßnahmen zu den klimaneutralen Wärme- und Mobilitätslösungen. Hier erhöht sich folglich auch die Bedarfsseite.

Tabelle 1: Definition der Klimaschutzausbaustufen

Klimaschutz-ausbaustufe	Definition und Abgrenzung zur vorherigen Ausbaustufe
K0	Ausgangssituation im Dezember 2025
K01	Nutzung leicht verfügbarer Dachflächen mit konventioneller Photovoltaik und ggf. PV-Leichtmodulen, inklusive Batteriespeichern
K02	Nutzung weiterer Dachflächen mit konventioneller Photovoltaik, ggf. PV-Leichtmodulen und Parkplatz-PV-Anlagen inklusive Batteriespeichererweiterung in Vergleich zu K01
K03	Maximale Nutzung aller Dachflächen mit konventioneller Photovoltaik, PV-Leichtmodulen und Parkplatz-PV-Anlagen inklusive Batteriespeichererweiterung und der Ersatz fossil betriebener Mobilitäts- und Wärmelösungen durch Elektrifizierung im Mobilitäts- und Wärmebereich

4.1.3 Modul 1 – Szenario B: Energy-Sharing-Szenarien (Nr. 01-12)

Im Studienabschnitt Modul 1, Szenario B wurden Energy-Sharing-Szenarien zwischen den vier Unternehmen erarbeitet. Die Szenarien gehen davon aus, dass die vier Unternehmen zeitgleich ihre Klimaschutzausbaustufen innerhalb einer Kategorie K01, K02 oder K03 gemeinsam umsetzen. Aus den

Erträgen eigener PV-Anlagen werden zunächst die Strombedarfe der Unternehmen im Eigenverbrauch gedeckt. Der Überschuss steht für den gemeinsamen Stromaustausch zu Verfügung. Die Unternehmen treten dabei als Prosumer auf, wie in Kapitel 2 definiert. Im Abschnitt 2.2.2 wurde bereits der regulatorische Rahmen für Energy-Sharing-Modelle erläutert. Da es sich bei drei der vier Unternehmen um Großunternehmen handelt, kann der zum Juni 2026 in Kraft getretene § 42c EnWG nicht als eine mögliche Lösung herangezogen werden. Für den Gewerbepark Allermöhe lassen sich daher folgende mögliche Modelle identifizieren:

- Eigenversorgung der Unternehmen
- Direktstrombelieferung als physikalisches Energy Sharing
- Bilanzielles Energy Sharing nach dem Strombilanzkreismodell mit einem auf dem Markt befindlichen Dienstleister, welcher Stromlieferantenpflichten erfüllt
- Bilanzielles Energy Sharing als PPA-Lösung mit einem PPA-Dienstleister, welcher die notwendigen Stromlieferantenpflichten erfüllt

Im Verlauf der Studie wurde die Betrachtung weiterer spezifischer Szenarien relevant. Es ergaben sich solche, bei denen Mitarbeitende mit ihren Privatverbräuchen und teilweise eigener PV-Produktion einbezogen werden. Somit kann Überschussstrom der Unternehmen bei Mitarbeitern zuhause verbraucht werden und selbst erzeugter Strom an die Unternehmen geliefert werden. Es wurden zudem Szenarien gebildet, bei denen nur zwei Partner beteiligt waren, typischerweise ein Unternehmen mit deutlichem Stromüberschuss und eines mit höherem Bedarf, als bilanzielle PPA-Szenarien. Während in den Szenarien mit den vier Unternehmen alle drei Klimaschutzausbaustufen K01, K02, K03 betrachtet werden, werden Szenarien mit weiteren Akteuren oder bilaterale PPA-Szenarien auf jeweils zwei Ausbaustufen beschränkt: die erste K01 und die dritte als maximale Stufe K03, um den Effekt durch fortgeschrittenen Klimaschutzausbau erkennbar zu machen. Tabelle 2 stellt diese Szenarien für Modul 1 dar.

Tabelle 2: Energy-Sharing-Szenarien im Modul 1, Szenario B

Energy-Sharing-Szenarien im Modul 1, Szenario B	Klimaschutzausbaustufen	Kurzbeschreibung
Physikalische Energy-Sharing-Szenarien 01, 02, 03	K01, K02, K03	Stromaustausch mittels Direktstrombelieferung: Gemeinsame Kabelinfrastruktur und Speicher
Bilanzielle Energy-Sharing-Szenarien 04, 05, 06	K01, K02, K03	Stromaustausch über das öffentliche Verteilernetz der vier Unternehmen
Bilanzielle Energy-Sharing-Szenarien & Mitarbeiter-Haushalte 07, 08	K01, K03	Stromaustausch über das öffentliche Verteilernetz der vier Unternehmen mit Mitarbeiter-Haushalten
Bilanzielle PPA-Energy-Sharing-Szenarien 09, 10, 11, 12	K01, K03	Stromaustausch über das öffentliche Verteilernetz von jeweils zwei Unternehmen miteinander

Kern der Energy-Sharing-Szenarien ist die empirische Ermittlung handelbarer Strommengen der Unternehmen in Gleichzeitigkeit. Dazu wurden die Leistungswerte der Strombedarfsdaten und der Stromertragsdaten aus den Zeitreihen zeitgleich übereinandergelegt und Differenzen gebildet. Aus

den Differenzen ergibt sich entweder ein Stromüberschuss auf der Produktionsseite oder ein Restbedarf auf der Bedarfsseite. Entsprechend der zum Zeitpunkt verfügbaren Speicherkapazität können Stromüberschussmengen in den Speicher aufgenommen werden oder Strommengen für den Restbedarf aus dem Speicher abgegeben werden. Energiemanagementsysteme und Dienstleister möglicher Sharing-Community-Plattformen regeln die Prioritäten der Stromflüsse aus eigener Erzeugung. So gingen die Szenarien zur Ermittlung der handelbaren Strommengen grundsätzlich von dieser Priorisierung aus, siehe Tabelle 3. Für die handelbaren Strommengen sind für jeden einzelnen Stromfluss individuelle Preise anzusetzen. Um den Nutzen einzelner Energy-Sharing-Szenarien für die beteiligten Unternehmen objektiv bewerten zu können, wurde die Wirtschaftlichkeit für jedes der Unternehmen in jeder Klimaschutzausbaustufe und zu jedem Energy-Sharing-Szenario im Vergleich zur Einzellösung ermittelt.

Tabelle 3: Priorisierung der Stromflüsse aus eigener Erzeugung

Stromfluss	Erzeugerseite	Verbraucherseite
Priorität 1	direkt zum Verbraucher	vom eigenen Erzeuger
Priorität 2	wenn vorhanden in den eigenen Speicher	wenn vorhanden aus dem eigenen Speicher
Priorität 3	zur Sharing-Community	aus der Sharing-Community
Priorität 4	wenn vorhanden in den Speicher der Sharing-Community	wenn vorhanden aus dem Speicher der Sharing-Community
Priorität 5	Netzeinspeisung	aus dem Netz

Schematisch lassen sich die Stromflüsse wie in den Abbildungen Abbildung 3Abbildung 4 darstellen. Es werden hier die Szenarien zum physikalischen Direktstromaustausch vor dem Netzanschluss und zum bilanziellen Stromaustausch mit Durchgang durchs öffentliche Stromnetz nebeneinander dargestellt.

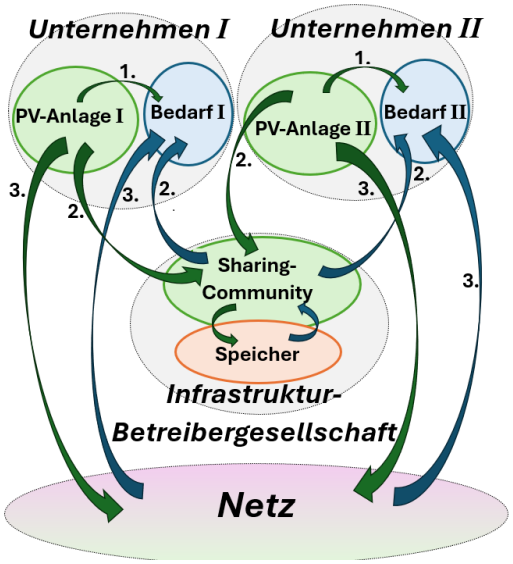


Abbildung 3: Prinzip der Direktstrombelieferung als Physikalisches Energy Sharing-Modell

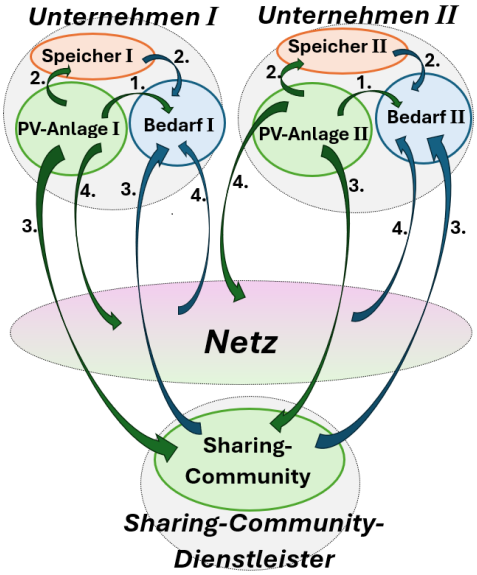


Abbildung 4: Prinzip des bilanziellen Energy Sharings oder der bilanziellen PPA-Lösung

Physikalische Direktstrom-Energy-Sharing-Szenarien Nr. 01, 02, 03

Die physikalischen Energy-Sharing-Szenarien nutzen den Stromaustausch mittels Direktstrombelieferung ausgehend von der Annahme des Betriebes einer „Kundenanlage“ oder eines eigenen Verteilnetzes, wie im Abschnitt 2.2.2 beschreiben. Für die beteiligten Unternehmen der Studie bedeutet dies, dass es physikalische Kabelverbindungen zwischen den Unternehmensgrundstücken gibt, sowie einen Ort, an dem die selbst erzeugten Strommengen nach Eigenbedarfsversorgung im Überschuss zusammenkommen und aus diesem Pool entsprechend der Bedarfe weiterverteilt werden können. Ein gemeinsamer Speicher dient der zeitlichen Lastverschiebung und Erhöhung der Eigenbedarfsabdeckung der gemeinsamen Sharing Community. Die Strommengen sind messtechnisch zu erfassen, zu dokumentieren und abzurechnen. Für die technische und wirtschaftliche Betriebsführung, sowie die vertraglichen Eigentumsabgrenzungen ist die Gründung einer Infrastrukturbetreibergesellschaft zielführend, siehe auch Abbildung 3.

Bilanzielle Energy-Sharing-Szenarien Nr. 04 - 12

Bei den bilanziellen Energy-Sharing-Szenarien erfolgt der Stromaustausch über eine von einem Dienstleister zur Verfügung gestellte Sharing-Community-Plattform. Praktisch bedeutet dies, dass die Unternehmen mit bereits vorhandenen Smart-Meter lediglich einen Vertrag mit dem Dienstleister abschließen und einen Lesekopf an den Zähler anbringen müssten. Der Dienstleister hat hier analog zur Infrastrukturgesellschaft bei physikalischen Szenarien die Rolle des Community-Plattform-Betreibers. Die Unternehmen nutzen hierbei jeweils ihre eigenen Speicher. Aufgrund des Durchgangs durchs öffentliche Stromnetz sind Netzentgelte zu entrichten. Zudem wird ein Vertrag zur Vollversorgung mit dem Dienstleister geschlossen. Ein Vorteil gegenüber dem physikalischen Modell ist hier die Einbeziehung anderer Akteure, wie z.B. die Mitarbeitenden als Stromabnehmer, oder zusätzlicher Stromerzeuger, wie PV-Freiflächen oder Windkraftanlagen.

4.2 Modul 2 – Energy-Sharing-Szenarien im Gewerbepark

Im Modul 2 geht es um die Übertragbarkeit auf den gesamten Gewerbepark Hamburg-Allermöhe sowie für andere vergleichbare Gewerbegebiete: Welche Szenarien sind systemisch wirkungsvoll und für die beteiligten Unternehmen wirtschaftlich?
Eine Skalierung auf insgesamt 161 Unternehmen im Gewerbepark erfolgte durch Erstellung von vier gleichartigen Unternehmensgruppen, deren Eigenschaften in Art und Größe analog zu den vier Unternehmen aus Modul 1 sind, plus einer zusätzlichen Gruppierung mit kleinen Potenzialen zur eigenen Stromerzeugung, die in den Energy-Sharing-Szenarien dadurch fast ausschließlich als Verbraucher auftreten.
Tabelle 4 präsentiert die Gruppierungen der Unternehmen im Gewerbepark. Die Anzahl der Unternehmen ist dabei durch grobe überschlägige Schätzungen zustande gekommen. Eine inhaltliche Recherche bezüglich der genauen Unternehmensgrößen erfolgte im Rahmen dieser Studie nicht. Die Abkürzung G steht für größere Unternehmen und die Abkürzung K steht für kleinere Unternehmen, bezogen auf die Mitarbeiteranzahl und die Höhe der Strombedarfe.

Tabelle 4: Gruppierung von Unternehmen im Gewerbepark Allermöhe

Bezeichnung	Beschreibung der Gruppierung
6x Unternehmen G1	Unternehmen in Art & Größe wie Gebr. Heinemann ohne eigenen Fuhrpark
6x Unternehmen G2	Logistik-Unternehmen in Art & Größe wie DACHSER SE, ggf. zusätzlich mit eigenem LKW-Fuhrpark
52x Unternehmen K1	Unternehmen in Art & Größe wie Bosch/Buderus und Marx GmbH
97x Unternehmen K2	Unternehmen fast nur als Verbraucher

Bilanzielle Energy-Sharing-Szenarien erlauben die Einbeziehung weiterer Akteure, die nicht in Allermöhe ansässig sind. Die Einbeziehung von Mitarbeitenden-Haushalten wird in Modul 1 bereits in den Energy-Sharing-Szenarien 07 und 08 untersucht und ist ebenfalls für Modul 2 relevant. Diese Gruppierung ist identisch für Modul 1 und Modul 2:

- 20x Mitarbeitende als 4 Personen-Haushalte zur Miete
- 20x Mitarbeitende als 4 Personen-Haushalte im Eigenheim

Weitere Akteure, die in bilanzielle Energy-Sharing-Szenarien einbezogen werden, sind PV-Freiflächen und Windkraftanlagen:

- 1x oder 2x PV-Freifläche mit je 2MW Leistung
- 1x oder 5x Windkraftanlagen mit je 5MW Leistung

4.2.1 Modul 2 – Klimaschutzausbaustufen und Energy-Sharing-Szenarien (Nr. 13-28)

Ebenfalls analog zum Modul 1 werden im Modul 2 drei Klimaschutzausbaustufen und verschiedene Energy-Sharing-Szenarien definiert und untersucht. Bestandteile dieser sind wie zuvor die PV-Stromerzeugung durch konventionelle PV-Anlagen auf Dachflächen und Parkplatz-PV mit Einbindung von Speichern sowie die Umstellung auf klimaneutrale Wärme- und Mobilitätslösungen. Analog zum Vorgehen in Modul 1 wurden die Wärme- und Mobilitätslösungen erst in der letzten maximalen Klimaschutzausbaustufe einbezogen, um getrennte Trends für die handelbaren Strommengen durch den stufenartigen Anstieg auf Erzeugerseite von K01 zu K02 und den Anstieg auf der Bedarfsseite von K02 zu K03 erkennbar zu machen. Für die Annahmen theoretisch installierbarer PV-Leistungen in den einzelnen Klimaschutzausbaustufen dienten die Erkenntnisse von Teichgräber (2025) als Basis. Angelehnt an diese Ergebnisse entspricht der Anteil für theoretisch installierbare konventionelle PV-Anlagen und Parkplatz-PV:

- in der Klimaschutzausbaustufe K01: 30%
- in der Klimaschutzausbaustufe K02: 50%
- in der Klimaschutzausbaustufe K03: 100%

Analog zum Vorgehen in Modul 1 sind in Tabelle 5: Energy-Sharing-Szenarien im Modul 2 aufbauend auf den zuvor erläuterten Annahmen aufgeführt.

Tabelle 5: Energy-Sharing-Szenarien im Modul 2

Energy-Sharing-Szenarien im Modul 2	Klimaschutz-ausbaustufen	Kurzbeschreibung
Physikalische Energy-Sharing-Szenarien 13, 14, 15	K01, K02, K03	Stromaustausch mittels Direktstrombelieferung: Gemeinsame Speicher und Kabelinfrastruktur
Bilanzielle Energy-Sharing-Szenarien & Mitarbeiter-Haushalte 16, 17, 18	K01, K02, K03	Stromaustausch über das öffentliche Netz der Unternehmen im Gewerbepark mit Mitarbeiter-Haushalten
Bilanzielle PPA-Energy-Sharing-Szenarien 19, 20, 21, 22	K01, K03	Stromaustausch über das öffentliche Netz von jeweils zwei gleichartigen Unternehmensgruppen miteinander
Bilanzielle Energy-Sharing-Szenarien & Mitarbeiter-Haushalte & PV-Freifläche 23, 24	K01, K03	Stromaustausch über das öffentliche Netz der Unternehmen im Gewerbepark mit Mitarbeiter-Haushalten und einer 2 MW PV-Freifläche
Bilanzielle Energy-Sharing-Szenarien & Mitarbeiter-Haushalte & PV-Freifläche & Windkraft 25, 26	K01, K03	Stromaustausch über das öffentliche Verteilernetz der Unternehmen im Gewerbepark mit Mitarbeiter-Haushalten, einer 2 MW PV-Freifläche und einer 5 MW Windkraftanlage
Bilanzielle Energy-Sharing-Szenarien & Mitarbeiter-Haushalte & 2x PV-Freiflächen & 5x Windkraft 27, 28	K01, K03	Stromaustausch über das öffentliche Verteilernetz der Unternehmen im Gewerbepark mit Mitarbeiter-Haushalten, 2x 2 MW PV-Freiflächen und 5x 5 MW Windkraftanlagen

5 Daten, Annahmen und Bewertungsmethodik

Die beteiligten Unternehmen haben im Zuge der Studie die für die Berechnung und Auswertung relevanten Energiedaten bereitgestellt. Zudem gab es einen engmaschigen Beteiligungs- und Projektprozess mit den Unternehmen. Die im Rahmen der Studie erarbeiteten Energy-Sharing-Szenarien erlauben zudem die Einbindung weiterer gesellschaftlicher Akteure in der Rolle als Prosumer, wie beispielsweise von Haushalten der Mitarbeitenden oder Betreiber von PV-Freiflächen und Windkraftanlagen. Im Folgenden werden die genutzten Daten und Annahmen sowie die angewendete Bewertungslogik dargestellt.

5.1 Daten

Das Wissen um den Ursprung und die Verarbeitung der Daten spielt eine relevante Rolle für die Einordnung und Bewertung der Ergebnisse. Im Rahmen dieser Studie werden basierend auf Internetrecherchen und Erfahrungswerten aus dem Bereich der Erneuerbaren Energien bestimmte Annahmen getroffen, aus denen sich Daten ableiten lassen, die in dieser Studie verwendet und bewertet werden. Diese Daten sollen realitätsnahe Näherungswerte darstellen und dazu dienen, grundsätzliche Tendenzen für Maßnahmen aufzeigen, aus denen sich Handlungsoptionen ableiten lassen. Die Prüfung des Einzelfalls wird dadurch nicht ersetzt. Grundlegend ist zwischen Energiedaten sowie Daten zur Berechnung der Wirtschaftlichkeit zu unterscheiden.

5.1.1 Energiedaten

Die Daten der Energiemengen beziehen sich auf das Bezugsjahr 2025, ausgehend von vorliegenden Abrechnungen bis Dezember 2025. Dieses Jahr hatte 365 Tage und viele Feiertage, die auf Wochentage fielen. Damit hat es im Vergleich zu anderen Jahren vermutlich eine geringere Produktivität. Dies gilt es mit Blick auf die Ergebnisse zu berücksichtigen. Es darf aber davon ausgegangen werden, dass es aufgrund seiner Aktualität aussagefähiger für die Zukunft sein wird als ältere Zeiträume.
Die übermittelten realen Energiedaten der vier Unternehmen waren sehr unterschiedlich in der Art, Menge, Vollständigkeit und Relevanz. Um eine Vergleichbarkeit untereinander und Aussagefähigkeit herzustellen, waren Annahmen oder ergänzende Teilannahmen notwendig. In diesem Abschnitt werden die Datenquellen und Prinzipien für getroffene Annahmen erläutert. Zu näheren Details siehe Anhang 1. Dort sind unter anderem die Annahmen für Stromlastgangdaten der Wärmepumpen- und Ladesäulensimulationen im Detail einsehbar.

Energiedaten im Modul 1 - Status Quo

Für die Stromlastgänge als 15-Minutenzeitreihen der vier Unternehmen in der Ausgangssituation (Klimaschutzausbaustufe K0) waren Teilergänzungen für Datenlücken die Regel. Hierzu wurden Zeitwerte aus Monaten zur gleichen Jahreszeit übertragen. Es wurde unterschieden zwischen Sonn- und Feiertagen, Samstagen und Werktagen. Um reine Verbrauchsdaten zu erhalten, wurden PV-Ertragsdaten von Bestandsanlagen aus dem Ausgangs-Stromlastgang in der Klimaschutzausbaustufe K0

herausgerechnet. Stromverbrauchsdaten für Wärmepumpen, Kühl- und Lüftungsanlagen sowie Elektroladesäulen im Bestand waren integriert. Effizienzmaßnahmen in den Prozessen oder Gebäudesanierungen werden in den Stromlastdaten und in den Wärmeverbrauchsdaten widergespiegelt. Es wurden folgende Arten von Energiedaten für die Ausgangssituation der Unternehmen verwendet/ermittelt:

- Netzanschlussleistung
- Jahresstromverbrauch und Stromlastgangdaten (15 Min.- Zeitreihen)
- Stromerzeugungsanlagen im Bestand
- Daten zum Wärmebedarf
- Daten zur Mobilität
- Besonderheiten

PV-Ertragsdaten in den Klimaschutzausbaustufen

Die zur Dachbelegung mit konventionellen PV-Modulen erforderlichen Statikunterlagen mit der Ausweisung ausreichender Lastreserven waren nicht für alle Dächer verfügbar. Folglich gab es individuell abgestimmte Annahmen für die Anwendung konventioneller PV-Anlagen und bei unklarer Statik die Anwendung von PV-Leichtmodulen. Geländeflächen wurden bezüglich ihrer Nutzbarkeit für den Bau von Parkplatz-PV-Anlagen analysiert. Dazu wurden frei verfügbare Online-Geoinformationsdaten, Drohnenbilder der Vor-Ort-Besichtigungen und Ergebnisse aus Piguel (2025) herangezogen. Zu den PV-Anlagen wurde in der Regel ein Speicher angenommen, dessen günstigste Dimensionierung mithilfe der Optisizer Simulationssoftware (Optisizer AG, 2026) ermittelt wurde. Die PV-Ertragsdaten wurden über die PV*SOL Planungs- und Simulationssoftware ermittelt (Valentin Software GmbH, 2020).

Stromlastdaten

Die Vollständigkeit der Stromlastdaten der vier Unternehmen in 15-Minuten-Intervallen variierte, wie oben bereits beschrieben. Bei den Unternehmen Gebr. Heinemann, DACHSER SE und Bosch/Buderus wurden Datenlücken mit vergleichbaren Daten aus der gleichen Jahreszeit und zu identischen Tagen wie Sonn- und Feiertagen, Samstagen oder Werktagen ersetzt.
Bei der Firma Marx waren keine Stromlastdaten verfügbar. Hier wurde auf das BDEW-G25-Standardlastprofil für Gewerbe zurückgegriffen, dessen Lastverlauf auf den vom Unternehmen vorgelegten Jahresstromverbrauch von insgesamt 93 MWh/a für 2025 skaliert wurde (BDEW e.V., 2025). In diesen Stromverbrauch integriert waren die Verbräuche einer Wärmepumpe mit 49kW und einer 11kW PKW-Ladesäule für Mitarbeitende.
Bei den Mitarbeitenden-Haushalten waren ebenfalls keine Stromlastdaten vorhanden und auch hier wurde auf das BDEW-Standardlastprofil zurückgegriffen, diesmal H25 für Haushalte (BDEW e.V., 2025). Die Lastprofile wurden auf einen Jahresstromverbrauch von jeweils 3500 kWh/a in der Ausgangssituation und Klimaschutzausbaustufe K01 kalkuliert.
Die Ermittlung der handelbaren Strommengen in den einzelnen Energy-Sharing-Szenarien erfolgte mittels Microsoft-Excel-Tabellen. Die verwendeten Daten der Stromlastdaten wurden zu diesem

Zweck von 15-Minuten-Zeitreihen in 1-Stunden-Zeitreihen überführt, um eine gut handhabbare Datenmenge und mehr Anschaulichkeit zu erreichen. Der geringe Verlust an Genauigkeit kann im Spiegel der Unschärfe der Eingangsdaten als vernachlässigbar eingeschätzt werden.

5.1.2 Daten zur Wirtschaftlichkeit

Für die Umsetzbarkeit der einzelnen Szenarien stellt sich die Frage der Wirtschaftlichkeit. Zunächst werden die Investitionsbedarfe für jede Investitionsart ermittelt. Zusätzlich bedarf es der Annahmen für die Kosteneinsparungen auf der Ausgabenseite und die der Einnahmen. So bewirkt jeder Stromfluss einen individuellen Preis. Zur Ermittlung der Wirtschaftlichkeit dienen klassische Investitionsberechnungen, wie die Interner-Zinsfuß-Methode mit Ergebnissen zur Gesamtkapital- und Eigenkapitalrendite und die klassische Kapitalwertmethode zur Zweitkontrolle und zur Ermittlung der Amortisationszeiträume. Im Folgenden werden die Annahmen für spezifische Investitionskosten und Preise der gehandelten Energiemengen aufgeführt.

Investitionsbedarfe

Zur Ermittlung der Investitionsbedarfe pro Klimaschutzausbaustufe wurden für jede Investitionsart die spezifischen Investitionskosten angenommen (s. Tabelle 6). Die spezifischen Preise für konventionelle Photovoltaikanlage, Photovoltaik-Leichtmodule und für Speicher basieren auf Erfahrungswerten und Internetrecherchen, beispielsweise auf Solarthemen Media GmbH (2026) und Verivox GmbH (2026).
Für Werte der Parkplatz-Photovoltaik wurde auf die Ergebnisse von Piguel (2025) zurückgegriffen. Für die Werte für LKW/PKW-Ladeinfrastruktur wurde auf Gnann et al. (2025), eine interne DACHSER SE Präsentation, sowie in Anlehnung an die LKWs, die bei der Firma DACHSER SE genutzt werden (Renault Trucks, 2026).
Für Kosten einer Wärmepumpe wurden Informationen aus Finanztip Verbraucherinformation (2026) und Anondi GmbH (2026) genutzt. Die erforderlichen Betriebskosten für Benzin/Diesel beim Umstieg auf Elektromobilität bei PKW und LKW wurden mit Hilfe von Daten des BDEW und Vergleichsportalen ermittelt (BDEW e.V., 2026; CHECK 24 Vergleichsportal GmbH, 2026; Verivox GmbH, 2026).
Die Gesamtinvestition ergibt sich aus der Summe der Einzelinvestitionen für jede individuelle Klimaschutzausbaustufe plus einer Zusatzpauschale in Höhe von 10%. Die Gesamtinvestitionen werden in den Ergebnistabellen zur unternehmerischen Betrachtung individuell für die einzelnen Unternehmen aufgelistet.

Tabelle 6: Annahmen für spezifische Investitionskosten

Spezifische Investitionskosten	Investitionsart
850€/kWp	Konventionelle Photovoltaikanlage als Neuinvestition
1300€/kWp	Photovoltaik-Leichtmodule als Neuinvestition
1600€/kWp	Parkplatz-Photovoltaik als Neuinvestition
400€/kWh	Speicher als Neuinvestition
6.250€/(22kW)	PKW-Ladeinfrastruktur als Neuinvestition
150.000 €/(180kW)	LKW-Ladeinfrastruktur als Neuinvestition
200.000 €/(400kW)	LKW-Schnellladeinfrastruktur als Neuinvestition
180.000€/LKW	Elektro-LKW (300.000 €) gegenüber Diesel-LKW (120.000 €) als Ersatzinvestition
Umrechnungsfaktor für LKW: 3,17	Ersatzinvestition LKW: Umrechnungsfaktor für den Treibstoff Diesel gegenüber dem Strombedarf für Elektromobilität. Aus dem Verhältnis der Wirkungsgrade für 95% bei Elektromobilität und 30% bei Verbrenner-LKW ergibt sich für die gleiche Fahrstrecke: $E_{Elektro} \cdot 0{,}95 = E_{Diesel/Benzin} \cdot 0{,}30$ $E_{Diesel} = \frac{0{,}95}{0{,}3} \cdot E_{Elektro} \approx 3{,}17 \cdot E_{Elektro}$
600€/kW	Wärmepumpe (1200 €/kW) gegenüber Gasheizung (600 €/kW) als Ersatzinvestition
Umrechnungsfaktor: 3,0	Ersatzinvestition: Umrechnungsfaktor für den Wärmeenergiebedarf durch Gasheizung gegenüber dem Strombedarf für eine Luft-Wasser-Wärmepumpe. Gemäß Leistungszahl einer Wärmepumpe ε_{WP} bzw. COP gilt hier angenommen: $\varepsilon_{WP} = \frac{\dot{Q}_{Heiz}}{P_{elektrisch}} \approx 3{,}0$
Umrechnungsfaktor für Mitarbeiter-PKW: 3,8	Ersatzinvestition PKW: Umrechnungsfaktor für den Treibstoff Diesel/Benzin gegenüber dem Strombedarf für Elektromobilität. Aus dem Verhältnis der Wirkungsgrade für 95% bei Elektromobilität und 24% bei Verbrenner-PKW ergibt sich für die gleiche Fahrstrecke: $E_{Elektro} \cdot 0{,}95 = E_{Diesel/Benzin} \cdot 0{,}25$ $E_{Diesel/Benzin} = \frac{0{,}95}{0{,}25} \cdot E_{Elektro} \approx 3{,}8 \cdot E_{Elektro}$

Finanzierung und Preise für gehandelte Strommengen

Für die Berechnung der Finanzierung und Wirtschaftlichkeit wurden folgende Annahmen getroffen:

- 20 Jahre als Investitionszeitraum
- 2,5% jährliche Preissteigerung
- 80% Fremdfinanzierung über 20 Jahre
- Annuitätendarlehen mit 4,5% Verzinsung
- Betriebskosten inklusive 1% Wartung/Ersatz, 0,3% Versicherung, 0,5% Verwaltung
- 5% jährliche Abschreibung

Als Wert für eine Einspeisevergütung wurde ein pauschaler Erlös von 0,02 €/kWh verwendet, der einen realistischeren Wert darstellen soll, aus bis zum 31.07.2026 noch gewährter Vergütung als anzulegender Wert – Marktprämie zur Teileinspeisung von 0,059 €/kWh bei Anlagen über 40 kWp und dem seit 2025 neu in Kraft getretenen Solarspitzengesetz. Das Solarspitzengesetz beinhaltet für Solarbetreiber die Umstellung auf Börsenstrompreise bei Einspeisungszeiten mit negativen Strompreisen oder die Begrenzung der Einspeiseleistung auf 60% für Anlagen unter 100 kWp (Bundesnetzagentur, 2026a; Bundesverband für Solarwirtschaft e.V., 2026). Der Einfachheit halber wird pauschal mit diesem Wert von 0,02 €/kWh gearbeitet, um diese Verluste bei der Einspeisevergütung realistisch abzubilden. Die weiteren Strompreise orientieren sich an realen Strompreisabrechnungen der Unternehmen, sofern vorhanden, in Kombination mit Recherchen für Veröffentlichungen für Netzentgelte der HNE und der Bundesnetzagentur (Hamburger Energienetze GmbH, 2026; Bundesnetzagentur, 2026b). Eine Übersicht aller Annahmen zu den Preisen und Bestandteilen für gehandelte Energiemengen liefert Tabelle 7.

Tabelle 7: Annahmen für Preise der gehandelten Energiemengen

Preis-Annahme	Art der ausgetauschten Energiemengen
0,02 €/kWh	pauschaler Erlös bei der Einspeisung für PV-Anlagen
0,23 – 0,38 €/kWh	Brutto-Netzstrompreis inklusive Arbeitspreis, Netzkosten, gegebenenfalls Dienstleistungsbetrag, Grundpreis, jeweils als Mischpreis nach Verbraucher-Gruppierung
0,08 – 0,22 €/kWh	anteilige Netzkosten bei Bezug von Strom aus dem öffentlichen Stromnetz
0,01 €/kWh	anteiliger Dienstleistungsbetrag für Verwaltungsaufwand einer Infrastrukturgesellschaft oder eines Dienstleisters
0,08 €/kWh	angenommener Arbeitspreis innerhalb einer möglichen Sharing-Community
1,45 – 0,22 €/kWh	Kosten für den Speicher- und Netzbetrieb für eine Infrastrukturbetreibergesellschaft in physikalischen Energy-Sharing-Szenarien/Direktstrombelieferungs-Szenarien
0,04 – 0,12 €/kWh	Brutto-Gaspreis als Mischpreis je nach Verbraucher-Gruppierung
0,23 €/kWh	Brutto-Kraftstoffpreis Benzin-/Diesel-Mischpreis
0,25 €/kWh	Bruttostrompreis für Ladestrom an Mitarbeiter-Ladestationen

5.1.3 Weitere Daten

Eine Infrastrukturbetreibergesellschaft – physikalische Szenarien Nr. 01-03 und 13-15

Für die physikalischen Szenarien mittels Direktstrombelieferung gemäß Nr. 01-03 in Modul 1 und 13-15 in Modul 2 benötigt es eine Institution, die anstelle eines Netzbetreibers die Investitionen für eine Leitungs- und Messinfrastruktur und einen gemeinsamen Speicher umsetzt, verwaltet und die danach anschließende technische und betriebswirtschaftliche Betriebsführung organisiert. Es bedarf klarer vertraglicher Regelungen zu den Eigentumsabgrenzungen, Befugnissen und Haftungsfragen der einzelnen Unternehmen untereinander und gegenüber dem öffentlichen Netzbetreiber. Verschiedene Gesellschaftsformen wären denkbar, z.B. eine eG als eingetragene Genossenschaft oder

eine GmbH. Es wird hier angenommen, dass die Betreibergesellschaft von den beteiligten Unternehmen selbst mit definierten Anteilen gegründet und betrieben wird. Folgende Annahmen wurden getroffen und sind in Tabelle 8 aufgelistet.

Tabelle 8: Beteiligungen der Unternehmen an einer Infrastrukturbetreibergesellschaft

	Unternehmen	Beteiligung	Investitionen
Modul 1	Gebr. Heinemann	40%	1.440.000 €
	DACHSER SE	50%	1.800.000 €
	Bosch/Buderus	5%	180.000 €
	Marx GmbH	5%	180.000 €
Betreibergesellschaft		**100%**	**3.000.000 € für Leitungs- u. Messinfrastruktur** **600.000 € für gemeinsamen Speicher 500kW/2000kWh**
Modul 2	6x Unternehmen G1	6x 6%	136.000 € pro Unternehmen G1
	6x Unternehmen G2	6x 7,2%	163.000 € pro Unternehmen G2
	52x Unternehmen K1	52x 0,22%	575 € pro Unternehmen K1
	97x Unternehmen K2	97x 0,10%	135 € pro Unternehmen K2
Betreibergesellschaft		**100%**	**10.000.000 € für Leitungs- u. Messinfrastruktur** **3.600.000 € für 6x gemeinsame Speicher á 500kW/2000kWh**

Folgende Grenz-Netzentgelte müssten aufgrund der Anfangsinvestitionen und laufenden Betriebsführung über 20 Jahre erhoben werden (Gesamtkapitalrendite = Eigenkapitalrendite = 0), gemäß genannter Finanzierungsannahmen. In Modul 1:

- K01: 1,45 €/kWh
- K02: 0,49 €/kWh
- K03: 0,55 €/kWh

In Modul 2:

- K01: 0,78 €/kWh
- K02: 0,39 €/kWh
- K03: 0,22 €/kWh

Es wird deutlich: Da in K01 im Modul 1 die gehandelten Strommengen gering sind, schlagen sich die Investitions- und Betriebskosten im Übermaß auf die einzelne kWh nieder. Damit zeigt sich, dass der Lösungsansatz sich erst in späteren Ausbaustufen lohnen kann.

Daten für PV-Freiflächen und Windkraft

In den letzten sechs bilanziellen Energy-Sharing-Szenarien Nr. 23 bis 28 werden PV-Freiflächen integriert. In den letzten vier bilanziellen Energy-Sharing-Szenarien Nr. 25 bis 28 wird zusätzlich Windkraft integriert. Hierzu wurden in den Energy-Sharing-Szenarien PV-Freiflächen integriert, deren Er-

tragsdaten identisch mit den sonst in anderen Szenarien verwendeten PV-Ertragsdaten sind, mit einem spezifischen Solarertrag von 888 kWh/kWp, hochskaliert auf 2000 kW. Somit ergibt sich ein Jahresertrag von 1.775.000 kWh/a pro Anlage. Für Stromerzeuger in dieser Größenordnung kommt der Stromeigenbedarf der Anlage zum Tragen, z.B. für Wechselrichter, Datenrouter, aktive Kühlung/Heizung, Nachführsysteme etc. Hier wurde mit 2 kWh pro 1 Std Zeiteinheit für den Standby- oder Nichtertragsbetrieb gerechnet. Dies sind 9190 kWh/a, also 0,52% des Jahresertrages (Valentin Software GmbH, 2020).
Für die Windenergie-Ertragsdaten in den letzten vier Energy-Sharing-Szenarien wurden zunächst Windgeschwindigkeitsdaten in 1-Stundenzeitreihen für das Jahr 2025 vom Standort Allermöhe in 150m Nabenhöhe erhalten (Anemos, 2025). Im konkreten Fall dieser Studie wurden folgende Annahmen getroffen:

- Windenergieanlage mit 5000 kW Nennleistung
- 126 m Rotordurchmesser
- 150m Nabenhöhe
- 3m/s als Cut-On-Windgeschwindigkeit für den Leistungsanlauf
- Wind-Leistungsübertragung gemäß einer theoretisch berechneten Leistungskurve
- 25m/s als Cut-Off-Windgeschwindigkeit für die Leistungsabregelung zum Schutz der Anlage

Damit ergibt sich ein Jahresertrag pro Anlage von 9.987.000 kWh/a. Auch für Windenergieanlagen kommt der Stromeigenbedarf der Anlage im Nichtertragsbetrieb zum Tragen, z.B. für Windnachführsysteme, Pitchsystem, Umrichtersystem, Datenrouter, aktive Kühlung etc. Hier wurde mit 30 kWh pro 1 Std Zeiteinheit für den Standby- oder Nichtertragsbetrieb gerechnet. Es ergeben sich 66.960 kWh/a, also 0,67% des Jahresertrages (Bundesverband WindEnergie e.V., 2022).

5.2 Bewertungsmethodik

5.2.1 Gesellschaftliche Perspektive

Die Bewertungslogik der einzelnen Szenarien aus gesellschaftlicher Perspektive erfolgt anhand der zuvor definierten Zielvorgaben. Im Abschnitt 3.1 wurden zwei Zielvorgaben definiert:

1. Selbst erzeugte Energie soll in der Community verbleiben.
2. Der Community-Bedarf soll durch selbst erzeugte Energie gedeckt werden.

Die Zielvorgaben benennen Energiemengen, die miteinander ausgetauscht werden. Es geht folglich nicht unbedingt nur um den Austausch von Strom. Auch Energie in Form von anderen Energieträgern, einschließlich Warmwasser aus Fern- oder Nahwärmenetzen u. ä. wurde betrachtet. Im Rahmen der systemischen Ergebnisdarstellung wird auf die Bedarfssektoren Wärme und Mobilität eingegangen und inwieweit andere Energieträger als Strom am Standort Allermöhe sinnvollerweise eine Rolle spielen sollten oder nicht. In diesem Abschnitt zur Erläuterung der Bewertungslogik geht es lediglich um den Stromaustausch.

Eigenverbrauch und Autarkiegrad durch selbst erzeugten Strom

Als Bewertungsmaßstäbe dienen der Eigenverbrauchsanteil aus Erzeugerperspektive und der Autarkiegrad aus Bedarfsperspektive. Dabei gilt für den Eigenverbrauchsanteil: je größer der Eigenverbrauchsanteil, desto mehr Strom verbleibt in der Community. Und es gilt für den Autarkiegrad: je größer der Autarkiegrad, desto mehr Strombedarf wird vom selbst erzeugten Strom der Community gedeckt.

Es gelten nachfolgende Variablen, gemäß diesen Definitionen:

$P_{Gesamt1}$	*= Selbst erzeugter Strom von Unternehmen 1*
P_1	*= Selbst erzeugter und selbst verbrauchter Strom von Unternehmen 1*
$\sum P_{Community}$	*= Summe selbst erzeugter Strommengen der Community-Unternehmen*
$\sum P_i$	*= Summe selbst erzeugter und selbst verbrauchter Strommengen der Community-Unternehmen*
$P_{Austausch}$	*= Gehandelte Strommenge der Community*
$\sum B_{Community}$	*= Summe der Strombedarfe der Community-Unternehmen*

Es gelten folgende Formeln für den Eigenanteil des Einzelunternehmens 1 = E_1 und Überschuss = $P_{1Ü}$ und für den Autarkiegrad des Einzelunternehmens 1 = A_1 und Reststrombedarf des Einzelunternehmens 1 = B_{1R}:

Erzeugerperspektive, einzeln: $E_1 = \frac{P_1}{P_{Gesamt1}} \cdot 100\%$ $\qquad P_{1Ü} = P_{Gesamt1} - P_1$

Bedarfsperspektive, einzeln: $A_1 = \frac{B_1}{B_{Gesamt1}} \cdot 100\%$ $\qquad B_{1R} = B_{Gesamt1} - B_1$

Für die Community gelten folgende Formeln aus Erzeugerperspektive:

Eigenverbrauchsanteil der Community

$$= E_{Community} = \frac{(\sum P_i + P_{Austausch})}{\sum P_{Community}} \cdot 100$$

Eigenverbrauchsanteil der Community-Unternehmen bezogen auf die Community-Erzeugung

$$= E_{Pi} = \frac{\sum P_i}{\sum P_{Community}} \cdot 100$$

Gehandelte Strommenge der Community bezogen auf die Community-Erzeugung

$$= E_{PAustausch} = \frac{P_{Austausch}}{\sum P_{Community}} \cdot 100$$

Anteil des Community-Stromüberschusses zur Netzeinspeisung

$$= E_{PNetz} = \frac{\left(\sum P_{Community} - \sum P_i - P_{Austausch}\right)}{\sum P_{Community}} \cdot 100$$

Zudem ergeben sich für die Community folgende Formeln aus Bedarfsperspektive:

Autarkiegrad der Community

$$= A_{Community} = \frac{(\sum P_i + P_{Austausch})}{\sum B_{Community}} \cdot 100$$

Eigenverbrauchsanteil der Community-Unternehmen bezogen auf den Community-Strombedarf

$$= A_{Bi} = \frac{\sum P_i}{\sum B_{Community}} \cdot 100$$

Gehandelte Strommenge bezogen auf den Community-Strombedarf

$$= A_{BAustausch} = \frac{P_{Austausch}}{\sum B_{Community}} \cdot 100$$

Anteil des Reststrombedarfes aus dem Netz

$$= A_{BNetz} = \frac{\left(\sum B_{Community} - \sum P_i - P_{Austausch}\right)}{\sum B_{Community}} \cdot 100$$

Beispielberechnungen

Anhand von zwei Beispielen soll die gesellschaftliche Bewertung erläutert werden. Es wird das Szenario 01 im physikalischen Direktstromaustausch mit dem Szenario 04 im bilanziellen Austausch, mit jeweils allen vier Unternehmen in Klimaschutz-Stufe K01, verglichen.
Für Szenario 01 im physikalischen Direktstromaustausch lassen sich aus den Strommengen folgende Ergebnisse ableiten (s. Tabelle 9; Abbildung 5):

- $E_{Pi} = 85{,}4\%$ *Eigenverbrauchsanteil der Unternehmen bezogen auf die Erzeugung*
- $E_{PAustausch} = 12{,}3\%$ *gehandelter Strom bezogen auf die Erzeugung*
- $E_{PNetz} = 2{,}3\%$ *Anteil des Community − Stromüberschusses zur Netzeinspeisung*
- $A_{Bi} = 19{,}7\%$ *Eigenverbrauchsanteil der Unternehmen bezogen auf den Bedarf*
- $A_{BAustausch} = 2{,}8\%$ *gehandelter Strom bezogen auf den Bedarf*
- $A_{BNetz} = 77{,}4\%$ Reststrombedarf der Community aus dem Netz

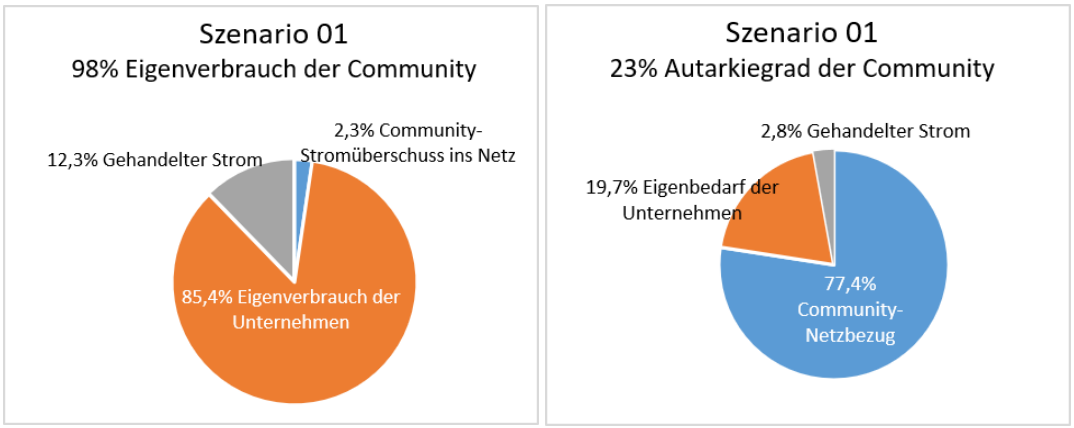


Abbildung 5: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad im Szenario 01

Tabelle 9: Beispiel 1 - Energy-Sharing-Szenario 01 als physikalisches Energy Sharing (K01)

Unternehmen mit Klimaschutzausbaustufe K01	Anteile an der Betreibergesellschaft	Strombedarf in MWh/a	PV-Anlagen in kWp & Speicher in kW/kWh	PV-Ertrag in MWh/a	PV-Überschuss in MWh/a	Reststrombedarf in MWh/a	Verkauf von Strom in MWh/a	Einkauf von Strom in MWh/a
			Einzellösung				Community	
Gebr. Heinemann	40%	3000	1004 kWp	891	110	2219	86	47
DACHSER SE*	50%	4115	726 kWp	644	50	3521	41	157
Bosch/Buderus	5%	113	74 kWp	66	33	80	30	1,9
Marx GmbH	5%	93	100 kWp	89	54	58	50	0,5
Summe / Betreibergesellschaft	**100%**	**7321**	**1904 kWp & 500 kW/2000 kWh**	**1690**	**247**	**5877**	**207**	

*DACHSER SE: Summe beider Standorte am Rungedamm und Wilhelm-Iwan-Ring

Für Szenario 04 im bilanziellen Austausch, mit jeweils allen vier Unternehmen in Klimaschutz-Stufe K01 lassen sich aus den Strommengen folgende Ergebnisse ableiten (s. Tabelle 10; Abbildung 6):

- $E_{Pi} = 88{,}3\%$ *Eigenverbrauchsanteil der Unternehmen bezogen auf die Erzeugung*
- $E_{PAustausch} = 4{,}6\%$ *gehandelter Strom bezogen auf die Erzeugung*
- $E_{PNetz} = 7{,}1\%$ *Anteil des Community − Stromüberschusses zur Netzeinspeisung*
- $A_{Bi} = 20{,}4\%$ *Eigenverbrauchsanteil der Unternehmen bezogen auf den Bedarf*
- $A_{BAustausch} = 1{,}1\%$ *gehandelter Strom bezogen auf den Bedarf*
- $A_{BNetz} = 78{,}5\%$ Reststrombedarf der Community aus dem Netz

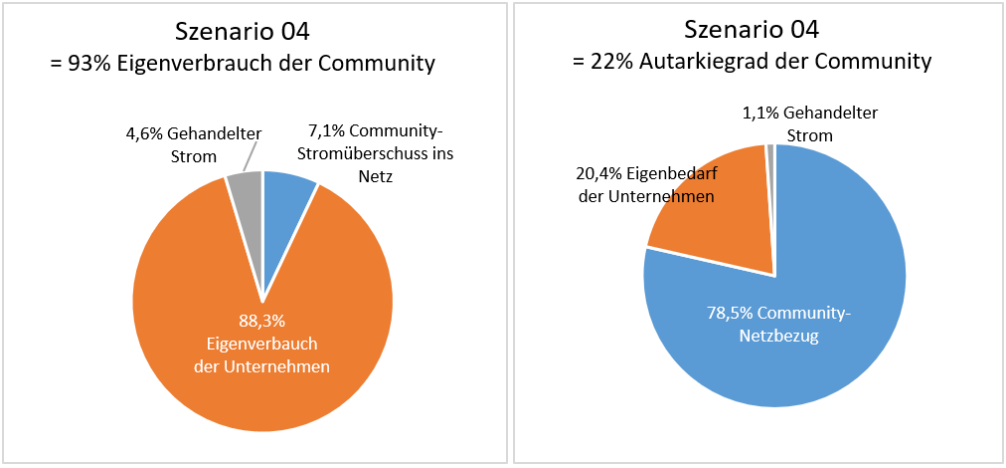


Abbildung 6: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad im Szenario 04

Tabelle 10: Beispiel 2 - Energy-Sharing-Szenario 04 als bilanzielles Energy Sharing (K01)

Unternehmen in der Klimaschutz-ausbaustufe K01	Strombedarf in MWh/a	PV-Anlagen in kWp & Speicher in kW/kWh	PV-Ertrag in MWh/a	PV-Überschuss in MWh/a	Reststrombedarf in MWh/a	Verkauf von Strom in MWh/a	Einkauf von Strom in MWh/a
		Einzellösung				Community	
Gebr. Heinemann	3000	1004 kWp & 100 kW/100 kWh	891	97	2206	23	10
DACHSER SE*	4115	726 kWp & 300 kW/300 kWh	644	24	3494	3	69
Bosch/Buderus	113	74 kWp & 10 kW/10 kWh	66	30	77	21	0,2
Marx GmbH	93	100 kWp & 25 kW/25 kWh	89	47	51	32	0,6
Summe	**7321**	**1904 kWp & 425 kW/425 kWh**	**1690**	**198**	**5828**	**79**	

*DACHSER SE: Summe beider Standorte am Rungedamm und Wilhelm-Iwan-Ring

Als kurze Erklärung für die unterschiedlichen gehandelten Strommengen sei an dieser Stelle den Ergebnissen vorweggenommen: In beiden Szenarien sind die Klimaschutzausbaustufen gleich. Im Szenario 01 wird jedoch ein Speicher mit 500kW/2000kWh für alle Unternehmen zusammen verwendet. Im Szenario 04 hat dagegen jedes Unternehmen seinen eigenen Speicher mit 425 kW/425 kWh insgesamt.

5.2.2 Unternehmerische Bewertung

Für die unternehmerische Bewertung spielt die individuelle Situation der Unternehmen eine Rolle und die Potenzialentwicklung aus dieser individuellen Rolle heraus. Grundsätzlich wurden im Rahmen dieser Studie folgende Informationen bei den Unternehmen erhoben:

- schon umgesetzte und geplante Energieeffizienz- und Klimaschutzmaßnahmen
- Gebäudezustand, wie z.B. Art, Anzahl, Energieausweise, Dachflächen
- Betriebsgelände, wie z.B. Parkplatzflächen, absehbare Nutzungsveränderungen
- genutzte Energiemanagementsysteme
- Energiebedarfe an Nutzenergie und Energieträger für Strom, Wärme/Kälte, Mobilität
  - Zähler- und Messeinrichtung, Netzanschlussleistung, Besonderheiten
  - Eigene Energieversorgung durch PV-Anlagen, BHKW-Anlagen, Speicher
  - Bestehende Ladeinfrastruktur
  - Wärmeerzeuger, Betriebszeiten, Abwärmenutzung
  - Kälteerzeuger, Kälteleistung etc.

Es erfolgte die Erarbeitung von Potenzialen für die Klimaschutzausbaustufen K01 und K02 zur eigenen Stromerzeugung mit Speichern und für die Klimaschutzausbaustufe K03 zur Einbindung weiterer Klimaschutz- und Effizienzmaßnahmen mit dem Umstieg auf Wärmepumpe bei der Wärmeerzeu-

gung und auf Elektromobilität bei der Mobilität. Daran angelehnt erfolgte die Wirtschaftlichkeitsberechnung mittels Methoden zur Investitionsberechnung als Interne-Zinsfuß-Methode und Kapitalwertmethode.

5.2.3 Gemeinsame Bewertung

Für die gemeinsame Betrachtung aus systemischer und unternehmerischer Sicht werden diejenigen Szenarien zum Energy Sharing mit hohen Eigenverbrauchswerten, hoher Autarkiegrade und zusätzlich guter Wirtschaftlichkeit für möglichst alle beteiligten Akteure identifiziert. Daraus sollen sich die Handlungsempfehlungen für die beteiligten Unternehmen, anderen privatwirtschaftlichen Akteuren und für die öffentlichen Entscheidungsgremien der Stadt Hamburg, einschließlich des städtischen Netzbetreibers, ableiten lassen.

6 Ergebnisse

6.1 Modul 1 – Aggregierte Ergebnisse von gemeinschaftlichen Maßnahmen

6.1.1 Energy-Sharing-Szenarien im Vergleich

Zur Betrachtung Energy-Sharing-Szenarien werden die Erzeugerseite und die Bedarfsseite in Abbildung 7 einander gegenübergestellt. Die Erzeugerseite unterteilt sich in direkter Nutzung für den Eigenverbrauch der Unternehmen allein, gehandelter Strom innerhalb der Community und Überschuss ins Netz. Dem gegenüber steht der Strombedarf der Community, also aller vier Unternehmen zusammen. Die Szenarien steigen innerhalb der Gruppierungen von K01 auf K03 an und bestehen aus:

- 01, 02, 03: physikalisches Energy Sharing im Sinne einer Direktstrombelieferung der vier Unternehmen miteinander
- 04, 05, 06: bilanzielles Energy Sharing der vier Unternehmen miteinander
- 07, 08: bilanzielles Energy Sharing der vier Unternehmen plus 40 Mitarbeitenden-Haushalte
- 09, 10: bilanzielles Energy Sharing als PPA zwischen Gebr. Heinemann und Buderus
- 11, 12: bilanzielles Energy Sharing als PPA zwischen DACHSER SE und Marx GmbH

Es ist zu erkennen, dass in allen Klimaschutzausbaustufen der Strombedarf der Community die mögliche Stromerzeugung übersteigt. Demnach kann die eigene Erzeugung der vier Unternehmen den Strombedarf nicht abdecken, selbst in der höchsten Klimaschutzausbaustufe K03 nicht. Innerhalb der Erzeugerstruktur ist der Eigenverbrauchsanteil jedes Unternehmens für sich schon recht hoch. Es verbleibt insgesamt bei allen Szenarien vergleichsweise wenig Strom zum gemeinsamen Austausch, im Verhältnis zur Eigenverbrauchsabdeckung und erst recht im Verhältnis zum Bedarf. Es ist aber auch erkennbar, dass der Anteil der gehandelten Strommenge innerhalb des Anstiegs der Klimaschutzausbaustufen von K01, über K02 zu K03 ansteigt.

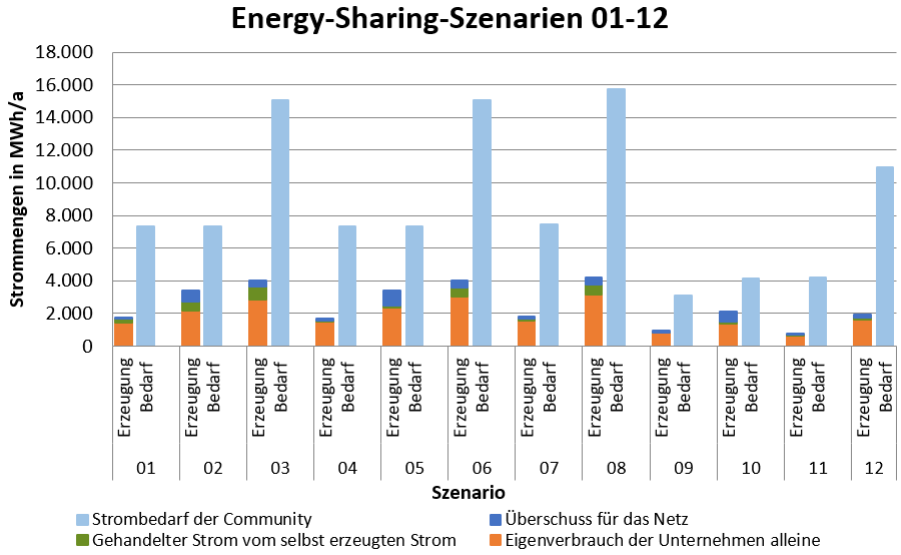


Abbildung 7: Energy-Sharing-Szenarien im Modul 1

6.1.2 Klimaneutrale Wärmenutzung

Die Wärmeversorgung im Gewerbegebiet erfolgt derzeit hauptsächlich basierend auf Gasversorgung. Dies bedeutet, dass die mit Gas belieferten Unternehmen ihr jeweils eigenes gasbefeuertes Heizungssystem betreiben. Der Warmwasserkreislauf für Heizung und Warmwasserversorgung zirkuliert demnach in den betriebseigenen Gebäudeabschnitten und innerhalb des eigenen Geländes. Heizkreisverbindungen mit Warmwasserleitungen zwischen den Unternehmen und übergreifend zwischen den Betriebsgeländen gibt es nicht. Für ein Nahwärmenetz im Gewerbepark müssten demnach Rohrleitungsverbindungen für Warmwasser zwischen den Geländeflächen der beteiligten Unternehmen verlegt werden. Es bräuchte eine Investitionsabschätzung, eine Finanzierung und vertragsrechtliche Eigentumsabgrenzungen. Da der Gewerbepark zudem aus stark versiegeltem Gelände mit vermutlich vielfältiger unterirdisch verlegter Leitungsstruktur und hoher Bodenverdichtung besteht, kommt weitere Komplexität hinzu. Zur Umsetzung eines Nahwärmenetzes könnte eine Institution/Gesellschaft gegründet werden. Diese könnte in eine gemeinschaftliche Heizzentrale mit Wärmeerzeuger, Wärmespeicher und Messsysteme investieren sowie diese technisch installieren und betreiben, als auch die Wärmeverbräuche betriebswirtschaftlich erfassen, verwalten und abrechnen. Die Wirtschaftlichkeit einer solchen Wärmeversorgungsstruktur hängt stark von den Kosten für den Bau und Betrieb der Infrastruktur ab und die wiederum von der Anzahl der beteiligten Unternehmen und deren Entfernungen zueinander (Agora Energiewende & Prognos AG, 2024). Nach einer ersten Investitionsabschätzung würden bei einem derartigen Nahwärmenetz Investitionskosten von mehreren Millionen Euro anfallen.
Dieser Art von klimaneutraler Wärmeversorgung steht die Variante gegenüber, individuelle Wärmeerzeugerlösungen zu installieren. Dies würde einen Heizungstausch von Gasthermen auf Wärmepumpen bedeuten. Luft-Wasser-Wärmepumpen benötigen lediglich einen von außen und innen zugänglichen geeigneten Aufstellort am Heizkreissystem. Wärmepumpen haben vereinfacht gesagt eine etwa dreifach bessere Effizienz im Vergleich zu üblichen Gasheizungen und es gibt bekannte Fördermöglichkeiten, die standardmäßig von Heizungsinstallateuren berücksichtigt werden. Ein weiterer Effizienzvorteil ist die Möglichkeit zur Abwärmenutzung. Abwärme aus Lüftungs- und Kühlsystemen kann durch direkte Kopplung mit Wärmepumpen effizient genutzt werden (Jacobi, 2023). Die spezifischen Investitionskosten von Wärmepumpe mit einer Annahme von 1200€/kW steht der Annahme einer Gasheizung mit 600€/kW gegenüber. In den Wirtschaftlichkeitsberechnungen wird der Wärmeerzeugertausch in Form einer Ersatzinvestition mit 600€/kW als Differenzbetrag berücksichtigt.

6.1.3 Klimaneutrale Mobilität und Maßnahmen zum Umweltschutz

Der Umstieg auf eine klimaneutrale elektrisch angetriebene Mobilität spielt insbesondere beim Unternehmen DACHSER SE eine maßgebliche Rolle. Hier ist ein Fuhrpark von mehreren hundert Fahrzeugen in Betrieb, der bis auf die unternehmenseigenen elektrisch betriebenen LKW, im Besitz von

Subunternehmern steht. Bei den übrigen 3 Unternehmen gibt es keine derart relevante Fahrzeugflotte. Hier beschränkt sich der Umstieg auf klimaneutrale E-Mobilität auf die Scope 3 Emissionen in Form des Pendelverkehrs der einzelnen Mitarbeitenden.
Maßnahmen zum Umweltschutz und zur Biodiversität wurden für die Unternehmen jeweils mitberücksichtigt, spielten aber für die Ergebnisse eine geringe bis keine Rolle. Zu erwähnen wären hierbei PV-Anlagen in Kombination mit Dachbegrünung sowie die Verwendung von Natriumionenspeicher statt Lithiumionenspeicher, um leicht verfügbarere Rohstoffe zu verwenden und dadurch bestimmte Gebäudestandards und Förderoptionen erfüllen zu können. Diese Themen werden im Ergebnisteil unternehmensspezifisch erläutert.

6.2 Modul 1 – Ergebnisse der Szenarien für die einzelnen Unternehmen

Die vier Unternehmen haben bereits jedes für sich einige Klimaschutzmaßnahmen umgesetzt oder sind im Begriff, diese umzusetzen. Dazu gehören z.B. der Bau und die Nutzung von PV-Anlagen auf Dachflächen (u.a. zusammen mit einem Neubau einer Gründachfläche), die Sanierung und Dämmung von Hausfassaden und Dächern, die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen (bspw. effiziente Abwärmenutzung aus Lüftungs- und Klimaanlagen) sowie der Aufbau von Ladeinfrastruktur für die unternehmenseigene Fahrzeugflotte oder für Mitarbeiterparkplätze. Die weiteren Erkenntnisse aus der Szenarienanalyse werden folgend nach den Unternehmen getrennt dargestellt.

6.2.1 Gebr. Heinemann SE & Co.KG

Gebr. Heinemann ist als Groß- und Einzelhändler im internationalen Reisemarkt tätig. Am Standort Allermöhe hat das Unternehmen einem Jahresstromverbrauch von ca. 3000 MWh/a und eine große Lagerhalle mit entsprechenden Dachflächen. Das Unternehmen verfügt intern über eine eigene Energiemanagementabteilung, in der umfassende Planungs- und Umsetzungsstrategien für eine energieeffiziente technische Gebäudeausrüstung, optimale Prozessführung und zukunftsgerichtete Klimaschutzmaßnahmen erarbeitet werden. Für das Jahr 2026 gab es zum Zeitpunkt der Bestandsanalyse bereits Umsetzungspläne für ein PV-Repowering-Projekt in der Größenordnung von 500kWp als Ersatz der bestehenden PV-Anlage zur Volleinspeisung und einer neuen 500kWp-Anlage in Kombination mit einem Gründach. Das Kältemedium der Klimaanlage wurde auf umweltfreundlicheres Propan umgerüstet. Der Standort ist unter den vier beteiligten Unternehmen als zentral anzusehen und weist Potenzialflächen für einen denkbaren gemeinsamen Batteriespeicherstandort auf. Auf dem Betriebsgelände gibt es große Parkplatzbereiche mit Potenzialen für Parkplatz-PV. Für die Mitarbeitenden gibt es bereits einige Elektroladesäulen. Potenziale für weitere Ladesäulen sind vorhanden. Die Wärmeversorgung basiert gegenwärtig auf herkömmlichem Erdgas.
Der Ausgangsstromlastgang weist an Werktagen von Montag bis Freitag von 07:00 bis ca. 23:30 Uhr, sowie an Samstagen von 7:00 bis ca. 15:00 auf einen gleichmäßig hohen Strombedarf auf. Die Grundlast ist in den Sommermonaten gegenüber dem Winter um 200 kW erhöht, vermutlich aufgrund der betriebenen Kühlanlage (s. Abbildung 8).

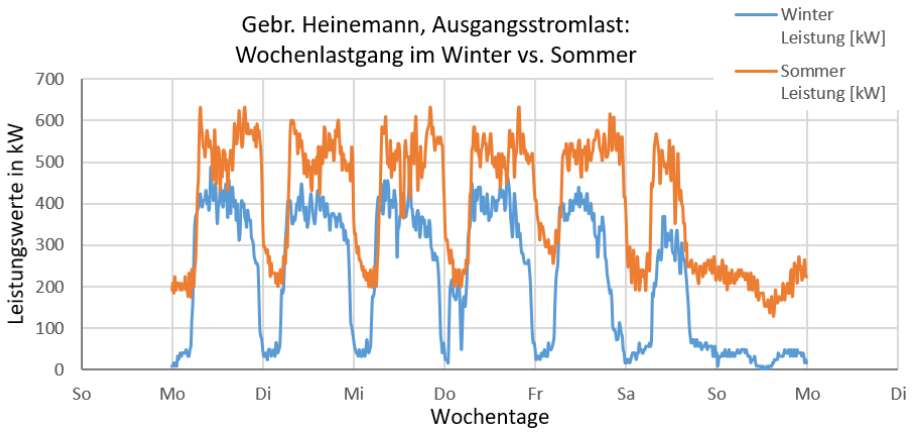


Abbildung 8: Gebr. Heinemann, Ausgangsstromlast als Wochenlastgang, Winter vs. Sommer

Die Klimaschutzausbaustufen setzen sich bei Gebr. Heinemann wie folgt zusammen. Die eigenen Batteriespeicher sind in den bilanziellen Szenarien enthalten:

- K01: 1004kWp konventionelle PV-Anlage, 100kWh Speicher
- K02: 1004kWp konventionelle PV-Anlage, 473kWp PV-Leichtmodule, 487kWp Parkplatz-PV, 400kWh Speicher
- K03: wie K02 plus 20x22kW PKW-Ladesäulen für Mitarbeitende, 900kW Wärmepumpe+240kW Zusatzheizung

Physikalisches Energy Sharing mit gemeinsamem 500kW/2000kWh Speicher statt einzelner Speicher lohnt sich für Gebr. Heinemann in keiner Klimaschutzausbaustufe. Die angenommenen Investitionssummen von insgesamt 3,6 Mio € und Gebr. Heinemanns 40%ige Beteiligung können dort die Vorteile der PV-Eigenverbrauchsnutzung und des Energy Sharings nicht kompensieren.
Für die bilanziellen Szenarien zeigen die Klimaschutzausbaustufen K01 und K02, dass sich der Zubau von PV-Erzeugungsanlagen unabhängig von der Art der PV-Anlagen lohnt, sowohl ohne als auch mit Energy Sharing, wobei inklusive Energy Sharing eine kürzere Amortisationszeit erreicht wird. In der Klimaschutzausbaustufe K03 spielt der Umstieg von der vorhandenen Gasheizung auf eine Wärmepumpenlösung als Ersatzinvestition eine maßgebliche Rolle für die Unwirtschaftlichkeit. Hier konkurriert ein sehr niedriger Gaspreis mit einem Strompreis, welcher in dieser Größenordnung nicht konkurrenzfähig ist, obwohl der Effizienzvorteil von 3 zu 1 bei der Wärmepumpe vorhanden ist (Annahme COP = 3).
In Abbildung 9 wird der Kapitalwert in der Klimaschutzausbaustufe K01 als Investition mit oder ohne Energy Sharing über 20 Jahre im Szenario 04 im Vergleich dargestellt. Nach 8 Jahren wird eine Amortisation erreicht, für beide Varianten. Es ist zwischen den beiden Varianten, mit oder ohne Energy Sharing, kein klarer Unterschied erkennbar. Es macht folglich für Gebr. Heinemann in diesem Szenario keinen großen Unterschied, ob Strom mittels Energy Sharing miteinander geteilt wird oder auch nicht. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse liefert Tabelle 11.

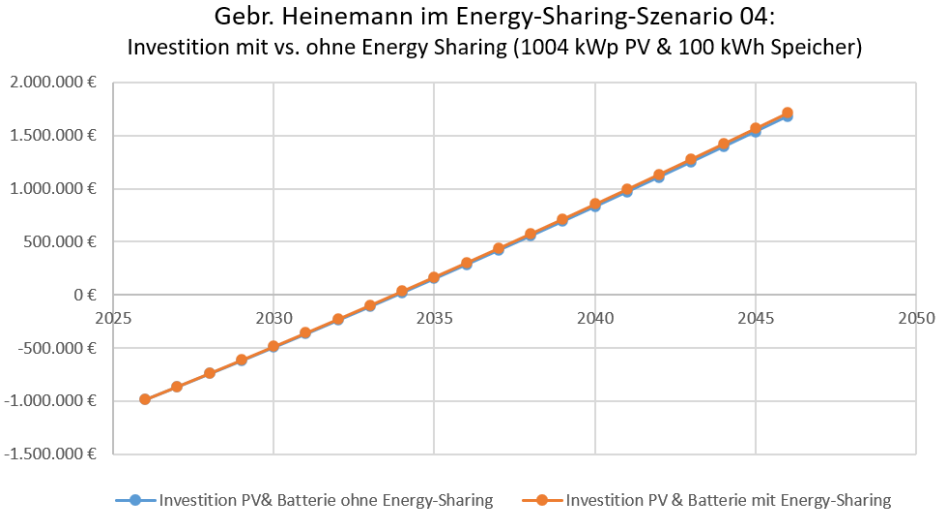


Abbildung 9: Gebr. Heinemann - Kapitalwert über 20 Jahre im bilanziellen Szenario 04

Tabelle 11: Gebr. Heinemann SE & Co.KG - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit

Szenarien Gebr. Heinemann		Gesamtinvestition inklusive 10% Zusatzpauschale in €	PV-Überschuss in MWh/a	Reststrombedarf in MWh/a	Verkauf von Strom an die Community in MWh/a	Einkauf von Community-Strom in MWh/a	Eigenkapitalrendite	Gesamtkapitalrendite	Amortisation
Ohne Sharing – K01		982.880	97	2206			49%	10%	8 J.
Ohne Sharing – K02		2.648.549	524	1781			10%	2%	19 J.
Ohne Sharing – K03		3.538.449	440	2711			-15%	-3%	-
Physikal.	01 – K01	2.522.880	110	2219	86	47	-8%	-2%	-
	02 – K02	4.056.549	618	1875	248	129	-6%	-1%	-
	03 – K03	4.946.449	520	2791	347	87	-23%	-5%	-
Bilanziell	04 – K01	982.880	97	2206	23	10	50%	10%	8 J.
	05 – K02	2.648.549	524	1781	23	9	10%	2%	18 J.
	06 – K03	3.538.449	440	2711	211	27	-13%	-3%	-
	07 & H. – K01	982.880	97	2206	22	20	50%	10%	8 J.
	08 & H. – K03	3.538.449	440	2711	224	30	-13%	-3%	-
	09 PPA – K01	982.880	97	2206	0,4	11	49%	10%	8 J.
	10 PPA – K03	3.538.449	440	2711	0	91	-14%	-3%	-

6.2.2 DACHSER SE

Die Firma DACHSER SE ist ein global agierendes deutsches Transport- und Logistikunternehmen mit dem Ziel klimaneutral in Bezug auf seine Scope-1-Emissionen zu werden. Im Gewerbepark Aller-

möhe betreibt DACHSER SE zwei Standorte. Am Standort Rungedamm gibt es eine Lagerhalle, welche später durch einen Anbau erweitert wurde. Auf dem neuen Hallendach befindet sich eine 330kWp PV-Anlage. Mit einer Repowering-Maßnahme könnte diese Anlage durch eine größere Anlage ersetzt werden. Der Altbestand stünde für die Installation einer weiteren PV-Anlage zur Verfügung. Hierzu bräuchte es noch die finale Freigabe bezüglich der Statik, welche gegenwärtig geprüft wird. Es wird zudem analysiert, ob PV-Leichtmodule eine wirtschaftliche Möglichkeit darstellen könnten, um auch diese Dachfläche zur Stromerzeugung nutzbar zu machen. Das Betriebsgelände beider Standorte zeichnet sich durch große Parkplatzflächen aus, welche den Bau von Parkplatz-PV ermöglichen würden. An beiden Standorten werden Gasheizungen zur Wärmeversorgung genutzt.
Die Besonderheit von DACHSER SE gegenüber der anderen drei Unternehmen ist die Nutzung eines LKW-Fuhrparks, der im Besitz von Subunternehmern steht. Der Fuhrpark besteht aus 250 LKWs (130 Verteiler, 120 Träger) plus 5 Hofumsetzern. Hofumsetzer sind LKWs, die überwiegend auf den eigenen Betriebsgeländen fahren. Die 13 firmeneigenen LKWs und fünf Hofumsetzer sind bereits zu 100% mit Elektroantrieben ausgestattet. Aus diesem Grund sind die Scope-1-Emissionen von DACHSER SE relativ gering. Es gibt im Bestand 2x180kW und 2x400kW LKW-Ladesäulen, 4x22kW und 2x11kW PKW-Ladesäulen am Standort Rungedamm und 8x180kW, 1x350kW, 2x400kW LKW-Ladesäulen und 5x22kW PKW-Ladesäulen am Standort Wilhelm-Iwan-Ring.
Der Lastgang, hier in der Abbildung 10 als Wochenlastgang im Ausgangsstromlast dargestellt, zeichnet sich insbesondere durch die Kälteanlage aus, welche vorwiegend in den Nachmittagsstunden aktiv ist. Dieser Umstand erklärt ebenso den Unterschied zwischen den Winter- und Sommermonaten. Zusätzlich sind einzelne Peaks durch das Ladeverhalten der elektrischen LKWs im Rungedamm zu erklären.

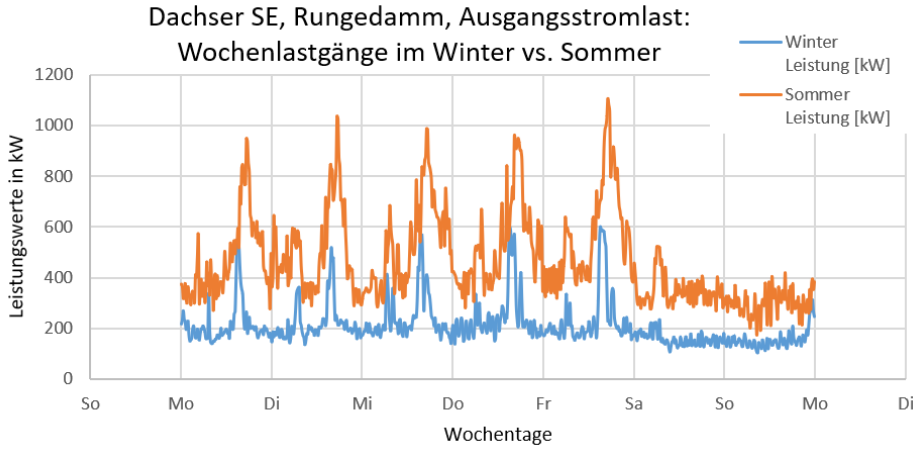


Abbildung 10: DACHSER SE, Rungedamm, Ausgangsstromlast als Wochenlastgang, Winter vs. Sommer

Der Weg in Richtung Klimaneutralität geht für DACHSER SE über die maximale Nutzung von Dächern und Flächen durch Installation von PV-Anlagen, über den Umstieg von Gasheizung auf Wärmepumpe, sowie mittels Umstiegs auf so viel Elektromobilität wie möglich. Dazu wurde mit dem Netzbetreiber ein Vertrag geschlossen, die Netzanschlussleistung zukünftig an den beiden Standorten

Rungedamm und Wilhelm-Iwan-Ring deutlich zu erweitern. Unter Berücksichtigung dieser Bestandsaufnahme wurden für DACHSER SE folgende Annahmen für die Klimaschutzausbaustufen an beiden Standorten getroffen:

- K01: 726kWp konventionelle PV-Anlage, 300kWh Speicher
- K02: 924kWp konventionelle PV-Anlage, 423kWp PV-Leichtmodule, 400kWh Speicher
- K03: 937kWp konventionelle PV-Anlage, 423kWp PV-Leichtmodule, 536kWp Parkplatz-PV, 1520kWh Speicher, 10x180kW, 4x400kW LKW-Ladesäulen am Rungedamm, 2x22kW PKW-Ladesäulen, 4x180kW, 1x400kW LKW-Ladesäulen am Wilhelm-Iwan-Ring, 70 Elektro-LKWs als Ersatzinvestition, 220kW Wärmepumpe+90kW Zusatzheizung am Rungedamm, 90kW Wärmepumpe+80kW Zusatzheizung am Wilhelm-Iwan-Ring

Physikalisches Energy Sharing mit gemeinsamem 500kW/2000kWh Speicher statt einzelner Speicher lohnt sich für DACHSER SE in den ersten beiden Klimaschutzausbaustufen nicht. An der Speicher- und Infrastrukturbetreibergesellschaft würde sich DACHSER SE als größter potenzieller Abnehmer und Profiteur mit 50% beteiligen. Da in den Szenarien 01 und 02 mit den Klimaschutzstufen K01 und K02 noch recht kleine Strommengen ausgetauscht werden, betragen die wirtschaftlich notwendigen Grenzabnahmepreise 1,45 €/kWh im Szenario 01 und 0,49 €/kWh im Szenario 02. Der für DACHSER SE angenommene aktuelle Netzabnahmepreis ist demgegenüber erheblich vorteilhafter. Aus diesen Gründen erweisen sich diese Szenarien für DACHSER SE als unwirtschaftlich.
Für alle übrigen Szenarien lohnt sich die Investition für DACHSER SE. Auch profitiert DACHSER SE bereits in der Klimaschutzausbaustufe K01 vom gemeinsamen Energy Sharing. Am Beispiel des Szenarios 04 ist für DACHSER SE erkennbar, dass der Kapitalzuwachs nach 20 Jahren mit Energy Sharing schon erkennbar höher ist als ohne wie in Abbildung 11 dargestellt. Energy Sharing ist demnach für DACHSER SE schon in der ersten Klimaschutzausbaustufe wirtschaftlich. Eine Zusammenfassung der Ergebnisse liefert Tabelle 12.

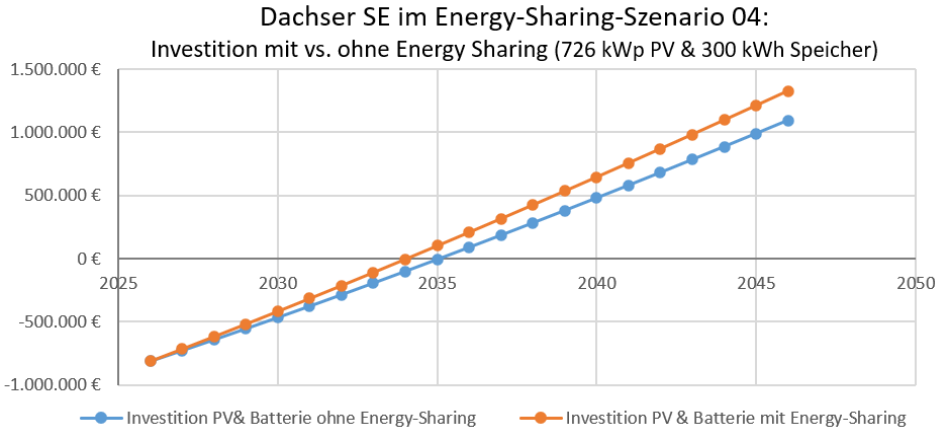


Abbildung 11: DACHSER SE – Kapitalwert über 20 Jahre im bilanziellen Szenario 04

Tabelle 12: DACHSER SE - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit

	Szenarien DACHSER SE	Gesamtinvestition inklusive 10% Zusatzpauschale in €	PV-Überschuss in MWh/a	Reststrombedarf in MWh/a	Verkauf von Strom an die Community in MWh/a	Einkauf von Community-Strom in MWh/a	Eigenkapitalrendite	Gesamtkapitalrendite	Amortisation
Ohne Sharing – K01		810.810	24	3493			43%	9%	9 J.
Ohne Sharing – K02		1.644.487	185	3104			27%	5%	12 J.
Ohne Sharing – K03		20.700.298	110	9201			37%	7%	10 J.
Physikal.	01 – K01	2.658.810	50	3520	41	157	**-43%**	**-9%**	-
	02 – K02	3.448.487	311	3229	90	418	**-20%**	**-4%**	-
	03 – K03	22.011.498	200	9290	65	735	27%	5%	11 J.
Bilanziell	04 – K01	810.810	24	3493	3	69	46%	9%	9 J.
	05 – K02	1.644.487	185	3104	4	108	29%	6%	12 J.
	06 – K03	20.700.298	110	9201	1	513	38%	8%	10 J.
	07 & H. – K01	810.810	24	3493	3	102	45%	9%	9 J.
	08 & H. – K03	20.700.298	110	9201	9	542	37%	8%	10 J.
	11 PPA – K01	810.810	24	3493	6	45	45%	9%	9 J.
	12 PPA – K03	20.700.298	110	9201	2	115	37%	7%	10 J.

6.2.3 Bosch Thermotechnik GmbH / Buderus Deutschland

Die Firma Bosch Thermotechnik/Buderus Deutschland vertreibt Produkte zur Wärme- und Kältebereitstellung an Gewerbe- und Privatkunden. Das Unternehmen hat am Standort Allermöhe eine Lagerhalle und einen Büroteil mit integriertem Schulungszentrum. Der Bürogebäudeteil wurde im Dezember saniert und soll eine PV-Anlage erhalten. Es besteht die Annahme, dass die Installation einer konventionellen PV-Anlage auf dem Bürodachteil möglich ist. Eine Bestätigung durch geprüfte Statikunterlagen steht aus. Das Dach der Lagerhalle weist einige Lichtkuppeln und Rauchabzugsöffnungen auf, die bei der PV-Projektierung berücksichtigt wurden. Die Lagerhalle wird aufgrund einer nicht eindeutigen Statiksituation in den Klimaschutzausbaustufen ab K02 mit PV-Leichtmodulen berücksichtigt. Zusätzlich können auf dem Firmengelände Flächen für Parkplatz-PV identifiziert werden.
Im Bereich Wärmeversorgung stellt die Firma Bosch Thermotechnik/Buderus Deutschland eine Besonderheit dar. Da dieses Unternehmen selbst in der Wärmebranche tätig ist, sollen weiterhin zwei verschiedene im Bestand bereits umgesetzte Heizsysteme betrieben werden. Zu etwa 90% wird eine 62kW Luft-Wasser-Wärmepumpe genutzt und zu 10% eine zuschaltbare gasbetriebene Heizungsanlage. Neben der Wärme sind im Bereich Mobilität auf den Mitarbeiterparkplätzen noch weitere Ladesäulen denkbar. In Abbildung 12 ist in der Darstellung des Ausgangsstromlastgangs für eine Woche im Winter gegenüber Sommer erkennbar, dass eine Wärmepumpe im Gebrauch ist. Die Leistungswerte sind im Winter gegenüber Sommer um ca. 15-20 kW erhöht.

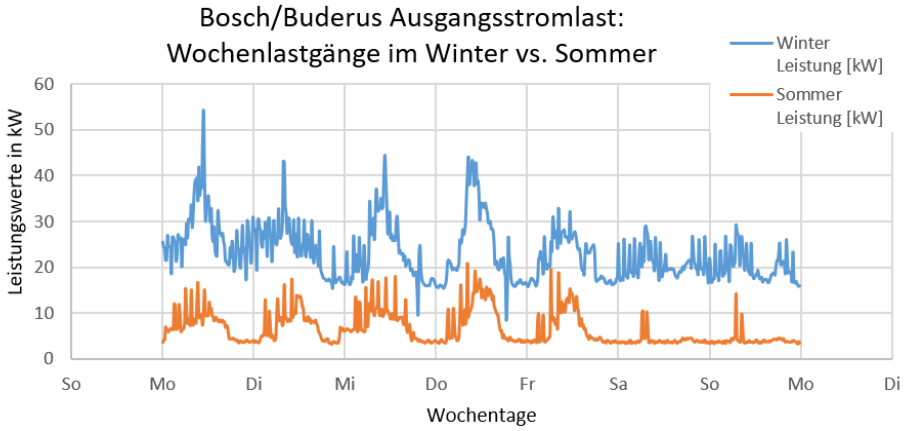


Abbildung 12: Bosch/Buderus, Ausgangsstromlast als Wochenlastgang, Winter vs. Sommer

Für Bosch/Buderus wurden folgende Annahmen für die Klimaschutzausbaustufen getroffen:

- K01: 74kWp konventionelle PV-Anlage, 10kWh Speicher
- K02: 74kWp konventionelle PV-Anlage, 196kWp PV-Leichtmodule, 50kWh Speicher
- K03: 74kWp konventionelle PV-Anlage, 196kWp PV-Leichtmodule, 167kWp Parkplatz-PV, 80kWh Speicher, 4x22kW PKW-Ladesäulen

Wie in Abbildung 13 zu erkennen, profitiert Bosch/Buderus in der ersten Klimaschutzaufbaustufe K01 erkennbar vom gemeinsamen Energy Sharing gegenüber ohne diesem. Tabelle 13 liefert außerdem eine Zusammenfassung der Ergebnisse aus der Wirtschaftlichkeitsberechnung zu den handelbaren Strommengen für Bosch/Buderus. Leider profitiert Bosch/Buderus nur in den jeweils ersten Klimaschutzausbaustufen K01 vom bilanziellen Energy Sharing.
In den darauffolgenden Klimaschutzausbaustufen K02 und K03 übersteigen die Investitionskosten die Ertragseinnahmen. Hier spielen die höheren spezifischen Investitionskosten für PV-Leichtmodule mit 1300 €/kWp gegenüber den Kosten für konventionelle PV mit 850 €/kWp eine entscheidende Rolle, obwohl größere Strommengen an selbst erzeugtem Strom gegenüber der ersten Klimaschutzaufbaustufe K01 innerhalb der Energy-Sharing-Community verkauft werden könnten. In der Klimaschutzaufbaustufe K03 fallen die spezifischen Kosten für Parkplatz-PV zusätzlich ins Gewicht.

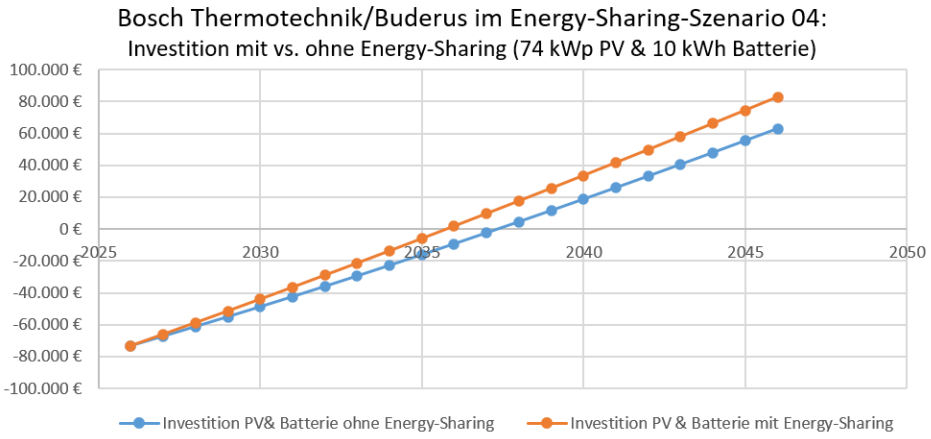


Abbildung 13: Bosch/Buderus – Kapitalwert über 20 Jahre im bilanziellen Szenario 04

Tabelle 13 Bosch Thermotechnik GmbH/Buderus Deutschland - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit

Szenarien Bosch / Buderus DE		Gesamtinvestition inklusive 10% Zusatzpauschale in €	PV-Überschuss in MWh/a	Reststrombedarf in MWh/a	Verkauf von Strom an die Community in MWh/a	Einkauf von Community-Strom in MWh/a	Eigenkapitalrendite	Gesamtkapitalrendite	Amortisation
Ohne Sharing – K01		73.216	30	77			28%	6%	12 J.
Ohne Sharing – K02		370.410	177	52			-17%	-3%	-
Ohne Sharing – K03		705.734	289	47			-22%	-5%	-
Physikal.	01 – K01	266.816	33	80	30	2	- 13%	-3%	-
	02 – K02	546.410	193	67	116	4	-16%	-3%	-
	03 – K03	868.534	311	69	273	2	-18%	-4%	-
Bilanziell	04 – K01	73.216	30	77	21	0,2	36%	7%	10 J.
	05 – K02	370.410	177	52	50	0	-13%	-3%	-
	06 – K03	705.734	289	47	222	0	-13%	-3%	-
	07 & H. – K01	73.216	30	77	20	0,3	36%	7%	10 J.
	08 & H. – K03	705.734	289	47	227	0	-13%	-3%	-
	09 PPA – K01	73.216	30	77	11	0.4	33%	7%	11 J.
	10 PPA – K03	705.734	289	47	91	0	-18%	-4%	-

6.2.4 Marx GmbH

Die Firma MARX GmbH ist ein inhabergeführtes, mittelständisches Unternehmen, das Produkte zur Industrie- und Marineantriebstechnik sowie für Zeit- und Zutrittssysteme weltweit vertreibt. Das Unternehmen ist am Standort Allermöhe in einem im Jahr 2022 neugebauten Büroteil mit einer älteren Lagerhalle ansässig. Der neugebaute Büroteil erfüllt die Qualitätskriterien eines QNG Plus Siegels für nachhaltige Gebäude (Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen, 2026) und weist einen Primärenergiebedarf von 31 kWh/(m²a) auf. Für den Wärmebedarf wird eine Wärmepumpe genutzt. Das Unternehmen hat eine theoretische Netzanschlussgröße von 375 kVA, welche jedoch vom Netzbetreiber auf 125 kVA limitiert wurde.

Es gab von Marx GmbH keine eigenen Lastgangdaten. Basierend auf den Energieausweis-Kenndaten wurde von einem Jahresstromverbrauch von 93MWh/a und einer Maximalleistung von 59kW ausgegangen. Es wurde ein Lastgang modelliert, welcher diese Kriterien berücksichtigt:

- 44% Anteil eines BDEW-Standardlastgang für Gewerbe G25 (normiert auf 1 Mio. kWh Jahresverbrauch) (BDEW e.V., 2025)
- Eine Wärmepumpe mit 49 kW (el) und 152 kW (Q) mit einem COP 3.1
- Betrieb von 7:30-17:00 Uhr von montags bis freitags bei einer im Winter laufenden Wärmepumpe
- Eine PKW-Ladesäule mit 11 kW AC (mit Ladeprofil werktags, vormittags)

Abbildung 14 zeigt die resultierende Ausgangslast als Wochenlastgänge im Winter und Sommer. Im Winter sind werktags in den frühen Morgenstunden die Lastgangpeaks zum Aufheizen durch die Wärmepumpe und später im Sommer und Winter ab 8:30 Uhr die Ladepeaks an den Ladesäulen für die Mitarbeitenden deutlich erkennbar.

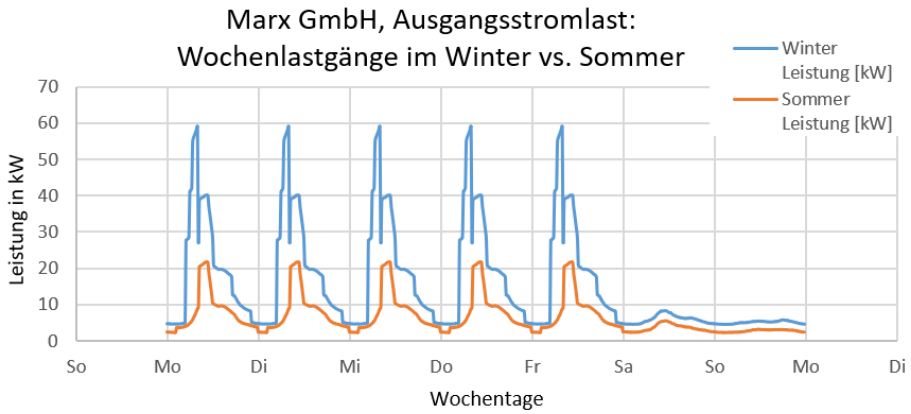


Abbildung 14: Marx GmbH, Ausgangsstromlast als Wochenlastgang, Winter vs. Sommer

Für die Marx GmbH wurden folgende Annahmen für die Klimaschutzausbaustufen getroffen:

- K01: 57kWp konventionelle PV-Anlage, 43kWp PV-Leichtmodule, 25kWh Speicher
- K02: 57kWp konventionelle PV-Anlage, 173kWp PV-Leichtmodule, 50kWh Speicher
- K03: 57kWp konventionelle PV-Anlage, 173kWp PV-Leichtmodule, 23kWp Parkplatz-PV, 50kWh Speicher, 3x22kW PKW-Ladesäulen

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsberechnung sind ähnlich wie bei Bosch/Buderus. Auch hier fallen höhere spezifische Investitionssummen für PV-Leichtmodule und Parkplatz-PV ins Gewicht. Bemerkenswert ist jedoch, dass sich jedes bilanzielle Energy Sharing in der Klimaschutzaufbaustufe K01 für Marx GmbH in der langfristigen Betrachtung lohnt, mit Amortisationszeiträumen von 17 oder 18 Jahren gegenüber der Einzellösung, also ohne Energy Sharing, siehe dazu Abbildung 15 und Tabelle 14.

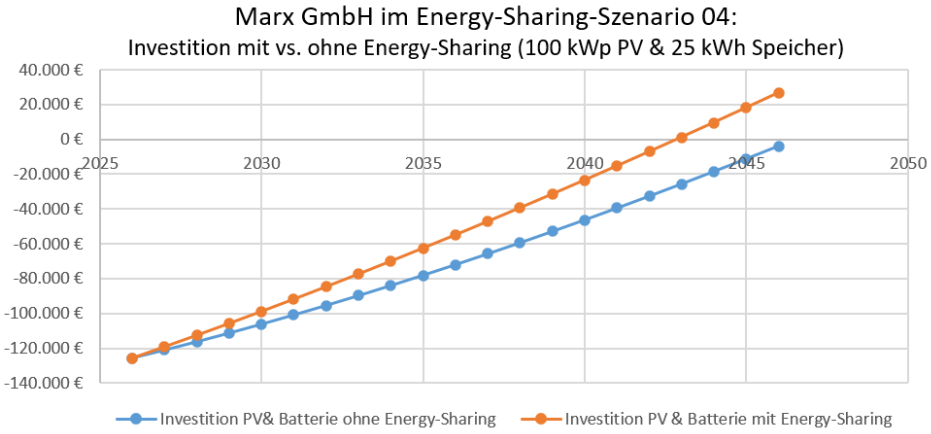


Abbildung 15: Marx GmbH – Kapitalwert über 20 Jahre im bilanziellen Szenario 04

Tabelle 14: Marx GmbH - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit

	Szenarien Marx GmbH	Gesamtinvestition inklusive 10% Zusatzpauschale in €	PV-Überschuss in MWh/a	Reststrombedarf in MWh/a	Verkauf von Strom an die Community in MWh/a	Einkauf von Community-Strom in MWh/a	Eigenkapitalrendite	Gesamtkapitalrendite	Amortisation
Ohne Sharing – K01		125.632	47	51			6%	1%	21 J.
Ohne Sharing – K02		322.918	148	37			-16%	-3%	-
Ohne Sharing – K03		384.374	156	48			-17%	-3%	-
Physikal.	01 – K01	312.632	54	58	50	0,5	-12%	-2%	-
	02 – K02	498.918	162	50	96	1	-15%	-3%	-
	03 – K03	560.374	170	62	140	1	-18%	-4%	-
Bilanziell	04 – K01	125.632	47	51	32	0,6	14%	3%	17 J.
	05 – K02	322.918	148	37	40	0	-2%	-12%	-
	06 – K03	384.374	156	48	106	0,1	-9%	-2%	-
	07 & H. – K01	125.632	47	51	30	0	13%	3%	18 J.
	08 & H. – K03	384.374	156	48	109	0,1	-8%	-2%	-
	11 PPA – K01	125.632	47	51	39	0	15%	3%	17 J.
	12 PPA – K03	384.374	156	48	112	0	-8%	-2%	-

6.3 Modul 1 – Ergebnisse für die Einbeziehung von Mitarbeitenden

In den bilanziellen Energy-Sharing-Szenarien 07 und 08 wurden Haushalte der Mitarbeitenden integriert. Es wurden immer jeweils 20 Haushalte zur Miete und 20 Haushalte im Eigenheim mit je 3500kWh/a in der Ausgangssituation gemäß BDEW-Standardlastprofil für Haushalte berücksichtigt.

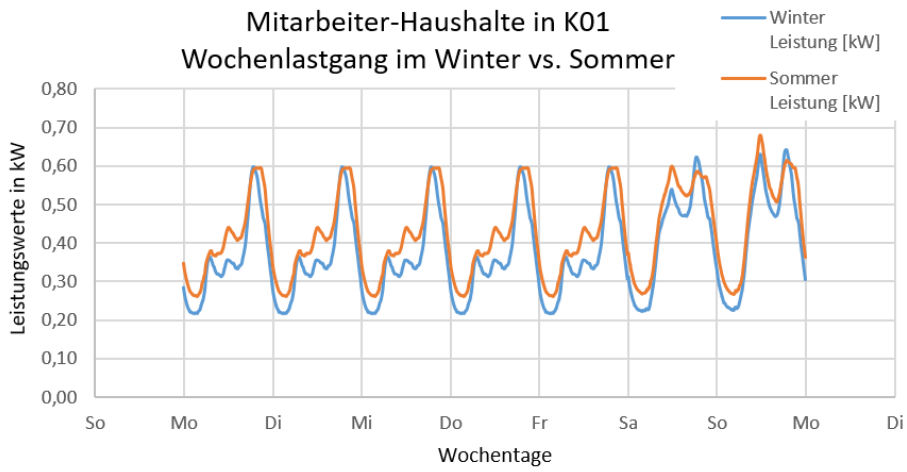


Abbildung 16 zeigt einen Wochenlastgang der Haushalte, identisch bei Miete oder im Eigenheim, für Sommer gegenüber Winter in der Klimaschutzausbaustufe K01. Hier sind erkennbar kleinere Lastspitzen morgens, mittags und die größten Lastspitzen zu den Abendstunden an den Werktagen und die Tendenz zu zwei ähnlichen Lastspitzen zum Vormittag und zum Abend an den Wochenenden.

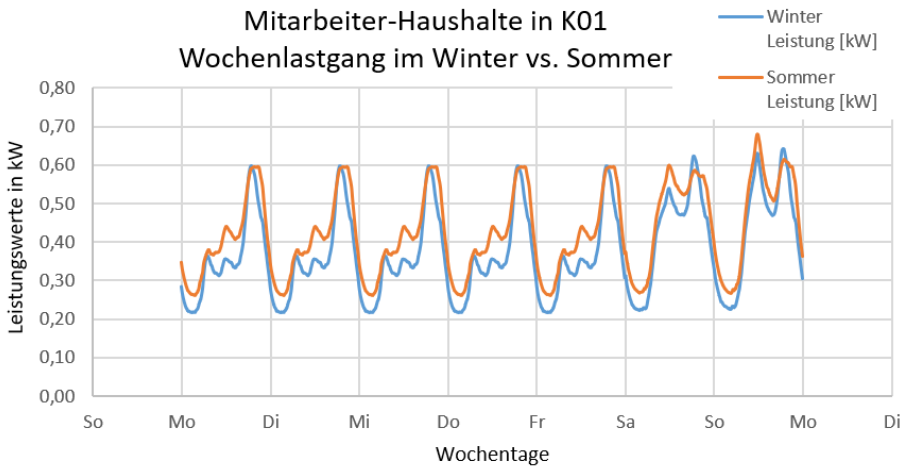


Abbildung 16: Lastgang für Mitarbeitenden-Haushalte in der Klimaschutzausbaustufe K01

Es wird für einen Miethaushalt von folgenden Annahmen ausgegangen:

- K01: nur als Verbraucher
- K03: 0,8 kWp Balkonkraftwerk, 1x22 kW Wallbox durch Vermieter, 1x e-Auto mit 15.000 € als Ersatzinvestition gegenüber einem Verbrenner-PKW, Wärmepumpe durch den Vermieter

Für einen Eigenheimhaushalt werden folgende Annahmen getroffen:

- K01: 8kWp PV-Anlage, 10kWh Speicher
- K03: 8kWp PV-Anlage, 10kWh Speicher, 1x22 kW Wallbox zu 1000 €, 1x e-Auto mit 15.000 € als Ersatzinvestition gegenüber einem Verbrenner-PKW, 1x 6kW Wärmepumpe mit 10.440 € als Ersatzinvestition inklusive 70% Förderung

Im Gegensatz zu den Unternehmen wurde bei den Haushalten keine Kreditaufnahme angenommen. Der Netzstrompreis betrug 38 Ct/kWh und der Strombezugspreis beim Energy Sharing 31 Ct/kWh, zusammengesetzt aus 1 Ct/kWh Dienstleistungsbetrag, 8 Ct/kWh Arbeitspreis und 22 Ct/kWh pauschale Netzgebühren (CHECK 24 Vergleichsportal GmbH, 2026; Verivox GmbH, 2026; BDEW e.V., 2026; Hamburger Energienetze GmbH, 2026).
Im direkten Vergleich von Klimaschutzinvestitionen in der Ausbaustufe K03 ist der Vorteil von Energy Sharing zwar klein, aber erkennbar (s. Abbildung 17). In den nachfolgenden Tabellen Tabelle 15 und Tabelle 16 werden die Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit für Miethaushalte und Eigenheimhaushalte zusammen dargestellt. Im Ergebnis sind alle Szenarien als wirtschaftlich anzusehen.

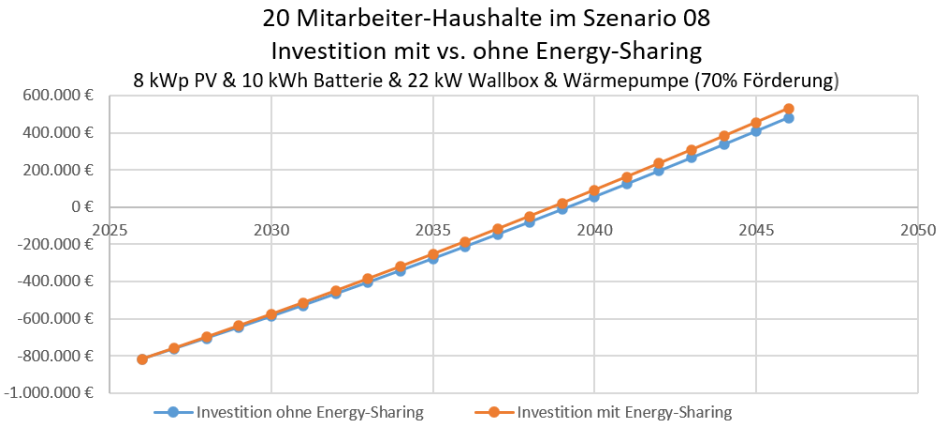


Abbildung 17: Mitarbeiterhaushalte im Eigenheim – Kapitalwert über 20 Jahre im Szenario 08

Tabelle 15: Modul 1 - Mitarbeitenden-Haushalte zur Miete - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit

Szenarien 20x Mitarbeiter-Haushalte zur Miete	**Gesamtinvestition inklusive 10% Zusatzpauschale in €**	**PV-Überschuss in MWh/a**	**Reststrombedarf in MWh/a**	**Verkauf von Strom an die Community in MWh/a**	**Einkauf von Community-Strom in MWh/a**	**Eigenkapitalrendite**	**Gesamtkapitalrendite**	**Amortisation**
Ohne Sharing – K01	0	0	70					
Ohne Sharing – K03	344.960	0,5	317			29%	29%	4 J.
07 & Haushalte – K01	0	0	70	0	8			
08 & Haushalte – K03	344.960	0,5	317	0,4	26	29%	29%	4 J.

Tabelle 16: Eigenheim-Haushalte – Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit

Szenarien 20x Mitarbeiter-Haushalte im Eigenheim	**Gesamtinvestition inklusive 10% Zusatzpauschale in €**	**PV-Überschuss in MWh/a**	**Reststrombedarf in MWh/a**	**Verkauf von Strom an die Community in MWh/a**	**Einkauf von Community-Strom in MWh/a**	**Eigenkapitalrendite**	**Gesamtkapitalrendite**	**Amortisation**
Ohne Sharing – K01	237.600	80	8			4%	4%	19 J.
Ohne Sharing – K03	819.280	52	241			6%	6%	14 J.
07 & Haushalte – K01	237.600	80	8	56	0	6%	6%	16 J.
08 & Haushalte – K03	819.280	52	241	37	10	7%	7%	13 J.

6.4 Modul 2 – Ergebnisse

6.4.1 Modul 2 – Energy-Sharing-Szenarien im Vergleich

Im Modul 2 erzeugen und verbrauchen 161 Unternehmen im gesamten Gewerbepark Allermöhe ihren Strom als Prosumer im Austausch miteinander, plus andere Akteure, wie Mitarbeitenden-Haushalte und Großanlagenbetreiber von PV-Freiflächen und Windkraftanlagen. Eine Übersicht der relevanten Energy-Sharing-Szenarien ist der Nomenklatur im Anhang zu entnehmen. Die Ergebnisse werden analog zu Modul 1 in Form von Balkendiagrammen, getrennt nach Erzeugung und Bedarf dargestellt. Die Erzeugerseite unterteilt sich wieder in die Eigenverbrauchswerte der Unternehmen, in die gemeinsam gehandelte Strommenge und den Netzüberschuss (s. Abbildung 18).
Die Szenarien steigen innerhalb der Gruppierungen wieder von K01 auf K03 an. Die Szenarien 19 bis 28 beinhalten die Klimaschutzausbaustufen K01 und K03. K02 wird analog zu den Szenarien 07 bis 12 aus Modul 1 nicht betrachtet. Die Szenarien im Modul 2 im Überblick:

- 13, 14, 15: physikalisches Energy Sharing im Sinne einer Direktstrombelieferung
- 16, 17, 18: bilanzielles Energy Sharing plus 40 Mitarbeitenden-Haushalte
- 19, 20: bilanzielles Energy Sharing als PPA G1 und K1-Unternehmen
- 21, 22: bilanzielles Energy Sharing als PPA G2 und K1-Unternehmen
- 23, 24: bilanzielles Energy Sharing plus 40 Mitarbeitenden-Haushalte plus 1x PV-Freifläche
- 25, 26: bilanzielles Energy Sharing plus 40 Mitarbeitenden-Haushalte plus 1x PV-Freifläche plus 1x Windkraft
- 27, 28: bilanzielles Energy Sharing plus 40 Mitarbeitenden-Haushalte plus 2x 2MW PV-Freiflächen plus 5x 5MW Windkraft

Es zeigt sich bei den Szenarien 13 bis 22 ein analoges Bild zu den Szenarien aus Modul 1. Die Erzeugung deckt insgesamt den Bedarf der Community nicht. Dafür ist innerhalb der Erzeugerseite der Anteil zur Eigenverbrauchsnutzung der Unternehmen groß im Verhältnis zur gehandelten Strommenge. Der Anteil des gehandelten Stroms steigt innerhalb der Klimaschutzausbaustufen erst in der Stufe K03 an. Im direkten Vergleich der Szenarien als Direktstrombelieferung aus 13 bis 15 gegenüber bilanziellen Szenarien aus 16 bis 18 zeigt sich zudem, dass der gemeinsam genutzte Batteriespeicher aus den Szenarien 14 bis 15 zu einer größeren gehandelten Strommenge als bei den bilanziellen Szenarien 17 und 18 führt. (s. Abbildung 18).

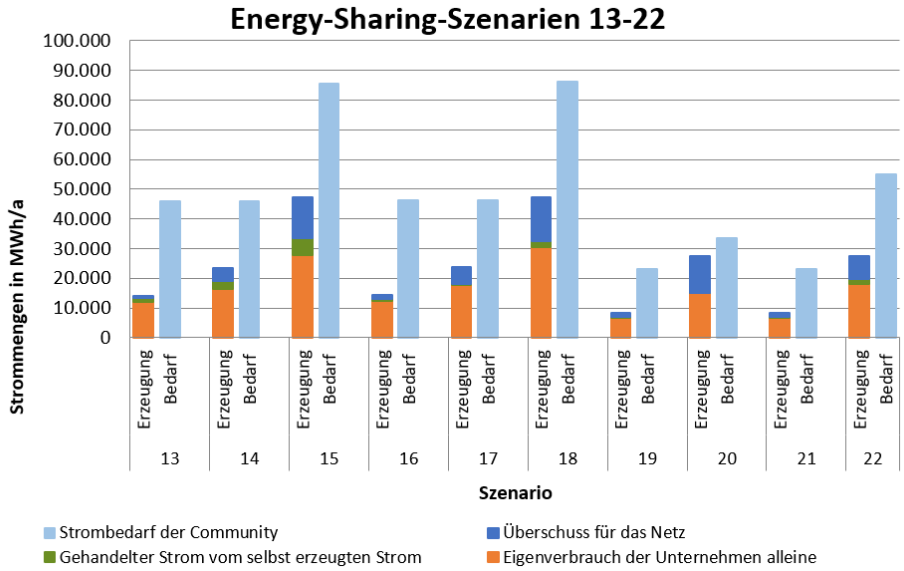


Abbildung 18: Energy-Sharing-Szenarien 13-22, Modul 2

Das ändert sich durch das Hinzufügen eines weiteren Erneuerbaren Energieträgers, nämlich Windkraft. Der erzeugte Strom von Windkraftanlagen wird in den Szenarien 25-28 integriert. Der erzeugte Strom der Erzeugerseite der Community übersteigt im Szenario 28 erstmals den Community-Bedarf in Summe. Dabei ist erkennbar, dass ein Großteil des erzeugten Stroms ins öffentliche Netz eingespeist wird, der Anteil der gehandelten Strommenge im Verhältnis zum Eigenverbrauch der Akteure auf der Erzeugerseite ansteigt (s. Abbildung 19).

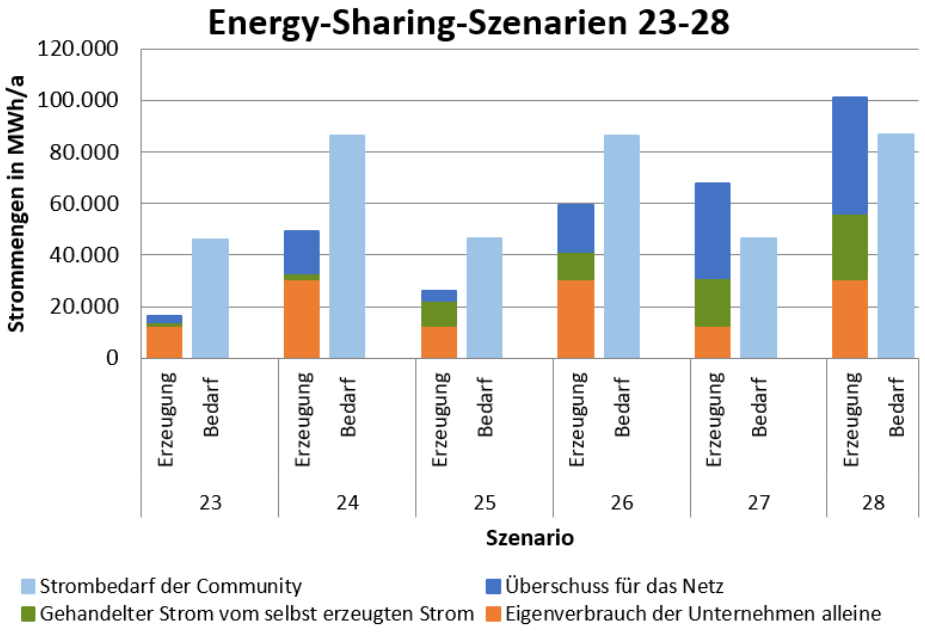


Abbildung 19: Energy-Sharing-Szenarien 23-28, Modul 2 inklusive der Integration von Windkraft

6.4.2 Modul 2 – Ergebnisse der Szenarien für die ansässigen Unternehmensgruppen

Es folgen die Auswertungen der Wirtschaftlichkeitsbetrachtungen der 161 einbezogenen Unternehmen im Gewerbepark Allermöhe, unterteilt in die Gruppierungen G1, G2, K1, K2:

- 6x Unternehmen G1 als große Unternehmen mit hohen Stromverbräuchen (3000 MWh/a in Stufe K01) und Dach- und Parkplatzflächen, ähnlich wie Gebr. Heinemann
- 6x Unternehmen G2 als große Unternehmen mit hohen Stromverbräuchen (3000 MWh/a in Stufe K01) und Dach- und Parkplatzflächen ähnlich wie DACHSER SE sowie ggf. einem zusätzlichen eigenen Fuhrpark
- 52x Unternehmen K1 als Unternehmen mit mittleren Stromverbräuchen (100 MWh/a in Stufe K01), mit Dach- und Parkplatzflächen für ein verhältnismäßig großes Stromerzeugerprofil, ähnlich wie Bosch/Buderus und Marx GmbH
- 97x Unternehmen K2 als Unternehmen mit geringeren Stromverbräuchen (50 MWh/a in Stufe K01) und Dach- und Parkplatzflächen, also mit einem fast reinen Verbraucherprofil.

Für die sechs Unternehmen G1 ohne Fuhrpark ist im Gegensatz zu Gebr. Heinemann, welches als Referenzunternehmen aus Modul 1 herangezogen werden kann, das physikalische Szenario in der Ausbaustufe K02 wirtschaftlich vorteilhaft im Gegensatz zum physikalischen Szenario 02 im Modul 1. Analog zu Modul 1 sind hingegen alle Szenarien in der Ausbaustufe K01 und K03 unwirtschaftlich. Hier sind offenbar die Investitionsanteile in eine gemeinsame Infrastrukturbetreibergesellschaft mit vergleichsweise geringem Nutzen durch Stromaustauschmengen und die Investitionen in Klimaschutzmaßnahmen wie den Umstieg von Gasheizung auf Wärmepumpe nicht lohnenswert, was mit einem niedrigen Gaspreis zu erklären ist (s. Tabelle 17).

Tabelle 17: Unternehmen G1 ohne Fuhrpark - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit

Szenarien 6x Unternehmen G1		Gesamtinvestition inklusive 10% Zusatzpauschale in €	PV-Überschuss in MWh/a	Reststrombedarf in MWh/a	Verkauf von Strom an die Community in MWh/a	Einkauf von Community-Strom in MWh/a	Eigenkapitalrendite	Gesamtkapitalrendite	Amortisation
Ohne Sharing – K01		6.719.031	229	13696			29%	6%	12 J.
Ohne Sharing – K02		10.670.385	1222	11669			24%	5%	13 J.
Ohne Sharing – K03		25.729.770	5719	14794			-12%	-2%	-
Physikal.	13 – K01	11.312.631	323	13789	127	643	-2%	-10%	-
	14 – K02	15.263.985	1484	11931	334	1118	2%	0%	20 J.
	15 – K03	30.323.370	6144	15220	1512	676	-9%	-2%	-
Bilanziell	16 & H. – K01	6.719.031	229	13696	0.5	244	30%	6%	11 J.
	17 & H. – K02	10.670.385	1222	11669	2	133	25%	5%	13 J.
	18 & H. – K03	25.729.770	5719	14794	581	13	-11%	-2%	-
	19 PPA – K01	6.719.031	229	13696	0	384	31%	6%	11 J.
	20 PPA – K03	25.729.770	5719	14794	0	60	-12%	-2%	-
	23 & H. – K01	6.719.031	229	13696	0.4	730	32%	6%	11 J.
	24 & H. – K03	25.729.770	5719	14794	541	100	-11%	-2%	-
	25 & H. – K01	6.719.031	229	13696	0.8	4019	46%	9%	9 J.
	26 & H. – K03	25.729.770	5719	14794	510	2531	-9%	-2%	-
	27 & H. – K01	6.719.031	229	13696	2	7568	61%	12%	7 J.
	28 & H. – K03	25.729.770	5719	14794	427	6563	-4%	1%	-

Für die sechs Unternehmen G2 mit Fuhrpark sind im Gegensatz zu DACHSER SE, welches als Referenzunternehmen aus Modul 1 dient, schon das physikalische Szenario 14 in Stufe K02 wirtschaftlich umsetzbar. Die Netzabnahmepreise der Infrastrukturbetreibergesellschaft für den Austausch im Modul 2 ist demnach schon rentabel. Die übrigen Szenarien sind alle geeignet für diese Unternehmen, wieder analog zu DACHSER SE aus Modul 1 (s. Tabelle 18).

Tabelle 18: Unternehmen G2 mit Fuhrpark - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit

Szenarien 6x Unternehmen G2		Gesamtinvestition inklusive 10% Zusatzpauschale in €	PV-Überschuss in MWh/a	Reststrombedarf in MWh/a	Verkauf von Strom an die Community in MWh/a	Einkauf von Community-Strom in MWh/a	Eigenkapitalrendite	Gesamtkapitalrendite	Amortisation
Ohne Sharing – K01		6.719.031	229	13696			29%	6%	12 J.
Ohne Sharing – K02		10.670.385	1222	11669			24%	5%	13 J.
Ohne Sharing – K03		120.769.770	2537	32906			13%	3%	17 J.
Physikal.	13 – K01	12.389.751	323	13789	127	643	**-11%**	**-2%**	-
	14 – K02	16.341.105	1484	11931	334	1118	**0%**	**0%**	-
	15 – K03	126.440.490	2893	33262	320	4584	10%	2%	17 J.
Bilanziell	16 & H. – K01	6.719.031	229	13696	0,5	244	30%	6%	11 J.
	17 & H. – K02	10.670.385	1222	11669	2	133	25%	5%	13 J.
	18 & H. – K03	120.769.770	2537	32906	11	1995	13%	3%	17 J.
	21 PPA – K01	6.719.031	229	13696	0	384	31%	6%	11 J.
	22 PPA – K03	120.769.770	2537	32906	0	1658	13%	3%	17 J.
	23 & H. – K01	6.719.031	229	13696	0,4	730	32%	6%	11 J.
	24 & H. – K03	120.769.770	2537	32906	11	2449	13%	3%	17 J.
	25 & H. – K01	6.719.031	229	13696	0,8	4019	46%	9%	9 J.
	26 & H. – K03	120.769.770	2537	32906	11	7022	14%	3%	16 J.
	27 & H. – K01	6.719.031	229	13696	2	7568	61%	12%	7 J.
	28 & H. – K03	120.769.770	2537	32906	15	15591	16%	3%	15 J.

Die Energy-Sharing-Szenarien für die 52 Unternehmen K1 im Modul 2 gestalten sich im Vergleich zu Bosch/Buderus und Marx GmbH als die beiden Referenzunternehmen aus Modul 1 vereinzelt rentabler. So sind speziell die Szenarien in der Ausbaustufe K02 im Modul 2 wirtschaftlich vorteilhafter gegenüber den Vergleichs-Szenarien 02 und 05 in Modul 1. Das physikalische Energy Sharing ist in der Stufe K01 und K02 geringfügig vorteilhaft. In Modul 1 und Modul 2 sind bei dieser Gruppierung immer die letzten Klimaschutzausbaustufen in K03 unrentabel. Hier sind die Investitionen zu hoch für die Ertragseinnahmen durch Energy Sharing (s. Tabelle 19).

Tabelle 19: Mittlere Unternehmen K1 mit Stromerzeugerpotenzial - Wirtschaftlichkeit

Szenarien 52x Unternehmen K1		Gesamtinvestition inklusive 10% Zusatzpauschale in €	PV-Überschuss in MWh/a	Reststrombedarf in MWh/a	Verkauf von Strom an die Community in MWh/a	Einkauf von Community-Strom in MWh/a	Eigenkapitalrendite	Gesamtkapitalrendite	Amortisation
Ohne Sharing – K01		5.291.000	1216	2733			24%	5%	13 J.
Ohne Sharing – K02		9.172.020	2859	1919			9%	2%	19 J.
Ohne Sharing – K03		22.190.740	6729	3813			-14%	-3%	-
Physika.	13 – K01	6.544.824	1445	2961	1153	59	14%	3%	15 J.
	14 – K02	9.739.444	3549	2609	1799	151	5%	1%	19 J.
	15 – K03	21.614.164	8137	5222	3171	145	-28%	-6%	-
Bilanziell	16 & H. – K01	5.291.000	1216	2733	478	0,1	27%	5%	12 J.
	17 & H. – K02	9.172.020	2859	1919	272	0	10%	2%	19 J.
	18 & H. – K03	22.190.740	6729	3813	1251	0	-12%	-2%	-
	19 PPA – K01	5.291.000	1216	2733	384	0	26%	5%	12 J.
	20 PPA – K03	22.190.740	6729	3813	60	0	-14%	-3%	-
	21 PPA – K01	5.291.000	1216	2733	384	0	26%	5%	12 J.
	22 PPA – K03	22.190.740	6729	3813	1658	0	-12%	-2%	-
	23 & H. – K01	5.291.000	1216	2733	397	18	27%	5%	12 J.
	24 & H. – K03	22.190.740	6729	3813	1188	19	-12%	-2%	-
	25 & H. – K01	5.291.000	1216	2733	349	758	30%	6%	11 J.
	26 & H. – K03	22.190.740	6729	3813	1124	465	-12%	-2%	-
	27 & H. – K01	5.291.000	1216	2733	233	1479	34%	7%	11 J.
	28 & H. – K03	22.190.740	6729	3813	932	1489	-11%	-2%	-

Bei den Unternehmen K2, die fast nur als Verbraucher auftreten, zeigt sich, dass die Wirtschaftlichkeit in Form von Eigenkapitalrendite, Gesamtkapitalrendite und Amortisationszeit deutlich besser als bei den Unternehmen K1 ausfällt. Wie zuvor zu sehen, bleibt die Klimaschutzausbaustufe 01 am rentabelsten und weist kurze Amortisationszeiten auf. Durch die geringe Erzeugung, wird allerdings nur wenig Strom in die Community verkauft. Es erweisen sich für die Unternehmen in K2 alle Szenarien als wirtschaftlich umsetzbar.

Tabelle 20: Kleinere Unternehmen K2 mit Stromverbraucherprofil - Wirtschaftlichkeit

Szenarien 97x Unternehmen K2		Gesamtinvestition inklusive 10% Zusatzpauschale in €	PV-Überschuss in MWh/a	Reststrombedarf in MWh/a	Verkauf von Strom an die Community in MWh/a	Einkauf von Community-Strom in MWh/a	Eigenkapitalrendite	Gesamtkapitalrendite	Amortisation
Ohne Sharing – K01		2.276.018	77	3510			51%	10%	8 J.
Ohne Sharing – K02		3.512.031	435	2926			46%	9%	9 J.
Ohne Sharing – K03		8.224.436	1867	3741			11%	2%	18 J.
Physikal.	13 – K01	3.300.338	138	3571	66	128	18%	4%	13 J.
	14 – K02	4.536.351	587	3078	162	242	25%	5%	11 J.
	15 – K03	928.756	2124	3998	581	179	5%	1%	14 J.
Bilanziell	16 & H. – K01	2.276.018	77	3510	0,2	30	52%	10%	8 J.
	17 & H. – K02	3.512.031	435	2926	0,7	11	46%	9%	9 J.
	18 & H. – K03	8.224.436	1867	3741	208	1	12%	2%	18 J.
	23 & H. – K01	2.276.018	77	3510	0,2	135	53%	11%	8 J.
	24 & H. – K03	8.224.436	1867	3741	194	36	12%	2%	18 J.
	25 & H. – K01	2.276.018	77	3510	0,3	989	62%	12%	7 J.
	26 & H. – K03	8.224.436	1867	3741	182	625	13%	3%	17 J.
	27 & H. – K01	2.276.018	77	3510	0,6	1906	71%	14%	6 J.
	28 & H. – K03	3.512.031	435	3741	151	1617	16%	3%	16 J.

6.4.3 Modul 2 – Mitarbeitenden-Haushalte, PV-Freiflächen und Windkraftanlagen

Auch im Modul 2 wurden in den bilanziellen Energy-Sharing-Szenarien Haushalte der Mitarbeitenden integriert. Eine Skalierung der Anzahl beteiligter Haushalte von Modul 1 zu Modul 2 wurde nicht vorgenommen. Folglich wurden im Modul 2 ebenfalls jeweils 20 Haushalte zur Miete und 20 Haushalte im Eigenheim mit je 3500kWh/a in der Ausgangssituation gemäß BDEW-Standardlastprofil für Haushalte integriert. Diese Ergebnisse werden in den nachfolgenden Tabellen Tabelle 21 und Tabelle 22 dargestellt.

Tabelle 21: Modul 2 -Miethaushalte – Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit

Szenarien 20x Mitarbeiter-Haushalte zur Miete		Gesamtinvestition inklusive 10% Zusatzpauschale in €	PV-Überschuss in MWh/a	Reststrombedarf in MWh/a	Verkauf von Strom an die Community in MWh/a	Einkauf von Community-Strom in MWh/a	Eigenkapitalrendite	Gesamtkapital-rendite	Amortisation
Ohne Sharing – K01		0	0	70					
Ohne Sharing – K03		344.960	0,5	318			29%	29%	4 J.
Bilanziell	16 & H. – K01	0	0	70	0	9			
	17 & H. – K02	0	0	70	0	13			
	18 & H. – K03	344.960	0,5	318	0	35	30%	30%	4 J.
	23 & H. – K01	0	0	70	0	12			
	24 & H. – K03	344.960	0,5	318	0	40	30%	30%	4 J.
	25 & H. – K01	0	0	70	0	30			
	26 & H. – K03	344.960	0,5	318	0	95	31%	31%	4 J.
	27 & H. – K01	0	0	70	0	45			
	28 & H. – K03	344.960	0,5	318	0	179	32%	32%	3 J.

Tabelle 22: Modul 2 - Eigenheim-Haushalte – Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit

Szenarien 20x Mitarbeiter-Haushalte im Eigenheim		Gesamtinvestition inklusive 10% Zusatzpauschale in €	PV-Überschuss in MWh/a	Reststrombedarf in MWh/a	Verkauf von Strom an die Community in MWh/a	Einkauf von Community-Strom in MWh/a	Eigenkapitalrendite	Gesamtkapital-rendite	Amortisation
Ohne Sharing – K01		237.600	80	8			4%	4%	19 J.
Ohne Sharing – K03		819.280	52	241			6%	6%	14 J.
Bilanziell	16 & H. – K01	237.600	80	8	49	0	6%	6%	16 J.
	17 & H. – K02	237.600	80	8	15	0	5%	5%	18 J.
	18 & H. – K03	819.280	52	241	7	14	6%	6%	13 J.
	23 & H. – K01	237.600	80	8	44	0	5%	5%	16 J.
	24 & H. – K03	819.280	52	241	6	16	7%	7%	13 J.
	25 & H. – K01	237.600	80	8	41	3	5%	5%	16 J.
	26 & H. – K03	819.280	52	241	6	63	7%	7%	13 J.
	27 & H. – K01	237.600	80	8	30	5	5%	5%	17 J.
	28 & H. – K03	819.280	52	241	4	132	8%	8%	12 J.

Im Rahmen dieser Studie wurden zudem die zur Verfügung gestellten und gehandelten Strommengen innerhalb der Szenarien für die PV-Freiflächen und Windkraftanlagen betrachtet. Eine eigene Investitionsrechnung erfolgt nicht. Es ist aber davon auszugehen, dass die Wirtschaftlichkeit gegeben ist. In den Energy-Sharing-Szenarien wird mit 8 Cent/kWh gehandelt. Demgegenüber stehen die an der Strombörse gehandelten Preise. Als Maß können die Monatsmarktwerte für Solar und Wind dienen, welche sich eher in der Größenordnung von 6 Cent/kWh bewegen (50Hertz Transmission GmbH, 2026). Diese Akteure sollen qualitativ aufzeigen, wie sich die insgesamt gehandelten Strommengen durch ihren Anteil bei den Energy-Sharing-Szenarien verändern. Es gilt festzustellen, dass sich die handelbaren Strommengen signifikant erhöhen, wenn diese Akteure beteiligt sind. Insbesondere beim Energieträger Windkraft ist dies besonders deutlich.

6.5 Gesamtbetrachtung der Ergebnisse

Es ergeben sich die Ergebnisse in der Gesamtbetrachtung, also die verschiedenen Perspektiven kombiniert. Die nachfolgenden Tabellen stellen die Ergebnisse in einer Ampel-Bewertung dar. Die Tabellen **Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** und**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.** zeigen die Ergebnisse der Szenarien und die der Wirtschaftlichkeitsberechnungen einzelner Unternehmen und Akteure, jeweils für Modul 1 und 2. Für die Unternehmen, in welchen die Wirtschaftlichkeit innerhalb von 20 Jahren positiv darstellbar ist, sind die Szenarien grün hervorgehoben (✓). Die Szenarien, die sich nicht für die Unternehmen rentieren, sind rot (⊘) dargestellt.

Die vier letzten Spalten der Tabellen stellen die Bewertung der Szenarien für die Erzeugung und für den Bedarf der Energy Sharing Community dar. In den ersten zwei Spalten werden die Anteile des Community-Eigenverbrauchs und der gehandelten Strommenge in Bezug auf den selbst erzeugten Community-Strom dargestellt. Die letzten zwei Spalten bilden die Bedarfsseite der Community ab, und zwar die Community-Autarkie und die gehandelte Strommenge in Bezug auf den Bedarf. Die Ergebnisse sind aus Gründen der Vergleichbarkeit der Szenarien untereinander prozentual dargestellt: Werte ≤ 30% sind in grau, Werte zwischen 30.1 und 70% in **gelb** und Werte ≥ 70.1% in **dunkelgrün** dargestellt.

In Modul 1 zeigt sich, dass die Community-Eigenverbrauchswerte bei fast allen Szenarien zu 70% und darüber innerhalb der Community verbleiben. Die Community-Autarkie bewegt sich zwischen 16% und maximal 37%. Der gehandelte Strom steigt innerhalb der einzelnen Gruppierungen und mit ansteigenden Klimaschutzausbaustufen an.

Dabei weisen die physikalischen Szenarien 01 bis 03 mit Direktstromaustausch und eigener Betreibergesellschaft die jeweils höchsten Werte für den Community-Eigenverbrauch auf. Auch die Community-Autarkiewerte und die gehandelten Strommengen sind hier innerhalb einer Klimaschutzausbaustufe am höchsten im Vergleich zu anderen Szenarien in derselben Klimaschutzausbaustufe im Modul 1. Allerdings sind die unternehmerischen Perspektiven in diesen Szenarien nicht positiv. Bau und Betrieb eines eigenen dezentralen Leistungsnetzes erweisen sich als unrentabel.

Bei allen bilanziellen Szenarien einschließlich der PPAs liegen die Community-Eigenverbrauchswerte und Community-Autarkiewerte zwar insgesamt etwas niedriger, aber befinden sich in der gleichen Größenordnung. Hier zeigen sich bei den Szenarien 04, 07, 09, 11, in der Ausbaustufe K01 positive Wirtschaftlichkeitswerte bei den Unternehmen und Mitarbeitenden-Haushalten. Allerdings sind in dieser Ausbaustufe die gehandelten Strommengen gering und kommen erst in der Ausbaustufe K03 in den zweistelligen Bereich bezogen auf die Erzeugung. In der Ausbaustufe K03 sind allerdings die Werte der Wirtschaftlichkeitsberechnungen für Gebr. Heinemann, Bosch/Buderus und Marx GmbH negativ.

Das gleiche Bild zeichnet sich bei den bilanziellen PPAs. Zwischen DACHSER SE und Marx bleibt der erzeugte Strom in den Ausbaustufen K01 und K03 zu 97% und 92% in der Community und es wird jeweils 6% des selbst erzeugten Stroms miteinander gehandelt. Dafür werden nur 16% und 17% des Community-Bedarfs gedeckt. Beim PPA-Austausch zwischen Gebr. Heinemann und Bosch/Buderus ist der Community-Eigenverbrauch zwar geringer, aber dafür ist der Community-Autarkiegrad höher. Das bedeutet, dass der selbst erzeugte Strom mit guter Gleichzeitigkeit abgenommen wird. Wie schon erwähnt sind jedoch nur die PPA-Szenarien 09 und 11 in der Ausbaustufe K01 wirtschaftlich rentabel.

Tabelle 23: Gesamtbetrachtung der Energy-Sharing-Szenarien in Modul 1

	Energy-Sharing-Szenario	Bosch/Buderus DE	Gebr. Heinemann SE & Co. KG	DACHSER SE	Marx GmbH	Speicherbetreiber	20 Haushalte zur Miete	20 Eigenheim-Haushalte	Erzeugung: Community-Eigenverbrauch	Erzeugung: Gehandelter Strom	Bedarf: Community-Autarkie	Bedarf: Gehandelter Strom vom Bedarf
Modul 1	01 - physikalisch - K01	⊘	⊘	⊘	⊘	⊘			98%	12%	23%	3%
	02 - physikalisch - K02	⊘	⊘	⊘	⊘	⊘			80%	16%	37%	8%
	03 - physikalisch - K03	⊘	⊘	✓	⊘	⊘			91%	20%	24%	5%
	04 - bilanz. - K01	✓	✓	✓	✓				93%	5%	22%	1%
	05 - bilanz. - K02	⊘	✓	✓	⊘				73%	3%	34%	2%
	06 - bilanz. - K03	⊘	⊘	✓	⊘				89%	13%	24%	4%
	07 - bilanz. & Haushalte - K01	✓	✓	✓	✓		✓	✓	92%	7%	23%	2%
	08 - bilanz. & Haushalte - K03	⊘	⊘	✓	⊘		✓	✓	90%	14%	24%	4%
	09 - bilanz. PPA (Gebr. Heinemann&Buderus) K01	✓	✓						88%	1%	27%	0%
	10 - bilanz. PPA (Gebr. Heinemann&Buderus) K03	⊘	⊘						70%	4%	36%	2%
	11 - bilanz. PPA (DACHSER&Marx) - K01			✓	✓				97%	6%	17%	1%
	12 - bilanz. PPA (DACHSER&Marx) - K03			✓	⊘				92%	6%	16%	1%

Legende

⊘ Wirtschaftlichkeit über 20 Jahre negativ

✓ Wirtschaftlichkeit über 20 Jahren positiv

Werte ≤ 30%

Werte zwischen 30.1 und 70%

Werte ≥ 70.1%

Mit Blick auf die Ergebnisse aus Modul 2 fällt auf, dass die Community-Autarkie insgesamt auf Werte zwischen 28% und 67% ansteigt, dafür die Werte für die Community-Eigenverbräuche zwischen 46% und 95% liegen. Sie sind somit zwar immer noch hoch, fallen aber im Vergleich zu den Werten in Modul 1 insgesamt geringer aus.
Die physikalischen Szenarien 13, 14, 15 verhalten sich auf der Erzeugerseite ungefähr vergleichbar mit den physikalischen Szenarien 01, 02, 03 in Modul 1, wobei die Community-Autarkie höher ausfällt. Diese Szenarien rentieren sich dafür aus Unternehmerperspektive für mehrere Unternehmensgruppen als in Modul 1. In der Ausbaustufe K02 rentiert sich dieses Energy Sharing-Szenario für alle Unternehmen. Insgesamt fällt es auf, dass sich für die Mitarbeitenden-Haushalte und für die kleineren Unternehmen K2 alle Szenarien in allen Klimaschutzausbaustufen lohnen.
Herausragend in Bezug auf die Community-Autarkie sind die Szenarien, in denen neue Energieträger Strom für den gemeinsamen Austausch zur Verfügung stellen. In den Szenarien mit Windkraft wird dies am deutlichsten. Für die Unternehmen und Akteure rentabel und gleichzeitig mit den höchsten Community-Autarkiewerten und den größten Anteil an handelbaren Strommengen ist das bilanzielle Szenario 27 mit allen Unternehmen und allen Mitarbeitenden-Haushalten in der Klimaschutzausbaustufe K01, mit Strom aus 2x 2MW PV-Freifläche und 5x5MW Windkraftanlagen.
Für die übrigen bilanziellen Szenarien 16 bis 22 einschließlich der PPAs, noch ohne PV-Freiflächen oder Windkraft lässt sich feststellen, dass sie weitestgehend analog zu den Szenarien im Modul 1 ausfallen, mit einer Einschränkung für Szenario 17 in der Stufe K02. Im Modul 2 fällt diese Ausbaustufe K02 im Gegensatz zum Modul 1 für alle Unternehmen positiv aus.
Abschließend kann für Modul 2 im Ergebnisteil angemerkt werden, dass die handelbaren Strommengen und die Community-Autarkie innerhalb des Gewerbeparks durch die Skalierung und Diversifizierung gesteigert werden können, insbesondere wenn andere Energieträger, wie Windkraft einbezogen werden.

Tabelle 24: Gesamtbetrachtung der Energy-Sharing-Szenarien in Modul 2

	Energy-Sharing-Szenario	20 Haushalte zur Miete	20 Eigenheim-Haushalte	6 Unternehmen G1 - keine LKW	6 Unternehmen G2 - mit LKW	52 Unternehmen K1	97 Unternehmen K2	Speicherbetreiber Allermöhe	Erzeugung: Community-Eigenverbrauch	Erzeugung: Gehandelter Strom	Bedarf: Community-Autarkie	Bedarf: Gehandelter Strom vom Bedarf
Modul 2	13 - physikalisch - K01			✓	⊘	✓	✓	✓	95%	10%	29%	3%
	14 - physikalisch - K02			✓	✓	✓	✓	✓	81%	11%	42%	6%
	15 - physikalisch - K03			⊘	✓	⊘	✓	✓	71%	12%	39%	7%
	16 - bilanz. & Haushalte - K01	✓	✓	✓	✓	✓	✓		91%	4%	28%	1%
	17 - bilanz. & Haushalte - K02	✓	✓	✓	✓	✓	✓		77%	1%	40%	1%
	18 - bilanz. & Haushalte - K03	✓	✓	⊘	✓	⊘	✓		69%	4%	38%	2%
	19 - bilanz. PPA (G1 mit K1) - K01			✓		✓			87%	5%	31%	2%
	20 - bilanz. PPA (G1 mit K1) - K03			⊘		⊘			55%	0%	45%	0%
	21 - bilanz. PPA (G2 mit K1) - K01				✓	✓			87%	5%	31%	2%
	22 - bilanz. PPA (G2 mit K1) - K03				✓	⊘			72%	6%	36%	3%
	23 - bilanz. & Haush. & Freifl.- K01	✓	✓	✓	✓	✓	✓		88%	10%	31%	4%
	24 - bilanz. & Haush. & Freifl.- K03	✓	✓	⊘	✓	⊘	✓		67%	5%	38%	3%
	25 - bilanz. & Haush. & Freifl. & Wind - K01	✓	✓	✓	✓	✓	✓		86%	38%	48%	21%
	26 - bilanz. & Haush. & Freifl. & Wind - K03	✓	✓	⊘	✓	⊘	✓		70%	18%	48%	13%
	27 - bilanz. & Haush. & 2x Freifl. & 5x Wind - K01	✓	✓	✓	✓	✓	✓		46%	28%	67%	40%
	28 - bilanz. & Haush. & 2x Freifl. & 5x Wind - K03	✓	✓	⊘	✓	⊘	✓		56%	26%	65%	30%

Legende

⊘ Wirtschaftlichkeit über 20 Jahre negativ

✓ Wirtschaftlichkeit über 20 Jahren positiv

Werte ≤ 30%

Werte zwischen 30.1 und 70%

Werte ≥ 70.1%

7 Bewertung und Schlussfolgerungen

7.1 Zentrale Erkenntnisse für den Gewerbepark Allermöhe

Zur Bewertung der Ergebnisse ist der regulatorische Rahmen zu berücksichtigen. Dies soll mit Blick auf die formulierten Fragen der Zielsetzung erfolgen:

1. Welche Vorteile können sich für Unternehmen ergeben, wenn sie gemeinsame Konzepte zur Energieversorgung, an Stelle von individuellen Lösungen, umsetzen?
    a. Wie können Konzepte zur gemeinsamen Energieerzeugung und -sharing konkret ausgestaltet werden?
2. Wie können diese möglichen Konzepte bestmöglich im Gewerbegebiet skaliert werden?
    a. Was ist kurzfristig umsetzbar?
    b. Was ist mittelfristig umsetzbar? (z.B. mit Projekten)
    c. Was ist langfristig umsetzbar? (z.B. bei Änderung bestimmter Rahmenbedingungen)

7.1.1 Gemeinsame Perspektiven für die vier Unternehmen

Die Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen, wie sie in den Klimaschutzausbaustufen für die einzelnen Unternehmen ermittelt wurden, ergibt für alle beteiligten Unternehmen und anderen Akteure Sinn. Diese Erkenntnis lässt sich aus den insgesamt hohen Eigenverbrauchswerten bezogen auf die Erzeugung schlussfolgern. Für den Fall, dass die Unternehmen die Investitionen nicht selbst aufbringen können oder möchten, weil andere akute Themen dem Entgegenstehen, wären auch Dach- oder Flächenverpachtungs- und Stromvermarktungsmodelle von dritten Unternehmen denkbar.
Der Startpunkt für die vier Unternehmen wäre zunächst die Umsetzung der Klimaschutzmaßnahmen. In den ersten Klimaschutzausbaustufen konnten bilanzielle Energy-Sharing-Szenarien als vorteilhaft für alle Unternehmen identifiziert werden. Demnach wäre die Kontaktaufnahme zu Dienstleistern, die ein bilanzielles Energy Sharing-Modell anbieten und als Energiehändler auftreten, ein denkbarer erster Schritt. Wie in Abschnitt 2 erklärt, würde durch einen Dienstleister eine Vollversorgung verpflichtend werden, sodass den Reststrombelieferungskonditionen eine hohe Relevant zukäme.
Die Einbeziehung der Haushalte von Mitarbeitenden erweist sich ebenso als vorteilhaft. Hierzu gibt es mehrere interessante Aspekte. Mitarbeitende fühlen sich mit einem Unternehmen näher verbunden, bei dem sie nicht nur angestellt sind, sondern deren Strom sie beziehen oder das ihren selbst erzeugten Strom ihnen abkauft. Zudem rechnet es sich wirtschaftlich für die Mitarbeitenden. Dies wiederum kann Nachahmungs- und Dominoeffekte beim Klimaschutz in der breiten Gesellschaft bewirken, weil Kolleg:innen, Freund:innen, Familie und Nachbar:innen davon erfahren.
Zusammenfassend stellen sich folgende Handlungsoptionen für ein bilanzielles Energy Sharing-Modell als geeignet heraus:

- Die Unternehmen planen und setzen Klimaschutzmaßnahmen um. Investitionen können gegebenenfalls mit Hilfe von Verpachtungsmodellen über Dritte realisiert werden.
- Es werden Gespräche mit einem Dienstleister für bilanzielles Energy Sharing geführt und angepasste Konditionen, insbesondere für die Reststrombelieferung, ausgehandelt.

- Die Einbeziehung von Mitarbeitenden erweist sich als vorteilhaft, sodass diese miteinbezogen werden sollten.
- Der Einbezug von bestehenden PV-Freiflächen- und/oder Windkraft-Anlagen in eine mögliche Energy-Sharing-Community sollte geprüft und forciert werden.

Neben dem bilanziellen Energy-Sharing in Form einer Energy-Sharing Community wären ebenso bilanzielle PPAs eine Option, beispielsweise wenn für zwei Unternehmen die gemeinsame Zusammenarbeit und die Nutzung gemeinsamer Potenziale zur Energieerzeugung klar und vielversprechend ist. Unabhängig davon, welches der bilanziellen Energy-Sharing-Szenarien angewendet wird, können zusätzliche Maßnahmen zur weiteren Erhöhung des Eigenverbrauchs der Unternehmen und der gehandelten Strommengen umgesetzt werden:

- Attraktive Angebote für Mitarbeitende schaffen, damit die Abnahme erzeugter Strommengen an Wochenenden und Feiertagen erhöht wird.
- Nach Möglichkeit Ladezeiten bei E-Mobilität von der Nacht in den Tag verschieben.
- Lastgesteuerte Leistungsreduzierung von Wärmepumpen und Kühlanlagen zu Hochlastzeiten integrieren.
- Wärmepumpen mit Kühlungs- und Lüftungsanlagen koppeln, um die Abwärme zu nutzen.
- Weitere Abwärmequellen in das Heizungssystem einbinden, beispielsweise aus Rechenzentren.
- Batteriespeicher nutzen, um eine zeitliche Lastverschiebung und Lastspitzenkappung zu erreichen.
- Ladeinfrastruktur für E-Mobilität durch Batterien als Insellösung ermöglichen, um mögliche Netzanschlussbegrenzungen zu umgehen.

Zum physikalischen Energy Sharing mittels Direktstrombelieferung der vier betrachteten Unternehmen ist anzumerken, dass sich dieses Modell für die vier betrachteten Unternehmen allein als unrentabel erweist. Die Entfernung von Marx GmbH zu den drei anderen Unternehmen ist relativ groß, was dazu führen würde, dass lange Kabelleitungen für vergleichsweise geringe Strommengen gelegt werden müssten. Auch wäre es wichtig, genauer abzuklären, unter welchen Bedingungen eine Kabelverlegung als physikalische Verbindung zueinander dort im Gewerbepark praktisch umsetzbar wäre. Hier ist von einer erhöhten Komplexität bei der Umsetzung auszugehen. Zusätzlich ist dieses Modell auch aus regulatorischer Sicht nicht zu empfehlen, da es sich um ein lokales Verteilnetz handeln würde und Verteilnetzbetreiberpflichten zum Tragen kämen.

7.1.2 Gewerbepark Allermöhe – kurzfristig umsetzbare Handlungsoptionen

Es stellt sich die Frage nach der Skalierung für den Gewerbepark Allermöhe. Über das KLIMAready Projekt und das Unternehmensnetzwerk Allermöhe könnten Vernetzungstreffen angestoßen werden, um andere Unternehmen im Gewerbepark über die Energy-Sharing-Möglichkeiten zu informieren.

Einfach und kurzfristig umsetzbar ist im gesamten Gewerbepark ein bilanzielles Energy-Sharing-Modell mit einem Energy-Sharing-Dienstleister. Dieser würde zudem auch den Reststrom für teilnehmende Unternehmen liefern. Wichtig wäre es im gesamten Gewerbepark die Einbindung von Mitarbeitenden-Haushalten und die Möglichkeit für den Stromaustausch mit anderen Energieträgern, wie

z.B. Windkraft miteinzubeziehen. Das Prozedere für die Umsetzung wäre analog zu den Möglichkeiten wie für die vier Unternehmen beschrieben, siehe Abschnitt 7.1.1.
Vorteilhaft würde sich auch die Anwendbarkeit eines Energy-Sharing-Modells nach § 42c EnWG erweisen, für welches keine Reststrombelieferung über einen Energy-Sharing-Dienstleister notwendig wäre. Für die Reststrombelieferung könnten die Unternehmen jeweils bei Ihren ursprünglichen Lieferanten verbleiben, mit denen möglicherweise bereits vorteilhafte Konditionen verhandelt wurden. Grundlegend könnte dieses Modell flexibel zwischen zwei Unternehmen ohne Dienstleister mit reiner vertraglicher Regelung umgesetzt werden. Für den Austausch mehrerer Unternehmen miteinander wäre vermutlich auch hier wiederum ein Dienstleister zur Abrechnung und Bereitstellung einer Energy-Sharing-Community-Plattform aufgrund der erhöhten Komplexität empfehlenswert. Problematisch ist hier allerdings, dass Großunternehmen von dem Modell ausgeschlossen sind und damit drei der vier betrachteten Unternehmen nicht teilnehmen könnten. Damit erscheint die bilanzielle Lösung über einen Energy-Sharing-Dienstleister als vorteilhafter und besser anwendbar, zumal zum jetzigen Zeitpunkt die Praktikabilität vom § 42c EnWG noch nicht sichergestellt werden kann.
Für beide Alternativen wäre es denkbar, ausgehend aus dem Unternehmensnetzwerk Allermöhe eine motivierte Unternehmensgruppe zu bilden, mit dem Ziel eine Gesellschaft/Genossenschaft zu gründen. Unter Unterstützung des Bezirksamtes Bergedorf könnte so eine kooperative Energietransformation im Gewerbepark weiter vorangebracht werden. Dies sollte in partnerschaftlicher Zusammenarbeit mit den Hamburger Energienetzen erfolgen.
Grundlegend sind bei der Skalierung auf den gesamten Gewerbepark die individuellen Besonderheiten einzelner Unternehmen zu berücksichtigen. Bereits innerhalb der vier betrachteten Unternehmen ergab sich eine Vielzahl an Besonderheiten. Es wäre aber in jedem Fall interessant, wenn im Gewerbepark Allermöhe das Thema Energy Sharing von lokal erzeugtem Strom im Rahmen eines Pilot- oder Leuchtturmprojektes weiterverfolgt würde und dadurch Schritt für Schritt weitere Erkenntnisse auf dem Weg in eine stabile Energieversorgung basierend auf lokalen Erneuerbaren Energien-Anlagen erhalten werden.

7.2 Übertragbarkeit auf weitere Gewerbegebiete

Für eine Übertragbarkeit auf weitere Gewerbegebiete wäre die Ausweisung des Gewerbeparks Allermöhe zum Thema Energy Sharing als ein Pilot- oder Leuchtturmprojekt ebenfalls zielführend. Eine Erkenntnis aus dieser Studie kann für mögliche zukünftige Planungen von neuen Gewerbegebieten oder für die Ausweitung oder Neugestaltung von bestehenden Gewerbegebieten abgeleitet werden. Wie es sich hier gezeigt hat, sind physikalische Direktstromverbindungen mit gemeinsam genutztem Speicher eine durchaus effiziente Möglichkeit, um gemeinsam Strom auszutauschen. So können physikalische Querverlegungen von Kabelverbindungen bei der Planung von Gewerbegebieten von Anfang an mitgedacht und umgesetzt werden. Möglicherweise wird es in zukünftigen energiewirtschaftlichen Regularien eine Möglichkeit geben, wie lokale dezentrale Verteilnetze durch die lokal ansässigen Unternehmen selbst wirtschaftlich und vertragsrechtlich praktikabel betrieben werden können.

Zusammenfassend kann Energy Sharing in Gewerbeparks mit vielfältigen Akteuren und Unternehmen einen relevanten Beitrag liefern, um die Energieversorgung langfristig, stabil und effizient basierend auf 100% Erneuerbare Energien auszurichten. Wie die Ergebnisse der Studie aufzeigen, kann ein solches Vorgehen den Unternehmen wirtschaftliche Mehrwerte bieten.

Literaturverzeichnis

50Hertz Transmission GmbH (2026). Marktwertübersicht der Monatsmarktwerte. Berlin. Verfügbar unter: https://www.netztransparenz.de/de-de/Erneuerbare-Energien-und-Umlagen/EEG/Transparenzanforderungen/Marktprämie/Marktwertübersicht

Agora Energiewende & Prognos AG (2024). Wärmenetze: klimaneutral, wirtschaftlich und bezahlbar. Wie kann ein zukunftssicherer Business Case aussehen? Agora Energiewende, Berlin. Verfügbar unter: https://www.agora-energiewende.de/publikationen/waermenetze-klimaneutral-wirtschaftlich-und-bezahlbar

Anemos [Gesellschaft für Umweltmeteorologie mbH] (2025). Anemos – Wind- und Ertragsdaten. Reppenstedt.

Anondi GmbH (2026). Wärmepumpen Betriebskostenrechner. Ulm. Verfügbar unter: https://www.heizsparer.de/heizung/heizungssysteme/waermepumpe/waermepumpen-betriebskostenrechner

BDEW e.V.[Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2026). BDEW-Strompreisanalyse April 2026. Berlin. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/

BDEW e.V. [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2025). Hinweise zu den aktualisierten Standardlastprofilen – Anwendungshilfe. Berlin. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/2025-03-17_AWH_Aktualisierte_SLP_Strom_2025_Ver%C3%B6ffentlichung.pdf

BDEW e.V. [Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft] (2025). Standardlastprofile Strom. Berlin. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/energie/standardlastprofile-strom/

Bezirksamt Bergedorf & Logistik-Initiative Hamburg (2015). Unternehmen aus Allermöhe wollen gemeinsam mehr erreichen. Bezirksamt Bergedorf und Wirtschaft und Stadtmarketing für die Region Bergedorf e.V., Hamburg. Verfügbar unter: https://www.hafen-hamburg.de/de/presse1/news/unternehmen-aus-allermoehe-wollen-gemeinsam-mehr-erreichen-34132/

BUKEA [Behörde für Umwelt, Klima, Energie, Agrarwirtschaft] (2025). Bilanz des Statistikamtes Nord für 2024 – CO2-Emissionen in Hamburg. Hamburg. Verfügbar unter: https://www.hamburg.de/politik-und-verwaltung/behoerden/bukea

Bundesministerium der Justiz (2026). § 42c Energiewirtschaftsgesetz (EnWG). Berlin. Verfügbar unter: https://www.gesetze-im-internet.de/enwg_2005//__42c.html

Bundesministerium für Wohnen, Stadtentwicklung und Bauwesen (2026). Allgemeine Anforderungen für die Verleihung des QNG-Qualitätssiegels. Berlin. Verfügbar unter: https://www.qng.info/qng/qng-anforderungen/

Bundesnetzagentur (2024). Individuelle Netzentgelte Strom gemäß § 19. Bonn. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK04/BK4_71_NetzE/BK4_71_Ind_NetzE_Strom/BK4_Ind_NetzEntg_Strom.html

Bundesnetzagentur (2026a). EEG-Förderung und Fördersätze. Bonn. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/ErneuerbareEnergien/EEG_Foerderung/start.html

Bundesnetzagentur (2026b). Netzentgelte – Zusammenhang von Strompreis und Netzentgelt. Bonn. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Beschlusskammern/BK08/BK8_06_Netzentgelte/BK8_NetzE.html

Bundesverband für Solarwirtschaft e.V. (2026). BSW-Merkblatt zum „Solarspitzengesetz" für Solar-Installateure und -Unternehmen. Berlin. Verfügbar unter: https://www.solarwirtschaft.de/unsere-themen/photovoltaik/standpunkte/faq-solarspitzengesetz/

Bundesverband WindEnergie e.V. (2022). Funktionsweise von Windenergieanlagen. Berlin. Verfügbar unter: https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/funktionsweise/

CHECK24 Vergleichsportal GmbH (2026). Strompreisentwicklung. München/Heidelberg. Verfügbar unter: https://strom-report.com/strompreisentwicklung/

dena [Deutsche Energie-Agentur] (2024). PPA-Marktanalyse Deutschland 2023. Berlin. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Publikationen/PDFs/2024/PPA-Marktanalyse_Deutschland_2023.pdf

FfE [Forschungsstelle für Energiewirtschaft] (2026). Gesetzliche Premiere für Energy Sharing – Regulatorische Rahmenbedingungen und nächste Schritte. FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2026/03/FfE_Gesetzliche-Premiere-fuer-Energy-Sharing-Regulatorische-Rahmenbedingungen-und-naechste-Schritte.pdf

Europäische Union (2024). Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen. Amt für Veröffentlichungen der Europäischen Union, Brüssel. Verfügbar unter: https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/PDF/?uri=CELEX:32018L2001

Finanztip Verbraucherinformation GmbH (2026). Neue Heizung: Was zahlst Du für die Wärmepumpe? Berlin. Verfügbar unter: https://www.finanztip.de/waermepumpe/

Glombik, S.; Schischke, E.; Puyn, B. (2025). Klimaneutrale Wärmeversorgung im Quartier – Konzepte im Vergleich – Grundlegende Entscheidungen. Fraunhofer Institut für Umwelt-, Sicherheits- und Energietechnik, Oberhausen. Verfügbar unter: https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/DOKUMENTE/Publikationen/2025/BFQ_Klimaneutrale_Quartiere_Methoden.pdf

Gnann, T. et al. (2025). Truck depot charging – Final report for Transport and Environment – Updated Version 1.1. Fraunhofer ISI, Öko-Institut e.V., Karlsruhe/Berlin. Verfügbar unter: https://uploads.transportenvironment.org/production/files/TE_truck-depot-charging_final-report.pdf

Hamburger Energienetze GmbH (2026). Preisblatt Netzentgelte Strom 2026. Hamburg. Verfügbar unter: https://www.hamburger-energienetze.de/verbrauchen-erzeugen/planen-anmelden/netzentgelte-strom

Hamburger Energiewerke GmbH (2026). Ausbau der Fernwärme in Hamburg. Hamburg. Verfügbar unter: https://www.hamburger-energiewerke.de/energiewende/energiewende-in-hamburg/ausbau-fernwaerme

Jacobi, S. (2023). Wärmepumpen in der Industrie zur Abwärmenutzung. ÖKOTEC Energiemanagement GmbH, Berlin. Verfügbar unter: https://www.oekotec.de/waermepumpen-industrie-zur-abwaermenutzung/

Keller, N.; Sommer, K.; Taillanter, E. (2026). Perspektiven für Kundenanlage, Mieterstrom und Quartiere – lokale gemeinschaftliche Stromnutzung im Wandel. FfE Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., München. Verfügbar unter: https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2026/03/FfE-Whitepaper-Perspektiven-fuer-Kundenanlage-Mieterstrom-und-Quartiere-1.pdf

Kühl, A. (2022). Prosumer und ihre Rolle in der Energiewende. Solarwatt GmbH, Dresden. Verfügbar unter: https://www.solarenergie.de/hintergrundwissen/erneuerbare-energien/prosumer

Nationale Leitstelle Ladeinfrastruktur (2026). Deutschlands Ladeinfrastruktur verstehen und planen – mit dem StandortTOOL. NOW GmbH, Berlin. Verfügbar unter: https://standorttool.de/standorttool

Optisizer AG (2026). Optisizer – Ihre digitale Lösung für maßgeschneiderte Energiekonzepte. Schweiz. Verfügbar unter: https://www.optisizer.ch/home

Piguel, Y. (2025). Machbarkeitsstudie für die Umsetzung/Installation einer Parkplatz-PV-Anlage. Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH, Hamburg. Verfügbar unter: https://www.h2-hh.de/de/mitglieder/foren/solar/machbarkeits-fallstudien.html?file=files/eehh-website/upload/eehh/over_all/downloads/2025/04/EEHH%20-%201.%20Machbarkeitsstudie%20-%20Parkplatz%20PV%20Anlage.pdf

Renault Trucks (2026). Renault Trucks E-Tech. Frankreich. Verfügbar unter: https://www.renault-trucks.de/product/e-tech-t

Solarthemen Media GmbH (2026). Photovoltaik-Preisindex: PV-Solarmodule Preisentwicklung. Verfügbar unter: https://www.solarserver.de/photovoltaik-preis-pv-modul-preisindex/

Teichgräber, H. (2025). „Aufdach-Photovoltaik und Energy Sharing in Gewerbegebieten – Eine Fallstudie über das Gewerbegebiet Allermöhe im Hamburger Bezirk Bergedorf" (Masterarbeit). Leuphana Universität Lüneburg, Lüneburg. Verfügbar unter: https://doi.org/10.48548/pubdata-2335

Teichgräber, H. (2026). „Dezentral erzeugten Strom jenseits von Gebäudegrenzen teilen". Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH, Hamburg. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien-hamburg.de/de/blog/details/dezentral-erzeugten-strom-jenseits-von-geb%C3%A4udegrenzen-teilen.html

Valentin Software GmbH (2020). PV*SOL – die Planungs- und Simulationssoftware für Photovoltaiksysteme. Berlin. Verfügbar unter: https://valentin-software.com/produkte/pvsol/

Verivox GmbH (2026). Photovoltaik-Preise 2026. Heidelberg. Verfügbar unter: https://www.verivox.de/photovoltaik/preise/

Wirtschaftsförderungsgesellschaft HIW Hamburg Invest (2026). Industrie- und Gewerbegebiet Allermöhe. Hamburg. Verfügbar unter: https://hamburg-business.com/de/gewerbeimmobilien/gewerbeimmobilien-und-grundstuecke/industrie-und-gewerbegebiete/allermoehe

Abkürzungsverzeichnis

BDEW	Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft e.V.
BGH	Bundesgerichtshof
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
EEHH	Erneuerbare Energien Hamburg Clusteragentur GmbH
eG	Eingetragene Genossenschaft
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EuGH	Europäischer Gerichtshof
GbR	Gesellschaft bürgerlichen Rechts
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
HNE	Hamburger Energienetze GmbH
KG	Kommanditgesellschaft
KMU	kleine und mittlere Unternehmen
KSG	Bundes-Klimaschutzgesetz
MaStRV	Marktstammdatenregisterverordnung
OHG	Offene Handelsgesellschaft
PartG	Partnerschaftsgesellschaft
PPA	Power Purchase Agreement (= Stromliefervertrag)
PV	Photovoltaik
StromStG	Stromsteuer-Gesetz
StromStV	Stromsteuer-Verordnung

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Studienaufbau – schematische Darstellung 10
Abbildung 2: Gewerbepark Allermöhe – geographische Lage der beteiligten Unternehmen 11
Abbildung 3: Prinzip der Direktstrombelieferung als Physikalisches Energy Sharing-Modell..... 14
Abbildung 4: Prinzip des bilanziellen Energy Sharings oder der bilanziellen PPA-Lösung..... 14
Abbildung 5: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad im Szenario 01 26
Abbildung 6: Eigenverbrauchsanteil und Autarkiegrad im Szenario 04 27
Abbildung 7: Energy-Sharing-Szenarien im Modul 1..... 30
Abbildung 8: Gebr. Heinemann, Ausgangsstromlast als Wochenlastgang, Winter vs. Sommer..... 33
Abbildung 9: Gebr. Heinemann - Kapitalwert über 20 Jahre im bilanziellen Szenario 04 34
Abbildung 10: DACHSER SE, Rungedamm, Ausgangsstromlast als Wochenlastgang, Winter vs. Sommer..... 35
Abbildung 11: DACHSER SE – Kapitalwert über 20 Jahre im bilanziellen Szenario 04..... 36
Abbildung 12: Bosch/Buderus, Ausgangsstromlast als Wochenlastgang, Winter vs. Sommer 38
Abbildung 13: Bosch/Buderus – Kapitalwert über 20 Jahre im bilanziellen Szenario 04 38
Abbildung 14: Marx GmbH, Ausgangsstromlast als Wochenlastgang, Winter vs. Sommer..... 40
Abbildung 15: Marx GmbH – Kapitalwert über 20 Jahre im bilanziellen Szenario 04 40
Abbildung 16: Lastgang für Mitarbeitenden-Haushalte in der Klimaschutzausbaustufe K01 42
Abbildung 17: Mitarbeiterhaushalte im Eigenheim – Kapitalwert über 20 Jahre im Szenario 08 43
Abbildung 18: Energy-Sharing-Szenarien 13-22, Modul 2..... 45
Abbildung 19: Energy-Sharing-Szenarien 23-28, Modul 2 inklusive der Integration von Windkraft.. 45

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Definition der Klimaschutzausbaustufen 12
Tabelle 2: Energy-Sharing-Szenarien im Modul 1, Szenario B 13
Tabelle 3: Priorisierung der Stromflüsse aus eigener Erzeugung 14
Tabelle 4: Gruppierung von Unternehmen im Gewerbepark Allermöhe 15
Tabelle 5: Energy-Sharing-Szenarien im Modul 2 17
Tabelle 6: Annahmen für spezifische Investitionskosten 21
Tabelle 7: Annahmen für Preise der gehandelten Energiemengen 22
Tabelle 8: Beteiligungen der Unternehmen an einer Infrastrukturbetreibergesellschaft 23
Tabelle 9: Beispiel 1 - Energy-Sharing-Szenario 01 als physikalisches Energy Sharing (K01) 27
Tabelle 10: Beispiel 2 - Energy-Sharing-Szenario 04 als bilanzielles Energy Sharing (K01) 28
Tabelle 11: Gebr. Heinemann SE & Co.KG - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit 34
Tabelle 12: DACHSER SE - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit 37
Tabelle 13 Bosch Thermotechnik GmbH/Buderus Deutschland - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit 39
Tabelle 14: Marx GmbH - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit 41
Tabelle 15: Modul 1 - Mitarbeitenden-Haushalte zur Miete - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit 43
Tabelle 16: Eigenheim-Haushalte – Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit 43
Tabelle 17: Unternehmen G1 ohne Fuhrpark - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit 47
Tabelle 18: Unternehmen G2 mit Fuhrpark - Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit 48
Tabelle 19: Mittlere Unternehmen K1 mit Stromerzeugerpotenzial - Wirtschaftlichkeit 49
Tabelle 20: Kleinere Unternehmen K2 mit Stromverbraucherprofil - Wirtschaftlichkeit 50
Tabelle 21: Modul 2 -Miethaushalte – Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit 51
Tabelle 22: Modul 2 - Eigenheim-Haushalte – Ergebnisse zur Wirtschaftlichkeit 51
Tabelle 23: Gesamtbetrachtung der Energy-Sharing-Szenarien in Modul 1 53
Tabelle 24: Gesamtbetrachtung der Energy-Sharing-Szenarien in Modul 2 55

Übersicht zu den Energy-Sharing-Szenarien

Modul 1 – Betrachtung der vier Unternehmen

Szenario	Energy-Sharing-Modell	Klimaschutz-ausbaustufe	Beteiligte Akteure
01	Physikalisch	K01	Gebr. Heinemann, DACHSER SE, Bosch/Buderus, Marx GmbH
02	Physikalisch	K02	Gebr. Heinemann, DACHSER SE, Bosch/Buderus, Marx GmbH
03	Physikalisch	K03	Gebr. Heinemann, DACHSER SE, Bosch/Buderus, Marx GmbH
04	Bilanziell	K01	Gebr. Heinemann, DACHSER SE, Bosch/Buderus, Marx GmbH
05	Bilanziell	K02	Gebr. Heinemann, DACHSER SE, Bosch/Buderus, Marx GmbH
06	Bilanziell	K03	Gebr. Heinemann, DACHSER SE, Bosch/Buderus, Marx GmbH
07	Bilanziell	K01	Gebr. Heinemann, DACHSER SE, Bosch/Buderus, Marx GmbH, 40x Mitarbeiter-Haushalte
08	Bilanziell	K03	Gebr. Heinemann, DACHSER SE, Bosch/Buderus, Marx GmbH, 40x Mitarbeiter-Haushalte
09	Bilanzieller PPA	K01	Gebr. Heinemann, Bosch/Buderus
10	Bilanzieller PPA	K03	Gebr. Heinemann, Bosch/Buderus
11	Bilanzieller PPA	K01	DACHSER SE, Marx GmbH
12	Bilanzieller PPA	K03	DACHSER SE, Marx GmbH

Modul 2 – Betrachtung des gesamten Gewerbeparks

Szenario	Energy-Sharing-Modell	Klimaschutz-ausbaustufe	Beteiligte Akteure
13	Physikalisch	K01	6x Unternehmen G1, 6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1, 97x Unternehmen K2
14	Physikalisch	K02	6x Unternehmen G1, 6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1, 97x Unternehmen K2
15	Physikalisch	K03	6x Unternehmen G1, 6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1, 97x Unternehmen K2
16	Bilanziell	K01	6x Unternehmen G1, 6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1, 97x Unternehmen K2, 40x Mitarbeiter-Haushalte
17	Bilanziell	K02	6x Unternehmen G1, 6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1, 97x Unternehmen K2, 40x Mitarbeiter-Haushalte
18	Bilanziell	K03	6x Unternehmen G1, 6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1, 97x Unternehmen K2, 40x Mitarbeiter-Haushalte
19	Bilanzieller PPA	K01	6x Unternehmen G1, 52x Unternehmen K1
20	Bilanzieller PPA	K03	6x Unternehmen G1, 52x Unternehmen K1
21	Bilanzieller PPA	K01	6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1
22	Bilanzieller PPA	K03	6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1
23	Bilanziell	K01	6x Unternehmen G1, 6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1, 97x Unternehmen K2, 40x Mitarbeiter-Haushalte, 1x 2MW PV-Freifläche
24	Bilanziell	K03	6x Unternehmen G1, 6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1, 97x Unternehmen K2, 40x Mitarbeiter-Haushalte, 1x 2MW PV-Freifläche
25	Bilanziell	K01	6x Unternehmen G1, 6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1, 97x Unternehmen K2, 40x Mitarbeiter-Haushalte, 1x 2MW PV-Freifläche, 1x 5MW Windkraft
26	Bilanziell	K03	6x Unternehmen G1, 6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1, 97x Unternehmen K2, 40x Mitarbeiter-Haushalte, 1x 2MW PV-Freifläche, 1x 5MW Windkraft
27	Bilanziell	K01	6x Unternehmen G1, 6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1, 97x Unternehmen K2, 40x Mitarbeiter-Haushalte, 2x 2MW PV-Freifläche, 5x 5MW Windkraft
28	Bilanziell	K03	6x Unternehmen G1, 6x Unternehmen G2, 52x Unternehmen K1, 97x Unternehmen K2, 40x Mitarbeiter-Haushalte, 2x 2MW PV-Freifläche, 5x 5MW Windkraft

Anhang

Hinweis:
Aus Vertraulichkeitsgründen ist der Anhang der Studie nicht öffentlich einsehbar. Wenden Sie sich bei inhaltlichen Nachfragen bitte an das Team von EEHH.