



# Autarkity Handbuch & Roadmap

Deliverable	D3
Projekt	Autarkity
Datum	28. April 2026
Autoren	<b>Patricia Jasek (Forschung Burgenland)</b> Stefan Linecker (Salzburg Research) Peter Dorfinger (Salzburg Research) Guntram Pressmair (e7) Martin Mayr (e7) Andreas Werner (TU Wien) Seyyed Joneid Hasannejad (TU Wien) Christian Pfeiffer (Forschung Burgenland) Karina Medwenitsch (Forschung Burgenland) Lukas Plessing (TPPV) Michael Ruthensteiner (ruvi)

Dieses Projekt wird aus Mitteln des Klima- und Energiefonds gefördert und im Rahmen der „Energieforschung 2024“ (FFG-Projekt Nummer 921047) durchgeführt

## KURZFASSUNG

Das Projekt „Autarkity“ hat untersucht, wie Energiegemeinschaften in Österreich unabhängiger von den preislich schwankenden Strommärkten werden können. Das Ziel ist dabei die sogenannte „lastgerechte Autarkie“, bei dem eine Gemeinschaft ihren Strombedarf in hohem Maß und über weite Strecken des Jahres selbst deckt.

Die Ergebnisse zeigen, dass die Menschen am ehesten bereit sind, in bekannte Technologien wie Photovoltaik und Batteriespeicher zu investieren. Diese bilden das Fundament für die lokale Energiewende. Ein interessanter Punkt ist, dass besonders Mieterinnen und Mieter die Sicherheit einer garantierten Eigenversorgung schätzen, was neue Möglichkeiten für Energieprojekte in Städten eröffnet. Generell entscheiden die Teilnehmer jedoch sehr preisbewusst und die Kosten sind der wichtigste Faktor dafür, ob eine Maßnahme angenommen wird.

In der Praxis steht man vor allem vor der Herausforderung der „Winterlücke“. Während im Sommer durch Sonnenenergie relativ leicht ein hoher Grad an Unabhängigkeit erreicht wird, klafft im Winter eine Versorgungslücke, da die Photovoltaik weniger liefert und gleichzeitig mehr Energie zum Heizen gebraucht wird. Um diese Lücke zu schließen, sind kontinuierliche Erzeuger wie Biomasse oder Wasserkraft notwendig. Zudem wird echte Unabhängigkeit erst möglich, wenn man neben Strom auch das Heizen und die Elektromobilität mit einplant.

Das Projekt empfiehlt daher eine schrittweise Entwicklung in vier Phasen: Es beginnt mit dem Aufbau von PV-Anlagen, führt über den Einsatz von Speichern und intelligenten Steuerungen und endet bei der Integration von Systemen, die auch im Winter stabil Energie liefern. Letztlich zeigt die Roadmap, dass eine Energiegemeinschaft nur dann erfolgreich ist, wenn sie die technische Effizienz mit der Wirtschaftlichkeit und den Bedürfnissen der Menschen vor Ort verbindet.

## INHALTSVERZEICHNIS

1	Einleitung	1
1.1	Definition des Autarkiebegriffs	2
1.1.1	Bilanzieller Autarkiegrad	2
1.1.2	Lastgerechte Autarkie	3
1.1.3	Technische Autarkie	3
1.1.4	Fokus im Projekt	3
1.1.5	Kenngrößen jenseits des Autarkiegrades	4
1.2	Winter vs. Sommer	5
1.3	Ganzheitliche Autarkiebetrachtung	7
1.4	Einbettung in externes Umfeld	8
2	Personas als Zielgruppenmodelle	9
3	Die Technologie-Matrix als technisches Gerüst	10
3.1	Erzeugungstechnologien	10
3.2	Speichertechnologien	11
3.3	Flexibilität	12
3.4	Infrastruktur	12
3.5	Beurteilung	13
4	Willingness-To-Pay-Analyse	13
4.1	Methodik und Struktur des Fragebogens	13
4.2	Die Vignetten und die neun Technologiekategorien	14
4.3	Stichprobencharakteristik	15
4.4	Methodik	17
4.5	Analyse der Vignetten-Merkmale	18
4.6	Ergebnisse der WTP-Analyse	21
4.7	Modellierung der Hauptpräferenzen	23
4.8	Analyse der Präferenz-Heterogenität (Interaktionen)	24
4.9	Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse für die Roadmap	28
5	Simulation	29
5.1	Zielsetzung der Simulation	29

5.2	Methodik	29
5.3	Struktur der Simulationsszenarien	30
5.4	Ergebnisse der Simulation	31
5.4.1	Winterlücke als zentraler Engpass	31
5.4.2	Unterschiedliche Wirkungsmechanismen von Technologien	32
5.4.3	Sektorkopplung und kontraintuitive Effekte	32
5.4.4	Systemintegration und Kombinationseffekte	32
5.5	Schlussfolgerungen zur Simulation	32
6	Ableitung von Empfehlungen	33
6.1	Roadmap-Ableitung aus der Präferenzanalyse	33
6.1.1	Kosten- und Preiskommunikationsstrategie	33
6.1.2	Nutzen-Kommunikation	33
6.1.3	Zielgruppenfokussierte Ansprache (Heterogenität)	34
6.1.4	EEG-Entwicklung	34
6.2	Quantitative Roadmap zur Steigerung der Autarkie auf Basis der Simulation	35
6.2.1	Grundlegende Systemerkenntnisse aus der Simulation	35
6.2.2	Priorisierung von Maßnahmen	36
6.2.3	Phasenmodell der Transformation	37
6.2.4	Erweiterung der Zielgrößen	38
6.3	Verbindung von technischer Wirkung und Akzeptanz	38
7	Zusammenfassung und Ausblick	38

# 1 Einleitung

Energiegemeinschaften (EGs) sind in Österreich ein Erfolgsmodell. Neben wirtschaftlichen Überlegungen sind Sicherheitsbedürfnisse (im Sinne der Energiesicherheit und deren vier Faktoren availability, affordability, acceptability und accessibility) ein wesentlicher Beweggrund für das Interesse an EGs. Die preisliche Stabilität für Einspeisung und Bezug sind spätestens seit der Strompreiskrise 2022 (siehe Abbildung 1) ein viel diskutiertes Thema.

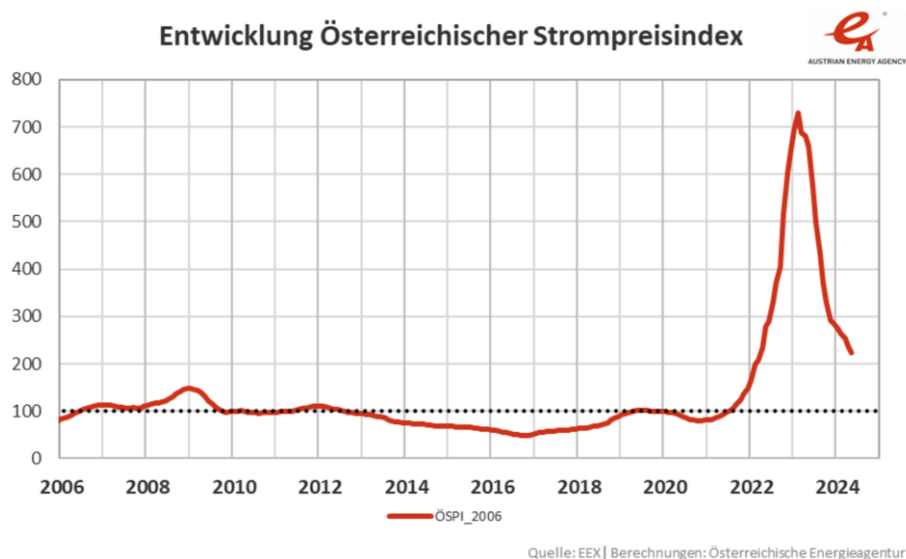


Abbildung 1: Entwicklung des österreichischen Strompreisindex.

Der Grund für die Verwerfungen ab 2022 war die massive Energiekrise infolge des russischen Angriffskriegs auf die Ukraine. Diese führte zu einer extremen Verknappung und Verteuerung von Erdgas auf dem europäischen Markt. Aufgrund des sogenannten Merit-Order-Prinzips am Strommarkt bestimmt das jeweils teuerste Kraftwerk, das zur Deckung der Nachfrage noch benötigt wird, den Preis für alle Anbieter. Da Gaskraftwerke in Europa häufig diese preissetzende Rolle einnehmen, koppelten sich die Strompreise direkt an die historischen Höchststände der Gaspreise. Erst im Verlauf des Jahres 2023 und 2024 setzte durch eine Diversifizierung der Gasbezugsquellen eine schrittweise Beruhigung des Index ein, wenngleich das Preisniveau weiterhin deutlich über dem Vorkrisenniveau von 2021 blieb. Zum Zeitpunkt der Veröffentlichung dieses Dokumentes (April 2026) ist die Situation durch die militärische Eskalation im Iran erneut hochgradig angespannt.

Energiegemeinschaften bieten hier einen interessanten Mehrwert, da die Energiepreise innerhalb der Gemeinschaft bestimmt werden können (im Gegensatz zu den komplexen, von der geopolitischen Lage abhängigen Preismechanismen an den internationalen Energiemärkten).

Das vorliegende Dokument beinhaltet die Kern-Ergebnisse des Sondierungsprojektes "Autarkity" und zielt darauf ab, einen strategischen Leitfaden für die Entwicklung und Etablierung energiewirtschaftlich und regulatorisch robuster, autonomer

Energiegemeinschaften (EGs) in Österreich zu erstellen. Dabei ist „Autarkity“ ein Kunstwort aus „Autarkie“ und „Community“ und diese beiden Dimensionen stellen auch die wesentlichen Blickwinkel dar, die das Projekt eingenommen hat.

In Anbetracht der globalen Energiewende und der steigenden Relevanz von dezentralen Energiesystemen wird die Fähigkeit von Gemeinschaften, ihren eigenen Energiebedarf zu decken (die sogenannte Energieautarkie, hier kurz Autarkie) zu einem entscheidenden Erfolgsfaktor.

Das Dokument integriert Erkenntnisse aus verschiedenen Analysen, darunter die Entwicklung von Personas, eine detaillierte Technologie-Matrix sowie die Analyse der Willingness-to-Pay (WTP), um ein umfassendes Bild der Chancen und Herausforderungen zu zeichnen. Die Ergebnisse dienen dazu, die zentralen Kernfragen des Projekts zu beantworten und handlungsorientierte Empfehlungen abzuleiten, die technische, wirtschaftliche und soziale Aspekte berücksichtigen.

## 1.1 Definition des Autarkiebegriffs

Autarkie ist ein Begriff, der im allgemeinen Sprachgebrauch oft etwas schwammig verwendet wird. Besonders wenn es um Energie geht, gibt es jedoch klare Definitionen, die für einen guten Diskurs auch benötigt werden. Allgemein gesprochen ist Autarkie eine Maßzahl für den Grad der Selbstversorgung.

In unseren Betrachtungen unterscheiden wir dabei zwischen bilanzieller Autarkie, lastgerechter Autarkie und technischer Autarkie. Die Differenzierung ist notwendig, um den tatsächlichen Nutzen verschiedener Autarkiekonzepte zu bewerten.

### 1.1.1 Bilanzieller Autarkiegrad

Bilanzielle Autarkie bezeichnet den Zustand, in dem ein System (hier also eine Energiegemeinschaft) über einen bestimmten Zeitraum (z. B. ein Jahr) rechnerisch so viel Energie selbst erzeugt, wie es verbraucht. Dabei wird nicht betrachtet, ob Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen, sondern nur die Gesamtbilanz über den Zeitraum. Ein Beispiel wäre ein Gebäude, das im Jahresverlauf genau so viel Strom aus einer Photovoltaikanlage produziert, wie es verbraucht, auch wenn es in einzelnen Momenten Strom aus dem Netz bezieht.

Praktisch kann man den bilanziellen Autarkiegrad definieren als „Eigenerzeugung / Gesamtverbrauch“. Verwechslungsgefahr besteht dabei mit dem Eigenversorgungsgrad, der sehr ähnlich definiert ist als „Eigenverbrauch / Gesamtverbrauch“.

Abseits von Energiegemeinschaften hat sich Österreich als Nation das Ziel gesetzt, bis 2030 den Gesamtverbrauch an Strom bilanziell zu 100 % aus erneuerbaren Energiequellen zu gewinnen<sup>1</sup>.

---

<sup>1</sup> <https://energie.gv.at/versorgung/woher-kommt-oesterreichs-strom>

### **1.1.2 Lastgerechte Autarkie**

Lastgerechte Autarkie bedeutet, dass ein Energiesystem zu jedem Zeitpunkt den eigenen Energiebedarf aus der eigenen Erzeugung (inkl. Batteriespeicher) decken kann. Im Gegensatz zur bilanziellen Autarkie, bei der nur die Gesamtbilanz über einen bestimmten Zeitraum betrachtet wird, setzt lastgerechte Autarkie voraus, dass Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt übereinstimmen.

Ein Beispiel wäre ein Gebäude mit einer PV-Anlage, das zu jeder Tages- und Nachtzeit genau den benötigten Strom selbst produziert oder gespeicherte Energie zur Verfügung stellt, sodass keine Energie aus dem Netz bezogen werden muss. In der Praxis ist das oft schwer (und viel schwerer als die bilanzielle Autarkie) zu erreichen, da wetterabhängige Erzeuger (z. B. PV oder Wind) nicht immer mit dem Lastprofil übereinstimmen.

### **1.1.3 Technische Autarkie**

Technische Autarkie beschreibt die Fähigkeit eines Systems, unabhängig von externer Infrastruktur (z. B. Strom-, Gas- oder Wärmenetz) zu funktionieren. Im Gegensatz zur bilanziellen Autarkie, die sich nur auf eine rechnerische Jahresbilanz bezieht, und zur lastgerechten Autarkie, die eine Deckung zu jedem Zeitpunkt erfordert, betont die technische Autarkie zusätzlich die Unabhängigkeit von externen Netzen und Versorgungssystemen.

Ein Beispiel wäre ein Inselnetz, das mit PV, Windkraft, Batteriespeichern und einem Backup-Generator vollständig eigenständig betrieben wird, ohne an ein öffentliches Stromnetz angeschlossen zu sein.

Viele moderne Wechselrichter ermöglichen es Haushalten, bei einem Netzausfall in den Inselbetrieb zu wechseln, sodass sie sich zeitweise aus einer eigenen PV-Anlage und einem Batteriespeicher versorgen können. Diese Funktion bietet damit punktuelle technische Autarkie auf Haushaltsebene.

In Energiegemeinschaften ist dieser Inselmodus nicht umsetzbar, da die Teilnehmenden über das öffentliche Stromnetz verbunden sind. Sobald ein Haushalt in den Inselbetrieb wechselt, trennt er sich physikalisch vom Netz, wodurch keine Energie mehr mit anderen Mitgliedern der Energiegemeinschaft geteilt werden kann.

### **1.1.4 Fokus im Projekt**

Autarkity beschäftigt sich primär mit lastgerechter Autarkie.

Es geht nicht um technische Autarkie, denn diese ist punktuell (Stichwort Blackout) nur im isolierten Haushalt (Inselbetrieb des Wechselrichters) zu erreichen und ganzjährig (als off-grid Inselsystem) nur mit sehr großem Aufwand. Während Blackouts ein Reizthema sind und scheinbar auch mit Nutzerinteresse und Willingness-To-Pay verbunden sind (z.B. für Notstromaggregate), können Energiegemeinschaften an sich aktuell keinen wesentlichen Beitrag als Blackout-Maßnahme leisten (weil die Energiegemeinschaft im Stromnetz keine Insel bilden kann). Im Umkehrschluss ist es

sehr wohl möglich, dass Investitionen für Blackout-Maßnahmen (z.B. Batteriespeicher) auch für die Erhöhung des Autarkiegrades genutzt werden.

Es geht nicht um bilanzielle Autarkie, denn der Fall, dass man in einer Energiegemeinschaft mit der sommerlichen PV-Erzeugung den Gesamtjahresverbrauch übersteigt, ist leicht konstruiert (zum Beispiel mit Photovoltaik-Kapazitäten von 20 kWp bzw. 120 m<sup>2</sup> Modulfläche für eine Energiegemeinschaft aus einigen Einfamilienhäusern und insgesamt 20.000 kWh/a Stromverbrauch<sup>2</sup>). Obwohl bilanziell unabhängig, kann der lastgerechte Autarkiegrad hier in den Wintermonaten in den einstelligen Prozentbereich fallen, es besteht also wenig Absicherung gegen extreme Rohstoff- und/oder Energiepreisschwankungen.

Abbildung 2 zeigt noch einmal die unterschiedlichen Autarkie-Definitionen.

Technische Autarkie	=	Strom ohne Stromnetz
Bilanzieller Autarkiegrad	=	$\frac{\text{Eigene Erzeugung}}{\text{Gesamtverbrauch}}$
Lastgerechter Autarkiegrad	=	$\frac{\text{Eigene Erzeugung die selbst genutzt wird}}{\text{Gesamtverbrauch}}$

Abbildung 2: Drei Autarkie-Definitionen

### 1.1.5 Kenngrößen jenseits des Autarkiegrades

Die lastgerechte Autarkie ist der Quotient aus der eigenen Erzeugung, die selbst genutzt wird, geteilt durch den Gesamtverbrauch. Maßzahlen die sich aus Quotienten ergeben können kontraintuitiv sein, wie im Abbildung 3 dargestellt.

Dort sieht man, dass eine Verbesserung des Eigenverbrauchs einen linearen Zusammenhang mit dem lastgerechten Autarkiegrad hat (links), während eine Verminderung des Gesamtverbrauchs einen hyperbolischen Zusammenhang hat (rechts). Eine Verminderung des Gesamtverbrauches um 50 %, erhöht den lastgerechten Autarkiegrad „nur“ um 10 % (Annahme: lastgerechter Autarkiegrad beim Start 10 %).

<sup>2</sup> Das obige Beispiel fokussiert rein auf den Strombedarf. Die zentrale Rolle der Wärmeversorgung für das Erreichen echter Autarkie wird im weiteren Verlauf dieses Dokuments gesondert dargestellt.

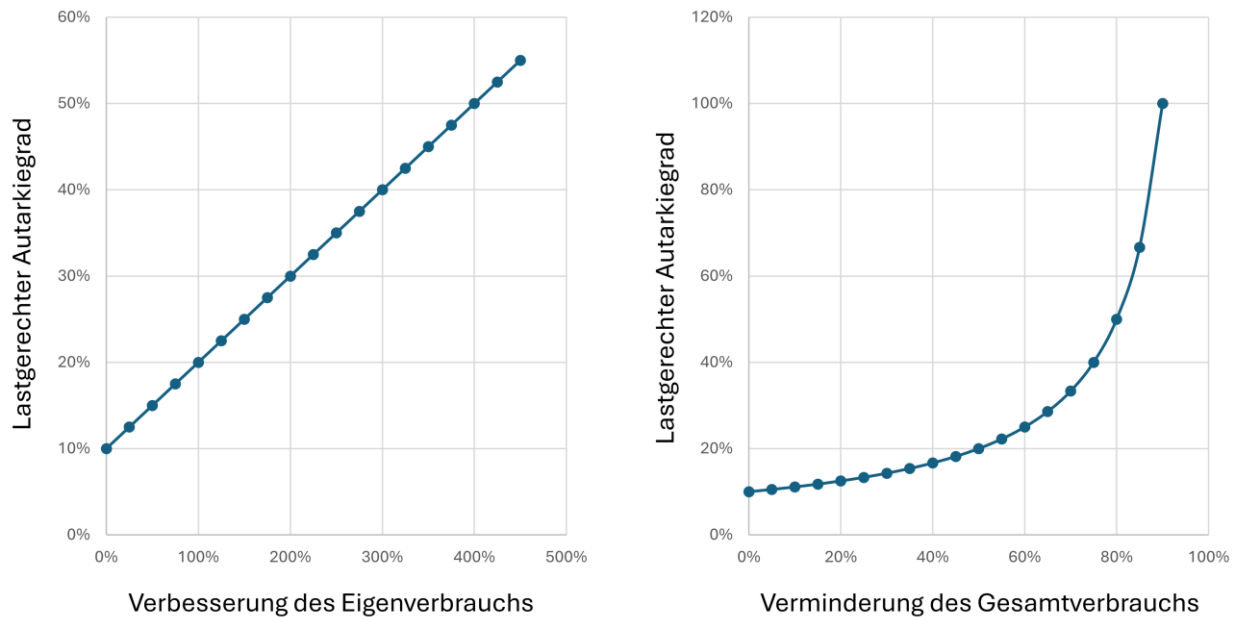


Abbildung 3: Potenziell kontraintuitiver Zusammenhang beim lastgerechten Autarkiegrad<sup>3</sup>.

Neben dem reinen Autarkiegrad, macht es deshalb auch Sinn, zusätzliche Größen, wie die jährlichen Betriebskosten, Investitionskosten, etc. zu betrachten.

## 1.2 Winter vs. Sommer

Eine naheliegende Beobachtung, die schon mit Projektbeginn klar war, sich aber im weiteren Fortschritt des Projektes noch verfestigt hat, ist der große Unterschied zwischen Winter und Sommer.

In Abbildung 4 sieht man wie sich der Autarkiegrad einer beispielhaften, realen lokalen Energiegemeinschaft über die einzelnen Viertel-Stunden im Jahr darstellt. Der Winter ist dabei auf der X-Achse in der Mitte dargestellt.

<sup>3</sup> Quelle: Stefan Linecker, Peter Dorfinger, Guntram Pressmair, Martin Mayr, Andreas Werner, Seyyed Joneid Hasannejad, Christian Pfeiffer, Patricia Jasek, Karina Medwenitsch, Lukas Plessing, Michael Ruthensteiner (2026): Autarkie in Energiegemeinschaften: Erwartungen, Machbarkeit und Hindernisse In: Conference Proceedings, 18. Symposium Energieinnovation (EnInnov 2024), online verfügbar unter [https://www.tugraz.at/fileadmin/user\\_upload/Events/EnInnov/EnInnov2026/files/lf/521\\_LF\\_Linecker.pdf](https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/Events/EnInnov/EnInnov2026/files/lf/521_LF_Linecker.pdf)

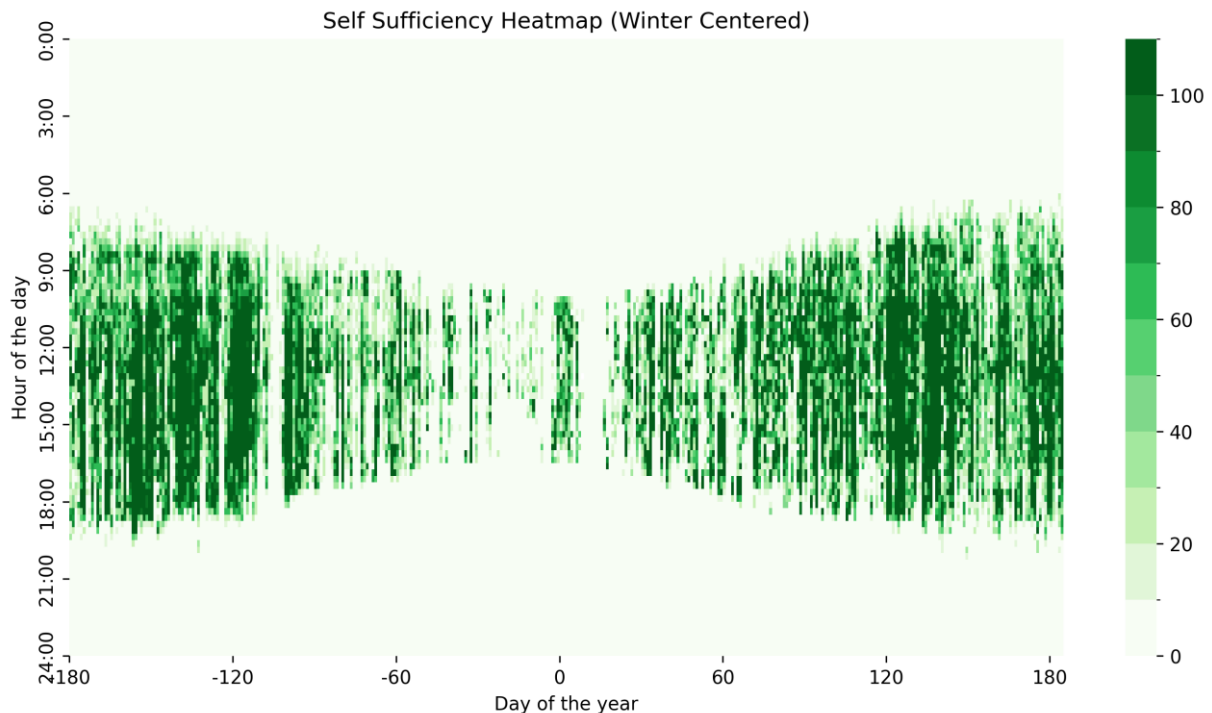


Abbildung 4: Heatmap des Autarkiegrades im Jahresverlauf (Winter zentriert)

Der Jahresverlauf der Autarkie deckt sich damit ziemlich genau mit dem typischen Jahresverlauf der PV-Ausbeute. Schon jetzt ist ein sehr hoher Autarkiegrad im Sommer relativ „einfach“ möglich und letztlich mehr oder weniger eine reine Investitionsentscheidung<sup>4</sup>. Im Winter sieht es ganz anders aus, hier gibt es eine große „Autarkie-Lücke“, die nicht ganz einfach zu füllen ist.

Nicht nur bei der Erzeugung sieht die Situation im Sommer ganz anders aus als im Winter, sondern auch beim Verbrauch. Drei Viertel des Energieverbrauchs in Haushalten wird für Wärme aufgewendet<sup>5</sup> und der Peak liegt dabei ganz klar im Winter<sup>6</sup>. Der Wärmeenergiebedarf hat einen maßgeblichen Einfluss auf den Autarkiegrad einer Energiegemeinschaft. Maßnahmen wie thermische Sanierung, Heizungstausch oder der Ausbau von Wärmenetzen sind daher, trotz hoher Investitionskosten, sehr wirksam.

<sup>4</sup> Wenn man in eine angemessenen große PV-Anlage investiert, ergibt sich ein hoher Autarkiegrad im Sommer, oder eben nicht.

<sup>5</sup> Siehe z.B. <https://www.klimaaktiv.at/private/energiesparen/richtig-heizen> oder

<https://www.umweltbundesamt.de/daten/private-haushalte-konsum/wohnen/energieverbrauch-privater-haushalte#hchster-anteil-am-energieverbrauch-zum-heizen> oder <https://positionen.wienenergie.at/grafiken/energieverbrauch-eu-haushalte/>

<sup>6</sup> Mit der Erwärmung sind zusätzliche „Kühl“-Peaks im Sommer zu erwarten. Diesen Fall haben wir in Autarkity nicht speziell betrachtet, weil wir, durch die gute Überdeckung der PV-Erzeugung mit dem Kühlbedarf, grundsätzlich von einer lösbaren Situation ausgehen.

Allgemein interessant für die Winter vs. Sommer-Betrachtung ist auch die Auswirkung der Installation einer Photovoltaik-Anlage (inklusive Speicher), die an einem Beispiel in Abbildung 5 dargestellt ist.

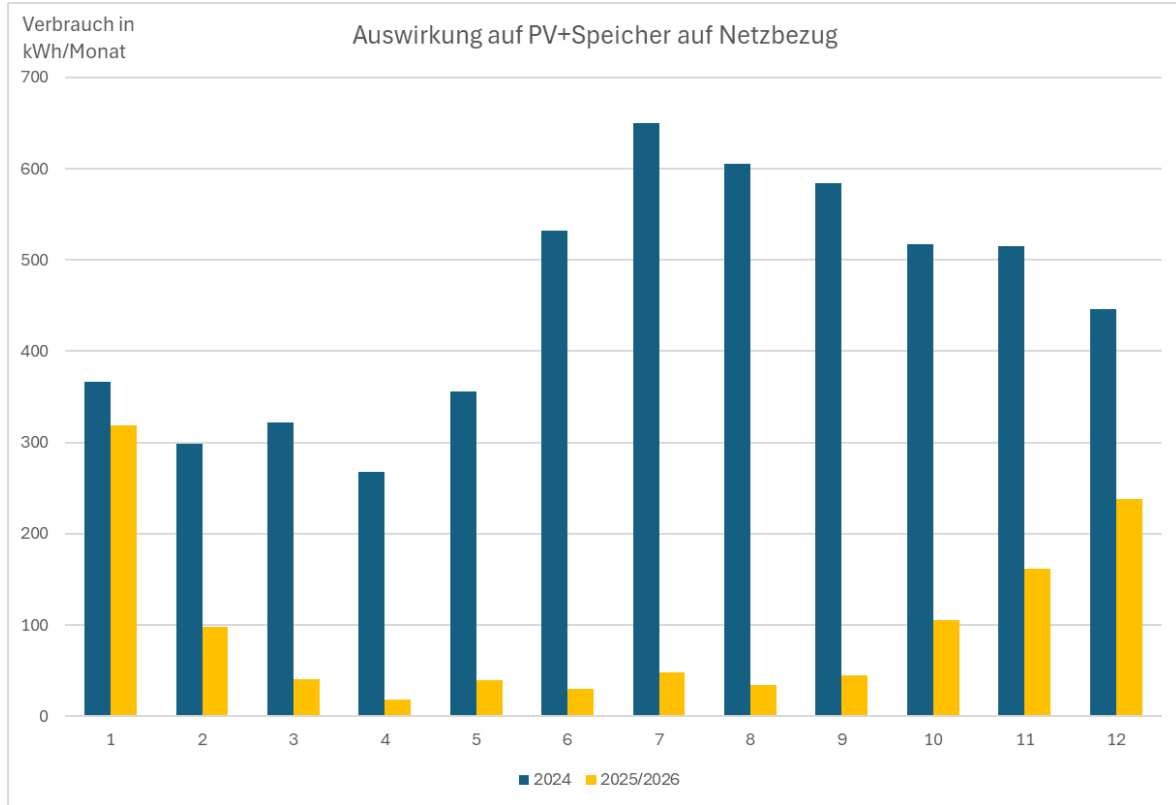


Abbildung 5: Auswirkung von PV und Speicher auf den Netzbezug eines beispielhaften Einfamilienhauses (Wärme via Fernwärme, hoher Strombedarf im Sommer durch Poolpumpe). Seit Mitte März 2025 sind 14,4 kWp PV, ein 11 kW Wechselrichter und eine 13,9 kWh Batterie installiert. (2025/26 bedeutet: Daten von April bis Dezember stammen aus dem Jahr 2025, Jänner, Februar und März aus dem Jahr 2026).

Der Netzbezug sinkt insgesamt stark (um 78 %). Während im Jänner ähnliche Strommengen vom Netz bezogen werden wie zuvor (366 kWh ohne PV und Speicher, 319 mit, eine Reduktion um 12 %), sind die Sommermonate von Reduktionsraten bis zu 95 % geprägt. Insgesamt wurden über das Jahr 1175 kWh Strom vom Netz bezogen, statt vorher 5460 kWh. Der Autarkiegradgewinn, der für einen Haushalt mit Photovoltaik-Anlage und Speicher durch den Beitritt zu einer Energiegemeinschaft noch möglich ist, hängt stark von den Stromquellen in der Energiegemeinschaft ab. Für diesen Haushalt wäre eine Energiegemeinschaft mit Wind und Wasser ideal, eine PV-dominierte Energiegemeinschaft hätte weniger Potenzial den Autarkiegrad weiter zu steigern.

### 1.3 Ganzheitliche Autarkiebetrachtung

Bei der Bewertung der Autarkie muss zwingend eine ganzheitliche Energiebilanz angewandt werden, die über den reinen Haushaltsstrom hinausgeht und zumindest Wärme und vernünftigerweise auch Mobilität miteinschließt. Eine isolierte Betrachtung

der elektrischen Autarkie führt potenziell zu einem Paradoxon: Durch die Integration von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen steigt der Strombedarf eines Haushaltes an und der Autarkiegrad kann damit rechnerisch sinken. Eine sinkende elektrische Autarkiequote ist bei gleichzeitiger Sektorkopplung aber kein Zeichen für mangelnde Systemleistung, sondern ein Indikator für die erfolgreiche Substitution externer Primärenergiequellen.

## 1.4 Einbettung in externes Umfeld

Energiegemeinschaften sind eng mit den aktuellen Entwicklungen der Energie- und Mobilitätswende verknüpft und lassen sich nur im Kontext der fortschreitenden Elektrifizierung des Energiesystems verstehen. Zentrale Verbrauchsbereiche wie Wärme und Mobilität werden zunehmend elektrifiziert, etwa durch den Einsatz von Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen. Dadurch steigt der Strombedarf, gleichzeitig entstehen jedoch neue Möglichkeiten zur flexiblen Steuerung von Energieflüssen.

Neben den technologischen Entwicklungen spielen auch gesellschaftliche und wirtschaftliche Faktoren eine zentrale Rolle. Es ist ein zunehmender Wunsch von Haushalten und Unternehmen erkennbar, sich aktiv an der Energiewende zu beteiligen und nicht ausschließlich passive Energieverbraucher zu sein. Energiegemeinschaften ermöglichen diese Beteiligung, indem sie den Zugang zu lokal erzeugter erneuerbarer Energie eröffnen und gleichzeitig Transparenz über Erzeugung und Verbrauch schaffen.

Darüber hinaus gewinnt der Aspekt der finanziellen Unabhängigkeit an Bedeutung. Investitionen in eigene oder gemeinschaftlich organisierte Energieerzeugung werden zunehmend als Möglichkeit gesehen, sich langfristig gegen steigende Energiepreise abzusichern und die eigene Kostenstruktur aktiv zu gestalten. Insbesondere vor dem Hintergrund erhöhter Energiepreisvolatilität und steigender Netzkosten steigt die Attraktivität dezentraler Versorgungslösungen, auch weil die Lern- und Wachstumsraten in diesem „Green Tech“-Sektor enorm sind:

- Bei Batterien ist die Lernrate (also wie viel günstiger ein Produkt mit der Verdopplung der Produktionskapazität wird) 18-24 %, die Preissenkung pro Jahr beträgt 10-15 %. Die globale Produktionskapazität für Batterien beträgt aktuell ca. 2 TWh/a, bis 2030 könnte sich das verdreifachen.
- Bei Photovoltaik ist die Lernrate 20 %, die Preissenkung 12 % pro Jahr. Die globale Produktionskapazität steuert auf 1 TWp/a zu.
- Bei Elektroautos ist die Lernrate 10-18 %, die Preissenkung 5-8 % pro Jahr.
- Gestiegene Preise für Trafostationen, Kabel, gekoppelt mit Fachkräftemangel und hoher Nachfrage (durch den Ausbau der Erneuerbaren, der Elektrifizierung allgemein, aber auch weil die in den 1960er und 1970er Jahren errichteten Komponenten ihr „End of Life“ erreichen) machen den Netzausbau teuer, das spiegelt sich auch in steigenden Netzkosten wider.

- Die aktuellen Energiepreise (Strompreis, Gaspreis) liegen deutlich über dem historischen Durchschnitt. Baustoffpreise und generell der Preis von Wohnraum ebenso.

## 2 Personas als Zielgruppenmodelle

Um die theoretischen Autarkiekonzepte auf reale Szenarien zu übertragen, wurden im Rahmen des Projekts acht spezifische Personas entwickelt, die als repräsentative Abbilder typischer Akteurskonstellationen in österreichischen Energiegemeinschaften dienen. Diese Differenzierung ermöglicht es, die Vielfalt sowie die spezifischen Bedürfnisse potenzieller Gemeinschaften präzise zu erfassen und stellt eine fundierte Grundlage für nachfolgende Technologie- und Geschäftsmodellanalysen dar.

Die Personas spiegeln dabei die gesamte Bandbreite möglicher Ausprägungen wider und unterscheiden sich maßgeblich in ihrer Größe, ihrer Organisationsform, dem jeweiligen Nutzungsmix sowie ihrem Grad an Professionalität. Durch diesen methodischen Ansatz lassen sich technologische Maßnahmen, wie etwa der gezielte Ausbau von Photovoltaikanlagen oder die Nachrüstung von Speichersystemen, punktgenau auf ihre Wirksamkeit in unterschiedlichen Kontexten prüfen. So wird sichergestellt, dass die entwickelten Strategien den realen Anforderungen der verschiedenen Akteure gerecht werden und die theoretischen Modelle erfolgreich in die Praxis überführt werden können.

Die verwendeten Personas sind:

- Österreichweite oder überregionale Profi-EG: Professionell betriebene Bürger-Energiegemeinschaft (BEG) in Form eines Vereins oder einer Genossenschaft.
- Gemeinde-interne R-EEG: Regionale Energiegemeinschaft (R-EEG), die ausschließlich aus Gemeindegebäuden besteht.
- Gemeinde-geführte R-EEG: Von der Gemeinde initiiert und/oder betrieben. Umfasst Gemeindegebäude und Bürger als Teilnehmer und strebt eine breitere Beteiligung an.
- Privat geführte R-EEG: Von Privatpersonen initiiert und/oder betrieben. Sehr verschiedene Ausprägungen was Größe und Ausrichtung angeht.
- Nachbarschaftliche L-EEG: Lokale Energiegemeinschaft (L-EEG) bestehend aus Einfamilienhäusern mit ca. 10-20 Zählpunkten.
- Familien-EG: Von Privatpersonen initiiert, häufig zwischen Familienmitgliedern. Besteht aus weniger als 10 Zählpunkten in städtischen und ländlichen Gebieten.
- Wohnblock/Quartier als L-EEG: Mehrparteienhäuser, eher in dicht verbauten Gebieten mit wenig verfügbarer Dachfläche im Vergleich zum Stromverbrauch.
- Full-service Neubauquartier (L-EEG): Eine L-EEG, die ein kombiniertes Wärme- und Stromnetz betreibt. Hohes Potenzial für Autarkie, aber auch komplex.

### 3 Die Technologie-Matrix als technisches Gerüst

Zur systematischen Einordnung der technologischen Optionen wurde im engen Dialog mit Expert:innen eine Technologie-Matrix erstellt, die das technische Gerüst der gesamten Roadmap bildet. Diese Matrix dient als zentrale Orientierungshilfe und wurde im Projektverlauf stetig verfeinert und ergänzt, um die Eignung und die Potenziale verschiedener Maßnahmen zur Steigerung der lastgerechten Autarkie präzise abzubilden.

Dabei verknüpft sie unterschiedliche Energieformen mit spezifischen Erzeugungs-, Speicher- und Verbrauchsoptionen und bewertet deren Anwendbarkeit für die verschiedenen Persona-Typen<sup>7</sup>. Die Bewertung basiert auf einem fundierten Expertenrating auf einer Skala von 0 (nicht anwendbar) bis 5 (sehr gut anwendbar), wobei wesentliche Kriterien wie die technische Machbarkeit, die Wirtschaftlichkeit sowie die geltenden regulatorischen Rahmenbedingungen berücksichtigt werden.

In den folgenden Unterkapitel sind die Technologien genauer beschrieben und je nach Anwendbarkeit farblich ausgezeichnet (grün = hohe Anwendbarkeit, gelb = mittlere Anwendbarkeit, rot = geringe Anwendbarkeit).

#### 3.1 Erzeugungstechnologien

Technologie	Photovoltaik
Anwendbarkeit	Sehr hoch für alle EG-Typen (Rating 5)
Beschreibung	PV-Anlagen sind einfach zu installieren, wirtschaftlich attraktiv und gut skalierbar. Sie eignen sich sowohl für gewerbliche Großprojekte auf Freiflächen und Dächern als auch für Dachanlagen bei privaten Teilnehmern. Sie sind die meistgenutzte Technologie zur Stromerzeugung in EGs.

Technologie	Windkraft
Anwendbarkeit	Mittlere Anwendbarkeit (Rating 2-3)
Beschreibung	Die Nutzung von Windkraft ist stark von den lokalen Gegebenheiten (Windhöffigkeit) abhängig. Während sich Großprojekte für professionell geführte EGs eignen, sind kleinere Anlagen seltener und meist nur in spezifischen Regionen wirtschaftlich sinnvoll.

Technologie	Biomasse (KWK)
Anwendbarkeit	Mittlere bis hohe Anwendbarkeit (Rating 3-4)
Beschreibung	Biomasse-Blockheizkraftwerke (KWK) sind insbesondere für EGs mit einem hohen Wärmebedarf, wie in ländlichen oder industriellen Kontexten, relevant. Sie ermöglichen die Sektorkopplung und eine autarke Versorgung mit Wärme und Strom.

<sup>7</sup> Die Bewertung der Anwendbarkeit ist dabei im Kontext von Energiegemeinschaften zu verstehen und nicht als generelle Bewertung.

Technologie	Solarthermie
Anwendbarkeit	Hohe Anwendbarkeit (Rating 4)
Beschreibung	Solarthermische Anlagen entlasten den Stromsektor bei der Wärmeversorgung. In Energiegemeinschaften ergänzen sie PV-Systeme optimal, indem sie die thermischen Speicher direkt beladen und so die notwendige Laufzeit von Wärmepumpen oder anderen elektrischen Heizsystemen reduzieren.

Technologie	Geothermie
Anwendbarkeit	Mittel (Rating 3-4) bei gegebener Verfügbarkeit
Beschreibung	Die Nutzung oberflächennaher oder tiefer Geothermie bietet eine hocheffiziente und grundlastfähige Wärmequelle. Besonders für Quartierslösungen oder landwirtschaftliche Betriebe ist sie attraktiv, da sie unabhängig von Witterungseinflüssen arbeitet. Die Umsetzung erfordert jedoch hohe Anfangsinvestitionen und spezifische geologische Voraussetzungen.

Technologie	Wasserkraft
Anwendbarkeit	Hohe Anwendbarkeit (Rating 4-5) bei gegebener Verfügbarkeit
Beschreibung	Wasserkraft wird als sehr gut geeignet für EGs eingestuft, die sich in der Nähe von bestehenden Anlagen oder Gewässern befinden. Die Verfügbarkeit ist jedoch geografisch stark begrenzt.

### 3.2 Speichertechnologien

Technologie	Batteriespeicher
Anwendbarkeit	Sehr hoch (Rating 4-5)
Beschreibung	Batteriespeicher sind eine zentrale Komponente zur Steigerung der Autarkie, insbesondere für die kurzfristige Speicherung von überschüssigem PV-Strom. Die Experten bewerten die Anwendbarkeit hoch, sehen aber noch Handlungsbedarf bei der Standardisierung rechtlicher und technischer Schnittstellen.

Technologie	Thermische Speicher und Power-to-Heat
Anwendbarkeit	Hoch (Rating 4)
Beschreibung	Diese Technologien sind essenziell für die Sektorkopplung. Sie wandeln überschüssigen Strom in Wärme um und speichern diese in Pufferspeichern. Dies ist besonders für Personas mit hohem Wärmebedarf (z.B. das Full-service Neubauquartier) von großer Bedeutung.

Technologie	Wasserstoff
Anwendbarkeit	Mittlere Anwendbarkeit (Rating 3)

Beschreibung	Wasserstoff gilt als Schlüsseltechnologie für die saisonale Langzeitspeicherung, um Energieüberschüsse aus dem Sommer in den Winter zu übertragen. Während das Systempotenzial zur Lösung der „Winterlücke“ als sehr hoch eingestuft wird, hemmen derzeit noch geringe Wirkungsgrade, hohe Investitionskosten und Komplexität die breite Anwendung in EGs.
--------------	--

Technologie	Thermochemische Speicher
Anwendbarkeit	Mittlere Anwendbarkeit (Rating 2)
Beschreibung	Diese innovative Speicherform nutzt chemische Reaktionen (z. B. Adsorption), um Energie verlustfrei über lange Zeiträume zu speichern. In der Theorie bieten sie eine hohe Energiedichte für die saisonale Wärmespeicherung. In der Praxis befinden sie sich für den Einsatz in Energiegemeinschaften noch in einer frühen Phase der Marktreife und erfordern spezialisierte Infrastruktur.

### 3.3 Flexibilität

Technologie	Verbraucherflexibilität
Anwendbarkeit	Hoch (Rating 4)
Beschreibung	Die Matrix hebt hervor, dass die Erhöhung des Autarkiegrades nicht allein durch die Erzeugung, sondern maßgeblich durch die Optimierung des Verbrauchs und die Sektorkopplung gelingt. Wärmepumpen (sowohl für gewerblichen als auch privaten Stromverbrauch) und E-Fahrzeuge sind Schlüsselinstrumente, um überschüssigen Strom zu nutzen und den Eigenverbrauch zu erhöhen.

Technologie	Lastmanagement
Anwendbarkeit	Hoch (Rating 4)
Beschreibung	Intelligentes Lastmanagement ist ein zentraler Aspekt der Autarkie. Die Experten bewerten die technische Machbarkeit zur automatisierten Datenerfassung als gut (Rating 4), jedoch fehlen oft standardisierte Schnittstellen zur Aggregation und Steuerung, was die Umsetzung in der Praxis erschwert.

### 3.4 Infrastruktur

Technologie	Wärmenetze
Anwendbarkeit	Mittlere Anwendbarkeit (Rating 3)
Beschreibung	Nah- und Fernwärmenetze sind das Rückgrat der gemeinschaftlichen Sektorkopplung. Sie ermöglichen die Verteilung von Wärme aus zentralen Quellen (wie Biomasse-KWK oder Großwärmepumpen) an die Teilnehmer der EG. Die kollektive Nutzung von Infrastruktur erhöht die Effizienz gegenüber

	Einzellösungen, erfordert jedoch eine komplexe Planung und eine entsprechende Siedlungsdichte.
--	--

### 3.5 Beurteilung

Die Bewertungen zeigen, dass die Anwendbarkeit stark vom spezifischen Kontext der Energiegemeinschaft abhängt. Technologien wie Photovoltaik und Batteriespeicher weisen eine nahezu universell hohe Anwendbarkeit auf. Andere Technologien, wie Wasserkraft oder Biomasse, sind hochgradig anwendbar, jedoch an spezifische geografische oder infrastrukturelle Gegebenheiten gebunden.

Die Bewertung "mittlere Anwendbarkeit" (Rating 2-3) trifft vor allem auf Windkraft und saisonale Speicher zu, da hier die wirtschaftliche Rentabilität oder die Akzeptanz (im Falle von Windkraft) noch nicht flächendeckend gegeben ist.

Dies unterstreicht eine zentrale Erkenntnis: Die Entwicklung einer robusten, autonomen Energiegemeinschaft erfordert eine ganzheitliche Analyse, die nicht nur die technische Machbarkeit, sondern auch die lokalen Gegebenheiten, die wirtschaftliche Rentabilität und die gesellschaftliche Akzeptanz berücksichtigt.

Die Bewertung der Technologien basiert nicht ausschließlich auf Experteneinschätzungen, sondern wurde im Rahmen des Projekts durch simulationsbasierte Analysen ergänzt, welche die tatsächliche Systemwirkung einzelner Maßnahmen quantifizieren (siehe Kapitel 5).

## 4 Willingness-To-Pay-Analyse

Die im Projekt durchgeführte Analyse der Willingness-To-Pay (WTP) identifiziert die Präferenzstrukturen von Mitgliedern von EEGs hinsichtlich zukünftiger Investitionen in die Energieautarkie. Sie schlägt damit die Brücke zwischen technischer Machbarkeit und tatsächlicher gesellschaftlicher Akzeptanz. Ziel ist es, die monetäre Zahlungsbereitschaft potenzieller EEG-Teilnehmer für verschiedene Maßnahmen zur Steigerung der Autarkie zu quantifizieren.

### 4.1 Methodik und Struktur des Fragebogens

Die Datenerhebung erfolgte mittels einer Quantitativen Online-Vignettenstudie, die darauf ausgelegt ist, die tatsächlichen Investitionsentscheidungen in einer EEG zu simulieren. Die Befragten erhielten detaillierte, hypothetische Szenarien (Vignetten), die spezifische Investitionen in erneuerbare Energien oder Speichertechnologien beschreiben. Durch das Variieren von zwei Kernparametern, den Investitionskosten und der zu erwartenden Autarkie-Steigerung, wird der Kompromiss ermittelt, den die Teilnehmer bereit sind einzugehen.

Der Fragebogen war in folgende thematische Blöcke unterteilt:

1. Allgemeine Informationen zur Energiegemeinschaft: Erfassung der aktuellen Wohnsituation, der Einstellung zu EEGs und den allgemeinen Erwartungen an die Autarkie.
2. Szenarien zu Erzeugungstechnologien: Fokus auf Vignetten zu Photovoltaik, Windkraft, Wasserkraft und Biomasse.
3. Szenarien zu Speichertechnologien: Konzentration auf die Bereitschaft, in Batteriespeicher, thermische Speicher oder saisonale Speicher zu investieren.
4. Szenarien zur Flexibilisierung und Sektorkopplung: Block zur Akzeptanz und Zahlungsbereitschaft für intelligente Verbrauchersteuerung und die Integration von Wärme- und Mobilitätssektoren.
5. Soziodemografische Daten: Abschließende Erhebung zur statistischen Validierung und zur Identifizierung von Zusammenhängen zwischen soziodemografischen Merkmalen und der Zahlungsbereitschaft.

## 4.2 Die Vignetten und die neun Technologiekategorien

Der Fragebogen umfasste eine Reihe von Vignetten, die darauf ausgelegt sind, die Zahlungsbereitschaft für eine spezifische Maßnahme zu isolieren und zu messen. Das Design umfasste insgesamt neun verschiedene, relevante Kategorien von Energietechnologien und digitalen Werkzeugen die in Tabelle 1 dargestellt sind.

Tabelle 1: Technologien in den Vignetten

Technologiekategorie	Beispiele und Messziel
<b>Photovoltaik-Ausbau oder -Pacht</b>	Geringer Ausbau (ca. 10% Deckung, symbolische Beteiligung); Mittlere Investition (Pacht, 30-40% Deckung); Hohe Investition (Freiflächenpark, 60-75% Deckung, maximale WTP).
<b>Windenergie-Pacht</b>	Pacht eines existierenden Kleinrads (Etablierte Technologie); Co-Investition in Neuanlage (Risikobereitschaft und langfristiges Commitment).
<b>Solarthermie für Haushalt bzw. Gewerbe</b>	Förderung kleinerer Anlagen (Individuelle Wärmergewinnung); Zentrale Großanlage mit saisonalem Speicher (WTP für Sektorkopplung).
<b>Wasserstoff und Biomasse</b>	Biomasse-KWK-Anlage (WTP für erhöhte Versorgungssicherheit); Wasserstoff-Brennstoffzelle (WTP für innovative Lösungen zur Schließung der winterlichen Stromlücke).
<b>Holz (Nutzung als Energieträger)</b>	Fokussiert auf die Akzeptanz und den WTP für Holz-KWK-Anlagen oder dezentrale Pelletheizungen.
<b>Elektrische Speicher</b>	Konzentriert auf stationäre Batteriespeicher zur Kurzzeit-Pufferung und Eigenverbrauchsoptimierung.
<b>Elektroauto als mobiler Speicher</b>	Fokus auf die Akzeptanz von Vehicle-to-Grid (V2G)-Lösungen und bidirektionalem Laden.

<b>Thermische Sanierung</b>	Misst die WTP für Maßnahmen zur Reduzierung des Energiebedarfs als Teil der Autarkiestrategie.
<b>Datenaggregation und -visualisierung</b>	Misst die WTP für intelligente Verbrauchersteuerung und transparente Visualisierung des Energieflusses in der EG.

### 4.3 Stichprobencharakteristik

Die Stichprobe umfasst N=117 Befragte aus Energiegemeinschaften.

Tabelle 2: Soziodemografie

<b>Merkmal</b>	<b>Wert</b>	<b>Beschreibung</b>
<b>Stichprobengröße (n)</b>	117	Anzahl der Beobachtungen im Datensatz.
<b>Alter (Mittelwert)</b>	40.64 SD =13.55	Mittleres Alter nach Bereinigung von Extremwerten.
<b>Geschlecht</b>	≈ 60% männlich, ≈ 39% weiblich, ≈ 1% divers	Dominanz des männlichen Geschlechts.
<b>Bildung</b>	43.75% Uni/FH, 25.0% Matura	Hoher formaler Bildungsgrad der Stichprobe.
<b>Einwohneranzahl</b>	65.2% rural, 34.8% urban	Überwiegend ländliche Wohnorte.
<b>Erwerb</b>	68.75% vollzeitbeschäftigt	Hoher Anteil vollzeit Erwerbstätiger.
<b>Einkommen</b>	≈ 66% in den drei höchsten Kategorien > €3300 netto)	Tendenziell höheres Haushaltseinkommen.

Die dominante Wohnform ist das Einfamilienhaus mit 44.0 % mit einem sehr hohen Anteil an Eigentümern (74.1%). Der mittlere jährliche Stromverbrauch liegt bei 4277 kWh.

Tabelle 3: Wohn- und Energiecharakteristika

<b>Merkmal</b>	<b>Wert</b>	<b>Beschreibung</b>
<b>Wohnform</b>	44.0% Einfamilienhaus	Dominante Wohnform.
<b>Eigentum</b>	74.1% Eigentum	Sehr hoher Anteil an Eigentümern.

<b>Nutzfläche (Mittelwert)</b>	134.7 m <sup>2</sup> SD=84.7	Mittlere Nutzfläche.
<b>Stromverbrauch (Mittelwert)</b>	4277 kWh SD=4214	Hoher mittlerer jährlicher Stromverbrauch.
<b>Korrelation (Nutzfläche x Verbrauch)</b>	0.228	Schwach positiver Zusammenhang.

Die EEG-Mitgliedschaften sind relativ jung, wobei die größte Gruppe 31.9% seit einem Jahr Mitglied ist. Die Befragten sind überwiegend (86.2%) der Haupt-Entscheider in ihrer EEG. Die häufigste Kategorie sind kleine EEGs bis maximal 5 Mitglieder (29.3%).

Tabelle 4: EEG Teilnahme

<b>Merkmal</b>	<b>Wert</b>	<b>Beschreibung</b>
<b>Mitglied seit (Modalwert)</b>	31.9% seit 1 Jahr	Relativ junge EEG-Mitgliedschaften.
<b>Entscheider EEG</b>	86.2%	Die große Mehrheit der Befragten ist der Haupt-Entscheider in der EEG.
<b>EEG-Größe</b>	29.3% <6 Mitglieder (kleinste)	Kleine EEGs mit unter 6 Mitgliedern sind die häufigste Kategorie.

Das Histogramm in Abbildung 6 konzentriert sich auf die untere Hälfte der Verteilung und verwendet feine Klassenbreiten (5er-Schritte). Das Histogramm weist eine stark linkslastige Verteilung auf. Der höchste Balken liegt in der unteren Klasse bis 5 Mitglieder. Besonders hohe Häufigkeiten finden sich im Bereich bis 20 Mitglieder. Ab 20 Mitglieder nimmt die Häufigkeit deutlich ab. Die Stichprobe wird also klar von sehr kleinen EEGs dominiert.

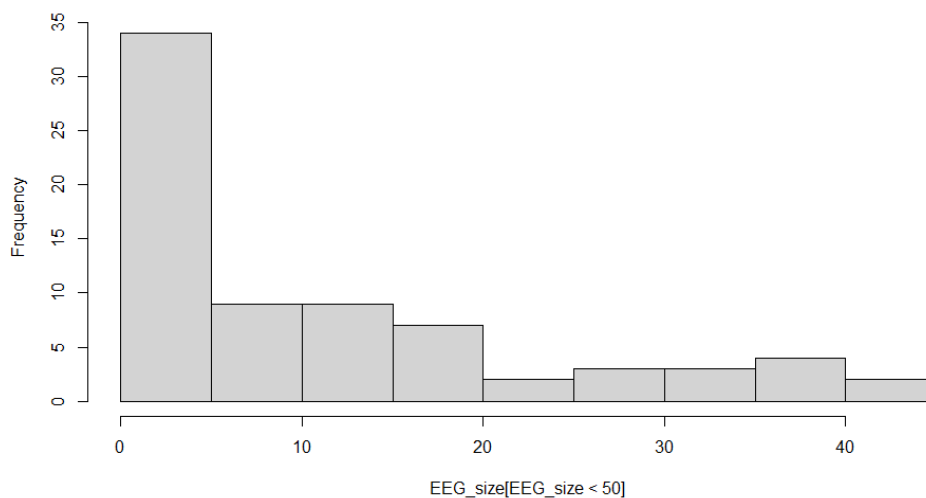


Abbildung 6: Histogramm der EEGs mit bis 50 EEG-Mitgliedern

Das Histogramm in Abbildung 7 zeigt den Hauptbereich der Stichprobe mit größeren Klassenbreiten von 100 Mitgliedern. Die Verteilung ist stark rechtsschief: Der erste Balken (0–50 Mitglieder) ist mit Abstand der höchste und enthält fast 75 % aller Beobachtungen. Ab 100 Mitglieder sinken die Häufigkeiten auf ein sehr niedriges Niveau, und große EEGs treten nur noch vereinzelt auf. Das Histogramm zeigt, wie stark die Stichprobe auf kleine EEGs konzentriert ist.

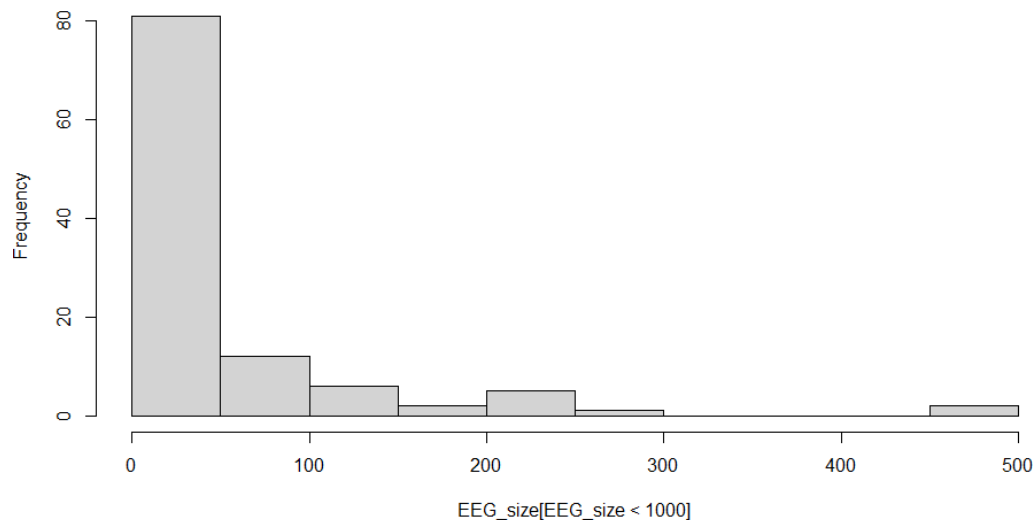


Abbildung 7: Histogramm der EEGs mit bis 1000 Mitgliedern

## 4.4 Methodik

Die Präferenzanalyse basiert auf einem Conjoint-Experiment, in dem die Teilnehmer fiktive Angebote (Vignetten) bewerteten, die sich in zwei zentralen Attributen unterschieden: der angebotenen Zusatzdeckung in kWh, die den Nutzen für die jeweilige Energiegemeinschaft widerspiegelt, sowie den damit verbundenen (Investitions-)Kosten in Euro. Die Probanden mussten jeweils eine binäre Entscheidung treffen, also angeben, ob sie das Angebot annehmen würden oder nicht ("Choice": Ja/Nein).

Zur Modellierung der Präferenzen und zur Ableitung der Zahlungsbereitschaft kam ein Generalized Linear Mixed-Effects Model (GLMM) mit logistischer Linkfunktion zum Einsatz.

Die WTP ergibt sich im Kern aus dem Verhältnis des geschätzten Betakoeffizienten eines Attributes (z. B. der Zusatzdeckung) zum Betakoeffizienten der Kosten. Da letzterer üblicherweise negativ wirkt, wird der resultierende Quotient mit  $-1$  multipliziert. Auf diese Weise wird jener Preis bestimmt, bei dem die Teilnehmer indifferent zwischen der angebotenen Option und der jeweiligen Basisoption wären.

$$WTP = - \frac{\beta_{Feature}}{\beta_{Kosten}}$$

Um die nicht-lineare Reaktion der Befragten realistischer abzubilden, wurden Transformationen vorgenommen. Die Kostenvariable wurde mittels Quadratwurzel-

Transformation linearisiert. Die Zusatzdeckung wurde dabei sowohl kategorial (in drei Stufen: 0–10% als Basis, 10–20% sowie über 20%) als auch kontinuierlich für die Validierung der WTP-Ergebnisse modelliert.

## 4.5 Analyse der Vignetten-Merkmale

Die Vignetten bewerteten unterschiedliche Maßnahmen. Die durchschnittliche Akzeptanzrate (Choice=1) über alle Vignetten liegt bei 62.5%.

Die Akzeptanz hängt stark von der Technologie ab. Die Spanne der Akzeptanz liegt zwischen 39% und 72%.

Tabelle 5: Akzeptanz nach Maßnahmenkategorie

<i><b>Kategorie</b></i>	<i><b>Akzeptanzrate (Choice=1)</b></i>	<i><b>Median Kosten akzeptiert (€)</b></i>
<i><b>Wind</b></i>	72.2%	200
<i><b>PV</b></i>	72.1%	30
<i><b>Speicher</b></i>	71.2%	0
<i><b>Solar</b></i>	68.6%	0
<i><b>Sanierung</b></i>	63.9%	250
<i><b>E-Auto</b></i>	61.9%	250
<i><b>Datenvisualisierung</b></i>	57.4%	625
<i><b>Holz</b></i>	56.0%	0
<i><b>Wasserstoff</b></i>	<b>39.1%</b>	<b>4000</b>

Wasserstoff ist aufgrund der sehr hohen Kosten (Median €4000) die am wenigsten akzeptierte Maßnahme. PV, Wind und Speicher sind am beliebtesten, oft mit sehr geringen oder keinen Kosten verbunden.

Abbildung 8 zeigt den Anteil der akzeptierten Maßnahmen in einem Balkendiagramm.

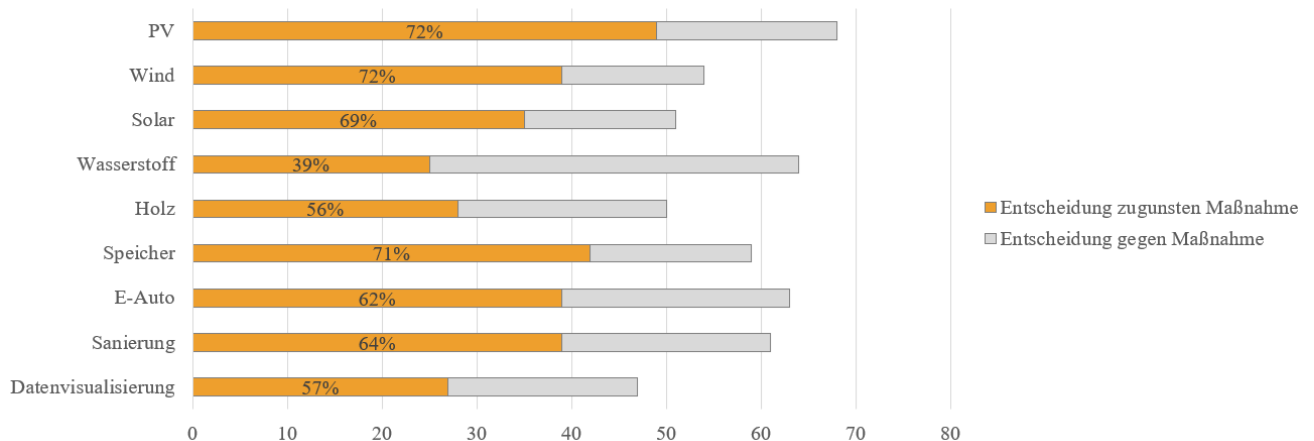


Abbildung 8: Anteil akzeptierter Maßnahmen

Abbildung 9 visualisiert die Verteilung der Kosten, die von den Befragten akzeptiert wurden (Choice = 1), getrennt nach den verschiedenen Maßnahmenkategorien (Kategorie). Dargestellt wird dies durch eine Kombination aus Violin-Plot und Boxplot. Auf der X-Achse stehen die Maßnahmenkategorien (etwa PV, Wind, Wasserstoff oder Gebäudesanierung), auf der Y-Achse die akzeptierten Kosten in Euro. Die vertikale Achse wurde mittels Quadratwurzel-Transformation skaliert, um die sehr hohen Werte – insbesondere bei Wasserstoff – visuell zu stauchen und gleichzeitig den Bereich niedriger Kosten besser sichtbar zu machen.

Der Violin-Plot bildet die gesamte Dichteverteilung der akzeptierten Kosten ab. Die Breite der „Geige“ zeigt, wie häufig bestimmte Kostenhöhen akzeptiert wurden. Schmale Bereiche deuten auf geringe Akzeptanz hin, während ausgeprägte „Bäuche“ jene Kostenbereiche markieren, die besonders häufig angenommen wurden. Dadurch lässt sich unmittelbar erkennen, ob die Preisakzeptanz symmetrisch verteilt ist oder vor allem im niedrigen beziehungsweise hohen Kostenbereich liegt.

Der darübergelegte Boxplot liefert ergänzend eine numerische Orientierung, indem er Median sowie obere und untere Quartile zeigt. Maßnahmenkategorien, deren Boxplot weit oben auf der Y-Achse liegt, wie beispielsweise Wasserstoff, weisen im Durchschnitt deutlich höhere akzeptierte Kosten auf. Kategorien mit breiten Violin-Bereichen nahe Null, etwa Batteriespeicher oder PV, zeigen hingegen, dass die größte Akzeptanz dort besteht, wo die Kosten minimal sind.

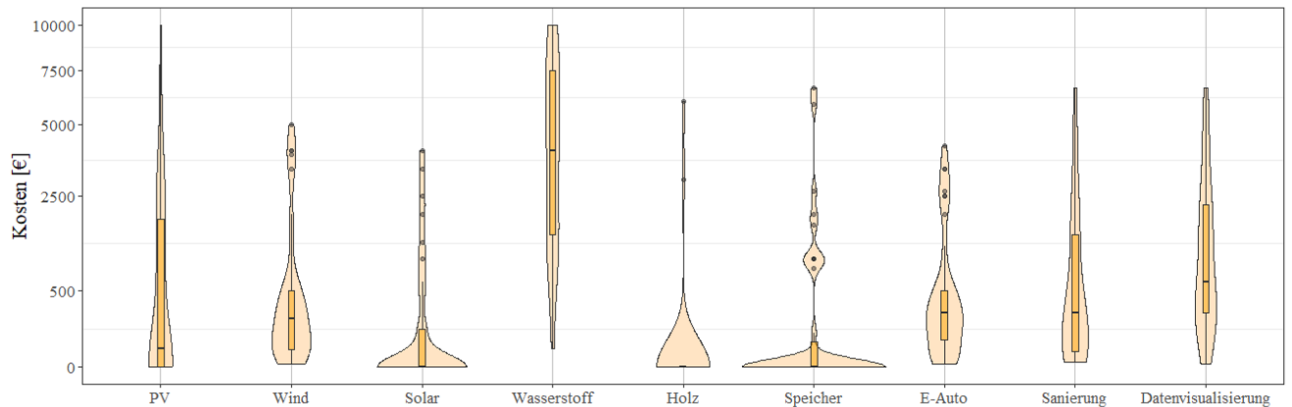


Abbildung 9: Akzeptierte Kosten je Technologie

Abbildung 10 vergleicht die Verteilung der Kosten für alle Vignetten, getrennt danach, ob die Maßnahme akzeptiert (Choice=1) oder abgelehnt (Choice=0) wurde. Für jede der neun Technologien wurde ein separater Plot erstellt. Der Hauptzweck dieser Darstellung ist der visuelle Beweis für die Kostenschwelle der Akzeptanz, differenziert nach Technologie.

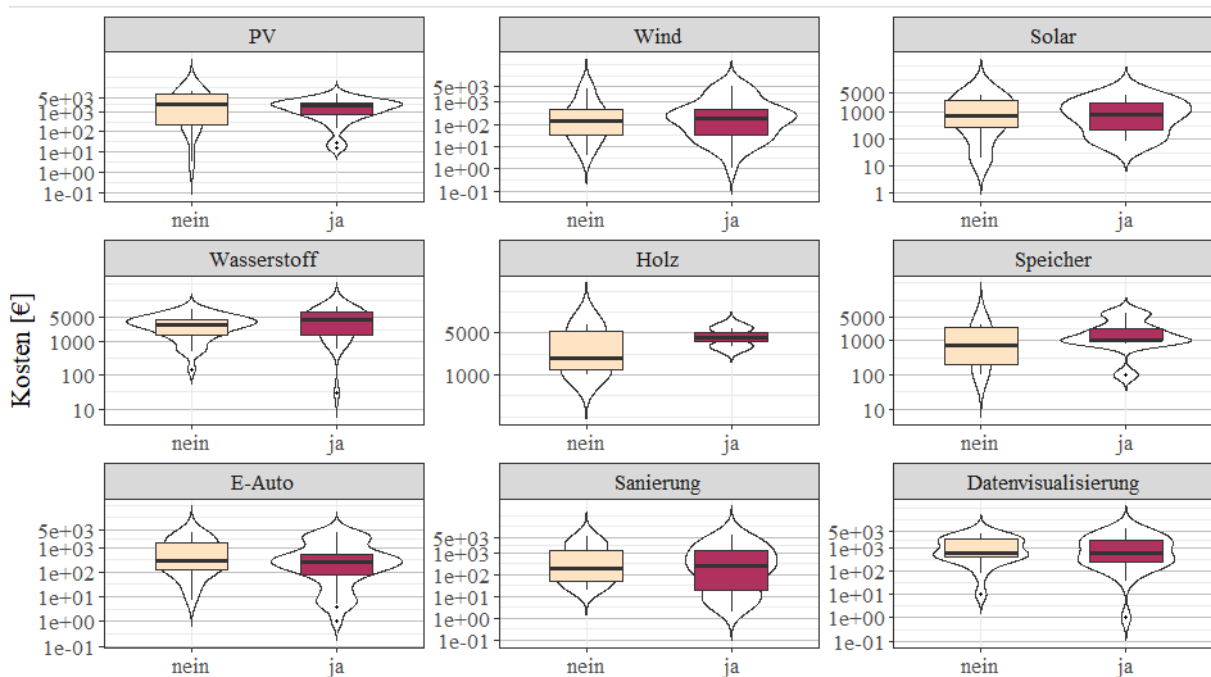


Abbildung 10: Verteilung Kosten aller Vignetten

Abbildung 11 zeigt ein Streudiagramm, das den Zusammenhang zwischen den akzeptierten Kosten und der zusätzlichen Deckung pro Haushalt darstellt. Berücksichtigt werden nur jene Maßnahmen, die tatsächlich gewählt wurden (Choice = 1). Beide Achsen sind logarithmisch skaliert. Jeder Punkt repräsentiert eine akzeptierte Kombination aus Kosten und Deckung. Die rote Regressionslinie zeigt den

geschätzten Trend, während die Ellipsen die Hauptstreuung der Daten sowie Richtung und Stärke der Korrelation verdeutlichen.

Der Plot macht sichtbar, ob hohe Kosten bevorzugt dann akzeptiert werden, wenn gleichzeitig eine hohe Zusatzdeckung geboten wird. Die leicht bis moderat ansteigende rote Linie weist darauf hin, dass Befragte teurere Maßnahmen tatsächlich eher akzeptieren, wenn diese auch einen höheren Nutzen in Form zusätzlicher kWh liefern.

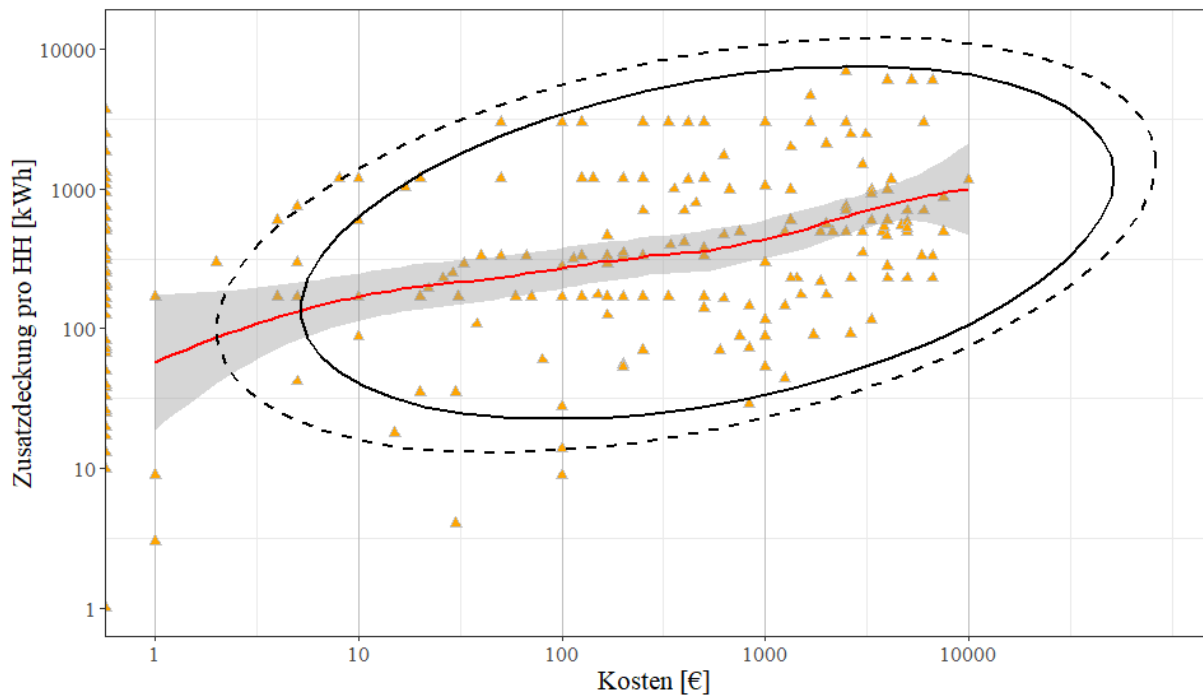


Abbildung 11: Zusammenhang zwischen den akzeptierten Kosten und der Zusatzdeckung pro Haushalt

## 4.6 Ergebnisse der WTP-Analyse

Tabelle 6 fasst die Koeffizienten (Estimates) zusammen, die den Einfluss der Attribute auf den geschätzten Nutzen abbilden. Die Referenzkategorie für die Zusatzdeckung ist 0-10% Zusatzdeckung.

Tabelle 6: Kategoriale WTP-Analyse

Fixed Effect	Estimate	Std. Error	z-Wert	p-Wert	Signifikanz	Interpretation der Nutzensteigerung
<b>ÖKosten<sub>min</sub></b>	-0.0167	0.0044	-3.79	0.000	***	<b>Kosten-Aversion:</b> Höchster negativer Nutzenfaktor.
<b>Deckung<sub>10-20%</sub></b>	1.693	1.033	1.64	0.101	.	Tendenziell positiver Nutzen (im Vergleich zur Basis).

<b>Deckung<sub>&gt;20%</sub></b>	1.212	0.540	2.25	0.025	*	<b>Signifikant positiver Nutzen</b> (im Vergleich zur Basis).
<b>Intercept</b>	-0.059	0.521	-0.11	0.910		Basis-Nutzen nahe Null (bei 0 € Kosten).

Der Koeffizient für die Kosten ist hochsignifikant negativ. Dies bestätigt, dass die Kosten der weitaus stärkste Faktor zur Reduzierung der Akzeptanzwahrscheinlichkeit sind. Die Befragten sind extrem preissensibel. Die höchste Kategorie (>20 % Zusatzdeckung) liefert einen signifikant positiven Nutzen im Vergleich zur Basislinie. Eine höhere garantierte Deckung erhöht also die Wahlwahrscheinlichkeit. Die mittlere Kategorie (10–20 %) zeigt nur einen tendenziellen Effekt.

Die geschätzten Nutzenwerte lassen sich direkt in monetäre Zahlungsbereitschaften übersetzen wie in Tabelle 7 ersichtlich. Befragte sind bereit, im Durchschnitt etwa 72 € mehr zu zahlen, um von 0–10 % auf >20 % Zusatzdeckung zu wechseln. Für die mittlere Kategorie (10–20 %) ist die Zahlungsbereitschaft statistisch nicht gesichert.

Tabelle 7: Monetärer Trade-off

Deckungskategorie	WTP Punktschätzung (EUR)	95% Konfidenzintervall (CI)	Interpretation
<b>10–20% Zusatzdeckung</b>	101.21	[-28.38 €, 230.80 €]	Nicht signifikant (CI überlappt Null).
<b>&gt;20% Zusatzdeckung</b>	72.48	[4.84 €, 140.12 €]	Signifikant positiv (CI liegt über Null).

Zur Validierung wurde ein kontinuierliches Logit-Modell geschätzt, das die binäre Wahlentscheidung direkt als Funktion der kontinuierlichen Zusatzdeckung und Kosten analysiert:

$$\text{Logit}(P(\text{Choice} = 1)) \sim \beta_0 + \beta_1 \cdot \text{Deckung}_{Kat} + \beta_2 \cdot \sqrt{\text{Kosten}} + u_i$$

Tabelle 8: Kontinuierliches WTP-Modell

Variable	Koeffizient $\beta$	Std. Fehler
<b>ÖDeckung</b>	0,006306	0,03923
<b>ÖKosten</b>	-0,016190	0,007686

Die Kosten haben einen klar negativen Effekt, also höhere Kosten verringern die Akzeptanz deutlich. Die Zusatzdeckung zeigt einen sehr kleinen, nicht signifikanten Effekt. Die Quadratwurzel-Transformation berücksichtigt, dass Teilnehmer stärker auf

kleine Änderungen bei niedrigen Kosten oder Nutzen reagieren (abnehmende Grenzpräferenz).

Aus den geschätzten Koeffizienten der Attribute lässt sich die direkte monetäre Zahlungsbereitschaft, also die WTP ausrechnen. Die Teilnehmer wären bereit, etwa 15 € pro 100 kWh Zusatzdeckung zu zahlen. Damit liefert das Modell eine konkrete, nachvollziehbare Bewertung der Energieautarkie für die untersuchte Stichprobe.

## 4.7 Modellierung der Hauptpräferenzen

Die Analyse der Vignetten-Ratings mittels des Linearen Gemischten Modells zeigt, dass die Kosten der weitaus stärkste (negative) Treiber für die Akzeptanz von EEG-Maßnahmen sind, während der positive Effekt der Zusatzdeckung nur tendenziell signifikant ist.

### Ergebnisse im Überblick: Wirkung auf das Akzeptanz-Rating (1–7 Skala)

Attribut	Effekt-Richtung	Stärke (Estimate)	Statistische Sicherheit	Praktische Bedeutung
<b>Kosten</b> (ÖKosten_min)	<b>Negativ</b> (Verringerung)	<b>-0.0142</b>	<b>Hoch Signifikant</b> ( $p < 0.001$ )	<b>Kosten sind der stärkste negative Faktor.</b> Jede Erhöhung der Kosten führt zu einem signifikanten Rückgang der Akzeptanz. Die Befragten sind extrem preissensibel.
<b>Sehr hohe Deckung</b> (>20)	<b>Positiv</b> (Erhöhung)	<b>+0.556</b>	<b>Tendenziell Signifikant</b> ( $p = 0.104$ )	Eine hohe garantierte Zusatzdeckung <b>erhöht die Akzeptanz</b> um über einen halben Punkt.
<b>Mittlere Deckung</b> (10-20%)	Positiv	+0.392	Nicht Signifikant ( $p = 0.518$ )	Kann nicht von der Basis-Deckung (0-10) unterschieden werden.

<b>Basis-Akzeptanz</b> (Intercept)	—	4.57	Hoch Signifikant ( $p < 0.001$ )	Die durchschnittliche Start-Akzeptanz der Maßnahmen in der Basis-Kategorie.
---------------------------------------	---	------	----------------------------------	---

Abbildung 12 zeigt die geschätzte Akzeptanz in Abhängigkeit von den Kosten und getrennt nach den drei Zusatzdeckungskategorien. Alle 3 Linien fallen von links nach rechts, was bedeutet, dass die Akzeptanz mit steigenden Kosten sinkt. Da die Kosten quadratwurzel-transformiert wurden, ist der Akzeptanzverlust bei niedrigen Kosten (€0 bis €1.000) steiler als bei sehr hohen Kosten (€5.000 bis €10.000). Die Befragten reagieren am empfindlichsten auf die ersten Kostensteigerungen. Die Zusatzdeckung wirkt als Puffer, indem sie die gesamte Akzeptanzkurve nach oben verschiebt. Eine hohe Deckung kompensiert die negativen Effekte der Kosten am effektivsten.

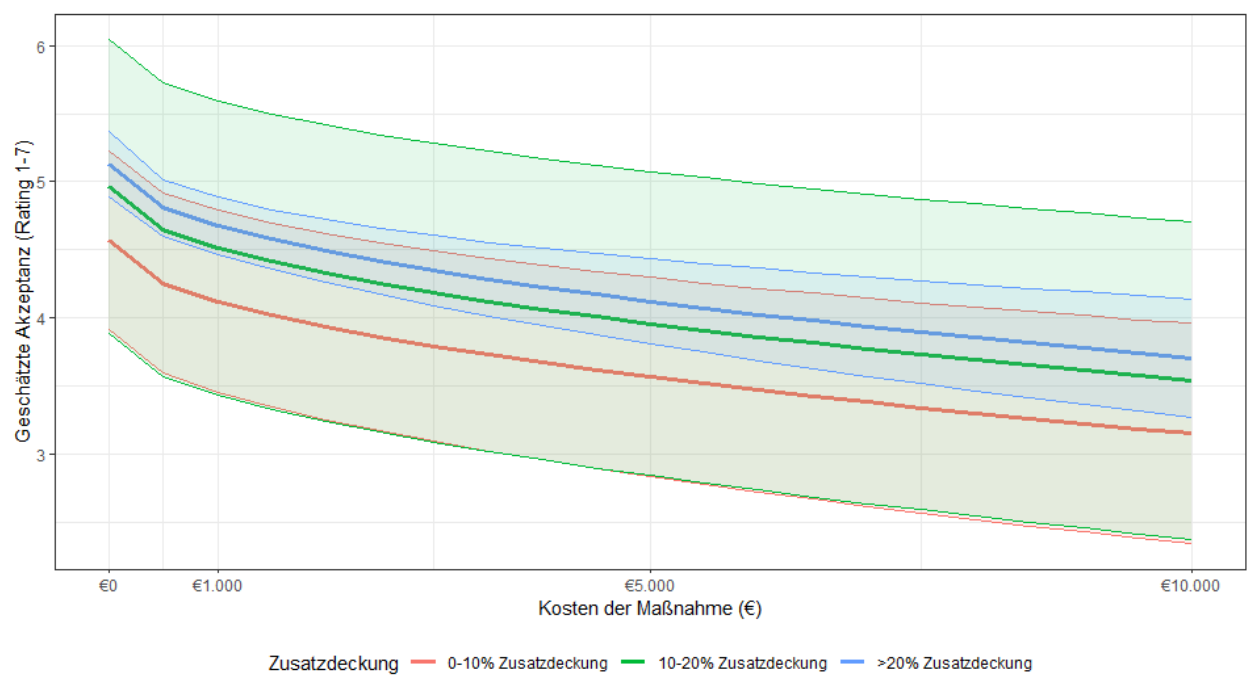


Abbildung 12: Einfluss von Kosten und Zusatzdeckung auf die Akzeptanz

#### 4.8 Analyse der Präferenz-Heterogenität (Interaktionen)

Die folgenden Modelle untersuchen, ob die Kosten-Sensitivität von soziodemografischen Merkmalen abhängt. Die Ergebnisse werden als Marginal Component Effect (MCE) dargestellt. Der MCE der Kosten sagt aus: "Wie stark schrecken die Kosten diese spezifische Gruppe vom Kauf ab?" Wenn der MCE stark negativ ist, ist die Gruppe sehr kostenempfindlich. Wenn der MCE weniger negativ ist,

ist die Gruppe weniger kostenempfindlich (sie ist "reicher" oder sieht langfristigen Wert).

Die Grafiken in Abbildung 13 zeigen diese MCEs für die Gruppen:

- A: EEG-Größe
- B: Einkommen
- C: Eigentumsverhältnis

Die Punkte in den Plots zeigen, wie stark die Kosten die jeweilige Gruppe abschrecken, und die Fehlerbalken zeigen die Zuverlässigkeit dieser Schätzung.

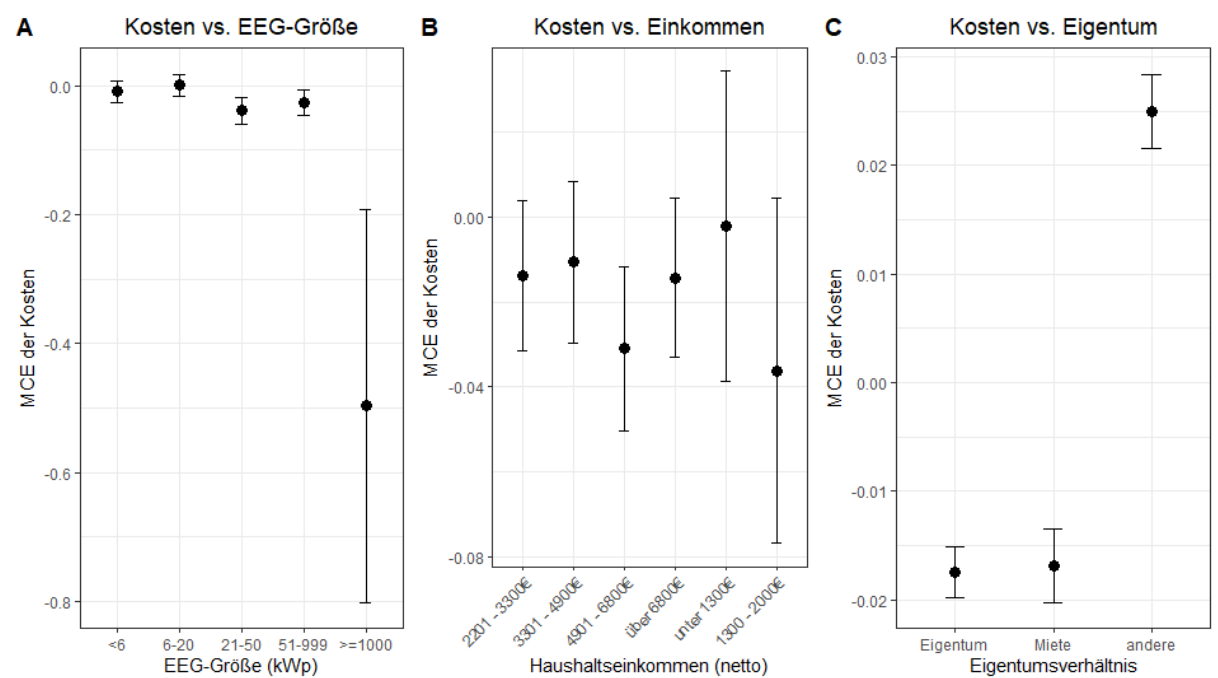


Abbildung 13: Zusammenfassung der MCE Kosten

Plot A, Abbildung 13, zeigt die MCEs für unterschiedliche EEG-Kategorien. Sehr kleine EEGs (<20 Mitglieder) reagieren nur schwach auf steigende Kosten, während mittlere und große EEGs (21–999 Mitglieder) stärker empfindlich sind. Extrem große EEGs (≥1000 Mitglieder) zeigen eine sehr hohe Kostenempfindlichkeit, wobei diese Schätzung aufgrund der geringen Fallzahl vorsichtig interpretiert werden sollte.

In Tabelle 9 ist dies mit Zahlen hinterlegt.

Tabelle 9: MCE Kosten vs. EEG Größe

EEG-Größe (Anzahl Mitglieder)	MCE (ÖKosten)	95% Konfidenzintervall	Signifikant?	Interpretation der Kostenempfindlichkeit
< 6	-0.00840	[-0.0253; 0.00847]	Nein	Mittlere Sensitivität, nicht signifikant.

<b>6-20</b>	0.00124	[-0.0156; 0.01803]	-	Nein	Sehr geringe Sensitivität, fast keine Reaktion auf Kosten.
<b>21-50</b>	-0.03874	[-0.0586; 0.01884]	-	Ja	Hoch sensitiv. Steigende Kosten führen hier zur stärksten Ablehnung.
<b>51-999</b>	-0.02596	[-0.0462; 0.00570]	-	Ja	Sensitiv. Reagiert stark auf Kosten.
<b>&gt;= 1000</b>	-0.49674	[-0.8013; 0.19216]	-	Ja	Extrem hoch sensitiv. Obwohl der Punktwert sehr negativ ist (starke Ablehnung), muss dieser Wert aufgrund der geringen Stichprobe in dieser Kategorie vorsichtig interpretiert werden.

Bei Plot B, Abbildung 13, werden die MCEs nach Haushaltseinkommen dargestellt. Die Kostenempfindlichkeit ist nicht linear mit dem Einkommen verbunden. Mittlere bis obere Einkommensgruppe (4901–6800 €) zeigen die stärkste Reaktion auf Kosten, während sehr niedrige und sehr hohe Einkommen weniger sensibel sind. Dies könnte darauf hindeuten, dass mittlere Einkommen besonders preissensibel auf Angebote reagieren, während sehr wohlhabende Haushalte die Kosten leichter tragen und sehr niedrige Einkommen eventuell andere Faktoren in ihrer Entscheidung berücksichtigen.

In Tabelle 10 ist dies mit Zahlen hinterlegt.

Wir prüfen, ob das Netto-Haushaltseinkommen die Kostenempfindlichkeit beeinflusst.

Tabelle 10: MCE der Kosten nach Haushaltseinkommen

Einkommen (Netto)	MCE (ÖKkosten)	95% Konfidenzintervall	Signifikant?	Interpretation der Kostenempfindlichkeit
<b>unter 1300€</b>	-0.00215	[-0.0386; 0.03431]	Nein	Nicht sensitiv.
<b>1300 - 2000€</b>	-0.03621	[-0.0768; 0.00434]	Nein	Starker Trend zur Sensitivität (Intervall fast vollständig negativ).
<b>2001 - 3300€</b>	-0.01377	[-0.0315; 0.00395]	Nein	Nicht sensitiv.
<b>3301 - 4900€</b>	-0.01064	[-0.0296; 0.00837]	Nein	Nicht sensitiv.
<b>4901 - 6800€</b>	-0.03099	[-0.0503; 0.01164]	Ja	Signifikant sensitiv. Diese Gruppe reagiert am deutlichsten auf Kosten.
<b>über 6800€</b>	-0.01426	[-0.0329; 0.00437]	Nein	Nicht sensitiv.

Plot C, Abbildung 13, vergleicht Eigentümer und Mieter. Sowohl Eigentümer als auch Mieter sind klar kostenempfindlich, während die kleine „andere“-Gruppe eine gegensätzliche Reaktion zeigt. Eigentümer und Mieter reagieren beide in vergleichbarer Weise negativ auf steigende Kosten. Die Kategorie "andere" (was oft

gemischte oder ungeklärte Verhältnisse umfasst) zeigt eine hochsignifikante positive Reaktion.

Tabelle 11 stellt dies in Zahlen dar.

Tabelle 11: MCE der Kosten nach Eigentumsverhältnis

Eigentum	MCE (ÖKosten)	95% Konfidenzintervall	Signifikant?	Interpretation der Kostenempfindlichkeit
Eigentum	-0.0174	[-0.0198; -0.0151]	Ja	Signifikant sensitiv auf Kosten.
Miete	-0.0168	[-0.0202; -0.0134]	Ja	Signifikant sensitiv auf Kosten.
andere	0.0250	[0.0215; 0.0284]	Ja	Statistisch signifikante positive Reaktion auf Kosten!

Zur Untersuchung, wie sich die Präferenz für unterschiedliche Zusatzdeckungen zwischen Eigentümern, Mietern und anderen Wohnformen unterscheidet, wurde die geschätzte Wahlwahrscheinlichkeit (emmean, Log-Odds) für jede Kategorie der Zusatzdeckung berechnet. Die Ergebnisse werden in Abbildung 14 visualisiert, einem gruppierten Balkendiagramm mit Fehlerbalken, das die geschätzten Nutzenwerte für jede Deckungskategorie darstellt, getrennt nach Eigentum.

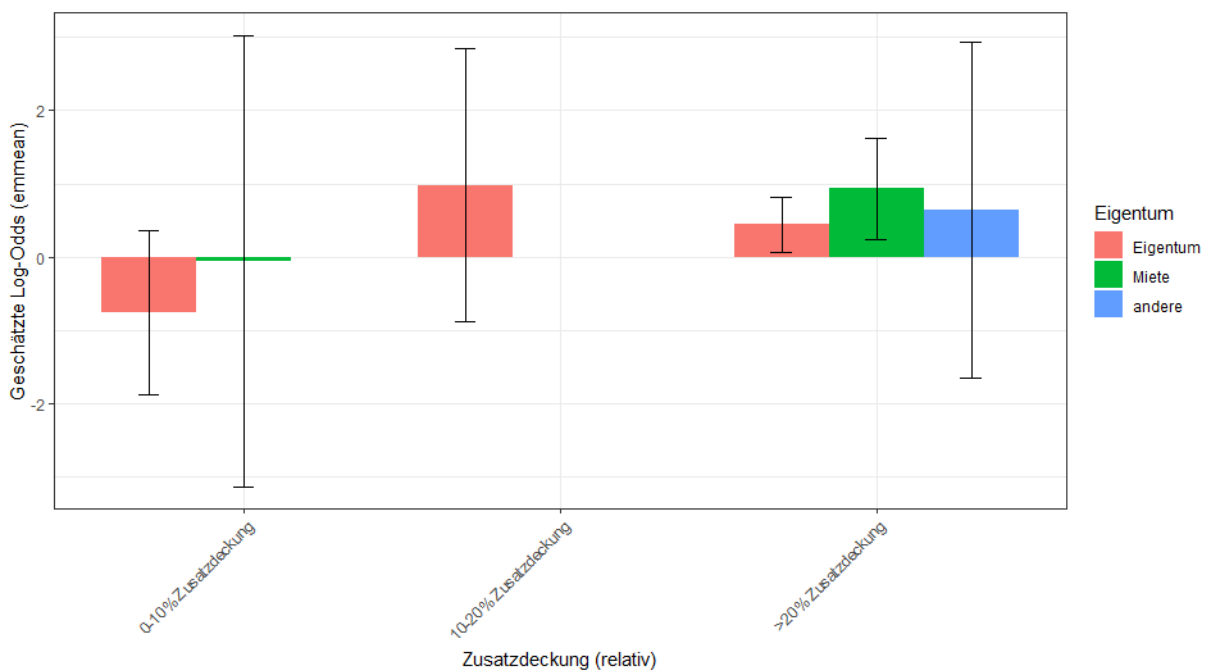


Abbildung 14: Interaktion Deckung und Eigentum

Der Plot zeigt, dass hohe Zusatzdeckungen (>20 %) für alle Hauptgruppen einen positiven Nutzen bieten, insbesondere für Mieter. Eigentümer profitieren ebenfalls, aber der Nutzen ist etwas geringer.

Die mittlere Kategorie (10–20 %) liefert keine verlässlichen Schätzungen, und bei sehr niedriger Deckung (0–10 %) ist der Nutzen für alle Gruppen nicht signifikant.

Tabelle 12 zeigt nochmals in Zahlen, dass hohe Zusatzdeckungen klar bevorzugt werden, wobei Mieter besonders stark davon profitieren. Eigentümer zeigen ebenfalls eine positive Präferenz, aber die Effekte sind moderater. Die Ergebnisse für die Kategorie „andere“ sind aufgrund der kleinen Stichprobe vorsichtig zu interpretieren.

Tabelle 12: Wahlwahrscheinlichkeit für jede Kategorie der Zusatzdeckung

Eigentum	Deckung EEG	Geschätzter Nutzen	95% Konfidenzintervall	Signifikant
Eigentum	0-10% Zusatzdeckung	-0.760	[-1.874; 0.354]	Nein
Eigentum	10-20% Zusatzdeckung	0.978	[-0.887; 2.843]	Nein
Eigentum	>20% Zusatzdeckung	0.445	[0.069; 0.820]	Ja
Miete	0-10% Zusatzdeckung	-0.052	[-3.130; 3.025]	Nein
Miete	10-20% Zusatzdeckung	nonEst	NA	Nicht schätzbar
Miete	>20% Zusatzdeckung	0.937	[0.247; 1.626]	Ja
andere	0-10% Zusatzdeckung	nonEst	NA	Nicht schätzbar
andere	10-20% Zusatzdeckung	nonEst	NA	Nicht schätzbar
andere	>20% Zusatzdeckung	0.643	[-1.642; 2.927]	Nein

## 4.9 Zusammenfassung der wichtigsten Erkenntnisse für die Roadmap

Der stärkste Präferenztreiber ist die Kosten-Aversion, da die Kosten in allen Modellen (GLMM, LMM) der stärkste negative Treiber der Akzeptanz und Wahlwahrscheinlichkeit sind und die Befragten stark preissensibel reagieren.

Die kategoriale WTP-Analyse ergab, dass die höchste Zusatzdeckung (>20 %) einen signifikant positiven Nutzen liefert. Dies übersetzt sich in eine gesicherte Zahlungsbereitschaft von durchschnittlich 72.48 €, um von der Basis- zur höchsten Deckungskategorie zu wechseln.

Die kontinuierliche WTP-Analyse (als Validierung) schätzt die Zahlungsbereitschaft auf 15 € pro 100 kWh zusätzlicher Autarkie. Dieser Wert dient als wichtiger Benchmark, ist jedoch aufgrund der geringen Signifikanz des zugrundeliegenden Deckungskoeffizienten statistisch nicht gesichert.

Die Präferenz-Heterogenität (gemessen durch den Marginal Component Effect, MCE) zeigt, dass die Kostenempfindlichkeit nicht uniform ist: Mittlere bis große EEGs (21-999 Mitglieder) reagieren signifikant am empfindlichsten auf steigende Kosten. Auch die Teilnehmer der 4901-6800 € Netto-Einkommensgruppe zeigen die signifikant

stärkste Kostenempfindlichkeit. Hinsichtlich der Nutzenpräferenzen sind sowohl Eigentümer als auch Mieter signifikant kostenempfindlich. Allerdings profitieren Mieter bei der höchsten Zusatzdeckung (>20 %) von einem signifikant höheren Nutzen (Log-Odds = 0.937) als Eigentümer (Log-Odds = 0.445\$). Eine hohe garantierte Deckung wirkt somit besonders attraktiv für Mieter.

## 5 Simulation

### 5.1 Zielsetzung der Simulation

Ziel der Simulation ist es, die Auswirkungen unterschiedlicher technologischer Maßnahmen auf den Autarkiegrad von Energiegemeinschaften quantitativ zu bewerten und deren Wechselwirkungen abzubilden. Während die Technologie-Matrix die grundsätzliche Eignung einzelner Technologien beschreibt und die WTP-Analyse die Zahlungsbereitschaft der Nutzer:innen untersucht, liefert die Simulation eine belastbare Grundlage zur Bewertung der tatsächlichen Systemwirkung unter realistischen Randbedingungen.

Im Fokus steht dabei insbesondere die lastgerechte Autarkie, da diese die zeitliche Übereinstimmung von Erzeugung und Verbrauch berücksichtigt und somit eine realitätsnahe Bewertung der energetischen Selbstversorgung ermöglicht.

### 5.2 Methodik

Die Simulation basiert auf einem Bottom-up-Ansatz, bei dem einzelne Zählpunkte modelliert und zu einer repräsentativen Energiegemeinschaft aggregiert werden. Dadurch können sowohl individuelle Verbrauchsprofile als auch deren Glättungseffekte auf Gemeinschaftsebene berücksichtigt werden.

Die wesentlichen methodischen Annahmen sind:

- Zeitliche Auflösung: 15-Minuten-Intervalle
- Abbildung von Strom-, Wärme- und Mobilitätsbedarf
- Berücksichtigung sektorübergreifender Technologien (E-Mobilität, Wärmepumpen, Sanierung)
- Modellierung von Erzeugung, Speicherung und Verbrauch auf Ebene einzelner Teilnehmer und anschließende Aggregation.

Als Referenz dient eine repräsentative, gemeindegeführte Energiegemeinschaft mit insgesamt 230 Zählpunkten, bestehend aus:

- 150 Einfamilienhäusern
- 50 Wohneinheiten in Mehrfamilienhäusern
- 30 gewerblichen und kommunalen Zählpunkten

### 5.3 Struktur der Simulationsszenarien

Zur systematischen Bewertung wurden unterschiedliche Maßnahmen in Form von Szenarien analysiert. Anstatt isolierter Einzelbetrachtungen wurden sowohl Einzelmaßnahmen als auch Kombinationen untersucht, um deren Wechselwirkungen sichtbar zu machen.

Die Szenarien lassen sich in folgende Kategorien einteilen:

Kategorie	Maßnahmen & Varianten	Zweck & Wirkung
<b>Basis- und Referenzszenarien</b>	Ausgangssituation ohne Energiegemeinschaft	Diese Szenarien dienen als Vergleichsmaßstab für alle weiteren Analysen.
	Basis-Energiegemeinschaft ohne zusätzliche Investitionen	
<b>Effizienz- und Sanierungsmaßnahmen</b>	Thermische Sanierung von 10 %, 20 % und 30 % des Gebäudebestands	Diese Szenarien adressieren primär den Gesamt-Energieverbrauch.
	Reduktion des Wärmebedarfs von ca. 140 auf 70 kWh/m <sup>2</sup> a	
	Varianten mit und ohne zusätzliche Elektrifizierung der Wärmebereitung (Wärmepumpen)	
<b>Elektrifizierung und Sektorkopplung</b>	Erhöhung des Anteils von Wärmepumpen	Diese Maßnahmen erhöhen den Strombedarf, ermöglichen jedoch die Substitution fossiler Energieträger.
	Ausbau der Elektromobilität	
	Integration intelligenter Ladeinfrastruktur	
<b>Erzeugungsausbau</b>	Zusätzliche Photovoltaik (z. B. +500 kWp, +1000 kWp)	Diese Szenarien untersuchen die Wirkung zusätzlicher Energieproduktion.
	Alternative Anlagenkonfigurationen (z. B. Ost-West vs. Süd)	
	Integration kontinuierlicher Erzeugung (z. B. Kleinwasserkraft)	
<b>Speicherlösungen</b>	Ausbau von Batteriespeichern in unterschiedlichen Größen	Diese Maßnahmen ermöglichen die zeitliche Verschiebung von Energie.
	Kombinationen von PV und Batteriespeichern	

<b>Kombinierte Szenarien</b>	Kombination mehrerer Technologien (z. B. PV + Speicher + Elektromobilität)	Diese Szenarien zeigen systemische Effekte und Synergien.
	Integration von Flexibilitätsoptionen	

## 5.4 Ergebnisse der Simulation

Die Simulation zeigt, dass die Steigerung des Autarkiegrades vorrangig durch systemische Zusammenhänge bestimmt wird (und nicht allein durch den isolierten Einsatz einzelner Technologien erreicht werden kann). Eine Übersicht über die mögliche Erhöhung des Autarkiegrads in den einzelnen Szenarien ist in Abbildung 15 dargestellt.

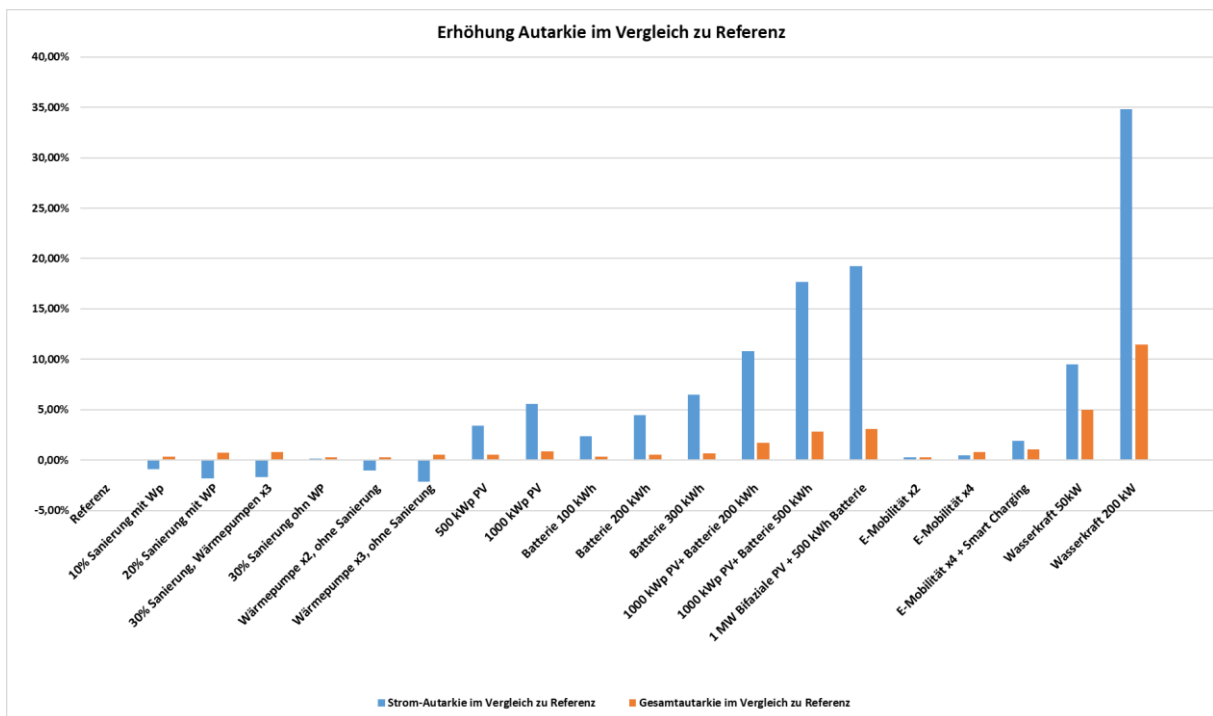


Abbildung 15: Erhöhung der Autarkie im Vergleich zur Referenz

Die Ergebnisse der detaillierten Auswertung sind in den folgenden Unterkapiteln dargestellt.

### 5.4.1 Winterlücke als zentraler Engpass

Die Analyse verdeutlicht, dass das Hauptproblem der Energieversorgung in der saisonalen Diskrepanz zwischen Erzeugung und Verbrauch liegt. Dieser Umstand erweist sich als der entscheidende limitierende Faktor des Systems: Während im Sommer hohe Autarkiegrade mit (vergleichsweise) geringem Aufwand realisierbar sind, klafft im Winter eine deutliche Versorgungslücke. Diese sogenannte „Winterlücke“ resultiert aus dem ungünstigen Zusammenspiel einer witterungsbedingt geringen Photovoltaik-Erzeugung und einem gleichzeitig massiv ansteigenden

Wärmebedarf. Maßnahmen, die diese Lücke adressieren, zeigen eine überproportional hohe Wirkung auf den Autarkiegrad.

### **5.4.2 Unterschiedliche Wirkungsmechanismen von Technologien**

Die Ergebnisse der Simulation legen nahe, dass die untersuchten Technologien auf grundlegend unterschiedlichen Wirkungsmechanismen basieren. So leistet die Photovoltaik zwar im Sommer einen massiven Beitrag zur Energieversorgung, stößt jedoch bei einem weiteren Ausbau an ihre Grenzen: Ihr Grenznutzen nimmt stetig ab, da sie die winterliche Versorgungslücke kaum schließen kann. Batteriespeicher hingegen zeigen einen annähernd linearen Effekt, indem sie Energie innerhalb eines Tageszyklus (etwa vom sonnenreichen Tag in die Nacht) verschieben. Als Lösung für saisonale Defizite sind sie jedoch ungeeignet. Einen überdurchschnittlich hohen Einfluss auf den Autarkiegrad haben indes kontinuierliche Erzeugungsformen wie die Kleinwasserkraft oder Biomasse. Da diese Technologien auch dann Energie bereitstellen, wenn die Photovoltaik witterungsbedingt ausfällt, wirken sie den saisonalen Engpässen gezielt entgegen.

### **5.4.3 Sektorkopplung und kontraintuitive Effekte**

Ein zentrales Ergebnis der Simulation ist das Auftreten scheinbar paradoxer Effekte, die bei oberflächlicher Betrachtung widersprüchlich wirken könnten. So führen der Einsatz von Wärmepumpen und die Umstellung auf Elektromobilität zunächst zu einem deutlich steigenden Strombedarf, was den rein elektrischen Autarkiegrad anfänglich sogar senken kann. Gleichzeitig bewirkt die damit einhergehende Substitution fossiler Energieträger jedoch eine Steigerung der Gesamtenergieautarkie des betrachteten Systems. Diese Zusammenhänge verdeutlichen, dass eine isolierte Betrachtung des Stromsektors zwangsläufig zu Fehlinterpretationen führt. Für eine valide Einordnung der Ergebnisse ist daher eine ganzheitliche Bewertung über alle Sektoren hinweg zwingend erforderlich.

### **5.4.4 Systemintegration und Kombinationseffekte**

Die Simulation belegt, dass erst das Zusammenspiel verschiedener Technologien sowohl additive als auch teilweise synergistische Effekte freisetzt. So ergänzen sich Photovoltaikanlagen und Batteriespeicher auf sinnvolle Weise, während zusätzliche Flexibilitätsoptionen die Nutzbarkeit der erzeugten Energie weiter steigern. In der Gesamtschau zeigt sich daher, dass die Kombination mehrerer Maßnahmen eine deutlich höhere Wirksamkeit entfaltet als die bloße Umsetzung isolierter Einzelmaßnahmen.

## **5.5 Schlussfolgerungen zur Simulation**

Aus den Simulationsergebnissen lassen sich zentrale Schlussfolgerungen für die Entwicklung von Energiegemeinschaften ableiten:

- Die Steigerung der Autarkie erfordert eine systemische Betrachtung von Erzeugung, Verbrauch und Speicherung

- Die Winterlücke ist der zentrale Engpass und muss gezielt adressiert werden
- Maßnahmen unterscheiden sich stark in ihrer Systemwirkung und müssen entsprechend priorisiert werden
- Sektorkopplung ist notwendig für die Gesamtoptimierung, auch wenn sie kurzfristig kontraintuitive Effekte zeigt
- Der größte Hebel liegt in der Kombination und Integration von Technologien

Diese Erkenntnisse bilden die Grundlage für die im folgenden Kapitel dargestellten Empfehlungen und ermöglichen eine wirkungsorientierte Priorisierung von Maßnahmen.

## 6 Ableitung von Empfehlungen

### 6.1 Roadmap-Ableitung aus der Präferenzanalyse

Die zentrale Erkenntnis der WTP-Analyse ist die sehr hohe Kostenempfindlichkeit der Mitglieder. Eine erfolgreiche Strategie muss daher Nutzensteigerung mit effektiver Kostenkommunikation verbinden.

#### 6.1.1 Kosten- und Preiskommunikationsstrategie

Die Ergebnisse bestätigen, dass Kosten der stärkste negative Treiber der Wahlwahrscheinlichkeit sind. Mitglieder reagieren besonders empfindlich auf die ersten Kostensteigerungen, während höhere zusätzliche Kosten weniger stark wahrgenommen werden (abnehmende Grenzpräferenz).

Empfehlungen:

- Startkosten niedrig halten, z. B. durch Pacht- oder Mietkaufmodelle statt Sofortkauf, um die erste Hürde gering zu halten.
- Die Premium-Optionen (>20 % Zusatzdeckung) sollten preislich nicht deutlich über 72,48 € Mehrkosten im Vergleich zur Basis-Deckung liegen, da dies der signifikant ermittelte Richtwert für die Zahlungsbereitschaft ist.
- Für kleinere Zuwächse (ca. 15 €/100 kWh) kann der Wert als kalkulatorischer Richtwert dienen, um den Nutzen von marginalen Verbesserungen in der Kommunikation zu verdeutlichen.

#### 6.1.2 Nutzen-Kommunikation

Die Zusatzdeckung stellt einen klaren Nutzen-Puffer dar, der die Kostenaversion teilweise kompensiert. Nur die höchste Kategorie (>20 %) liefert sowohl in der Wahlwahrscheinlichkeit als auch in der WTP einen signifikant positiven Wert.

- Produkte mit 10–20 % Zusatzdeckung liefern keinen gesicherten Nutzen und keine signifikante WTP und sollten daher nicht als Premium-Lösung beworben werden.
- Maßnahmen mit 0–10 % Deckung bilden die Basislinie.

- >20 % Zusatzdeckung sollte als klar differenzierte Premium-Lösung positioniert werden, da sie den höchsten monetären Nutzen für Mitglieder bietet.

Diese differenzierte Positionierung hilft, die Mitglieder klar auf den Wert der jeweiligen Lösung aufmerksam zu machen und die Kostenakzeptanz zu steigern.

### 6.1.3 Zielgruppenfokussierte Ansprache (Heterogenität)

Die Analyse der Präferenzheterogenität zeigt, dass die Reaktionen auf Kosten und Zusatzdeckung stark von Einkommen, EEG-Größe und Eigentumsverhältnis abhängen. *Tabelle 13* fasst die Empfehlungen für die zielgruppenspezifische Ansprache zusammen.

*Tabelle 13: Zielgruppenfokussierte Ansprache*

Zielgruppe	Präferenz / Empfindlichkeit	Roadmap-Strategie
<b>Mieter</b>	Profitieren signifikant stärker von >20 % Zusatzdeckung als Eigentümer.	Fokus auf „Sicherheit & Zugang“: Hohe Deckung als Schlüssel zur unabhängigen Versorgung und fixen Energieeinsparung bewerben, da Mieter oft weniger Kontrolle über die Infrastruktur haben.
<b>Eigentümer</b>	Sind signifikant kostenempfindlich, aber profitieren weniger vom reinen Deckungszuwachs.	Fokus auf „Langfristiger Wert & Kontrolle“: PV/Speicher als Wertsteigerung der Immobilie und maximale Autonomie positionieren.
<b>Mittlere/Große EEGs (21-999 Mitglieder)</b>	Reagieren signifikant am empfindlichsten auf Kosten.	Fokus auf „Effizienz & Skalierung“: Maßnahmen anbieten, die die Kosten pro Mitglied durch Skalierung optimieren, transparente Kostenkommunikation.
<b>Mittlere/Obere Einkommen (4901-6800 €)</b>	Signifikant stärkste Kostenempfindlichkeit.	Fokus auf „ROI & Wirtschaftlichkeit“: Kurzfristige Amortisation und Return on Investment hervorheben, da diese Gruppe besonders rational auf Preise reagiert.

### 6.1.4 EEG-Entwicklung

Die Entwicklung der EEG sollte sich an den am meisten akzeptierten Technologien orientieren:

- **Priorität:** PV, Wind und Speicher, da diese Kategorien die höchsten Akzeptanzraten aufweisen und mit geringen bis moderaten Kosten verbunden sind.
- **Sekundärmaßnahmen:** Wasserstoff oder hochpreisige E-Auto-Integration sollten erst später beworben werden, da die Akzeptanz stark von der Kompensation der hohen Kosten abhängt.
- **Weniger akzeptierte Maßnahmen:** Datenvisualisierung und Sanierung erfordern gezielte Kommunikation. Für die Datenvisualisierung sollte ein klar monetär greifbarer Nutzen dargestellt werden, bei der Sanierung sollten Einstiegshürden (z. B. Kosten, Komplexität) gesenkt werden.

## 6.2 Quantitative Roadmap zur Steigerung der Autarkie auf Basis der Simulation

Die im Projekt durchgeführten Simulationen liefern eine belastbare quantitative Grundlage für die Priorisierung und zeitliche Strukturierung von Maßnahmen zur Steigerung der Autarkie in Energiegemeinschaften. Während die Technologie-Matrix die grundsätzliche Eignung einzelner Technologien beschreibt, ermöglichen die Simulationsergebnisse eine systematische Bewertung ihrer tatsächlichen Wirkung im Gesamtsystem.

Die folgenden Abschnitte ergänzen die bestehende Roadmap um eine wirkungsorientierte Perspektive, die technologische, systemische und ökonomische Aspekte integriert.

### 6.2.1 Grundlegende Systemerkenntnisse aus der Simulation

Die Simulationsergebnisse zeigen, dass die Steigerung des Autarkiegrades kein rein additives Problem einzelner Technologien ist, sondern maßgeblich durch systemische Wechselwirkungen bestimmt wird.

Zentrale Erkenntnisse sind:

- **Winterlücke als dominierender Engpass:** Die Erreichung hoher Autarkiegrade wird in erster Linie durch die saisonale Diskrepanz zwischen Erzeugung (v. a. Photovoltaik) und Verbrauch (insbesondere Wärme) limitiert. Maßnahmen zur Winterversorgung haben daher eine überproportional hohe Systemwirkung.
- **Sektorkopplung mit kontraintuitiven Effekten:** Technologien wie Wärmepumpen und Elektromobilität erhöhen kurzfristig den Strombedarf und können dadurch die elektrische Autarkie reduzieren. Gleichzeitig steigern sie jedoch die Gesamtautarkie durch die Substitution fossiler Energieträger.
- **Unterschiedliche Wirkungsmechanismen von Technologien:** Photovoltaik wirkt primär im Sommer und zeigt abnehmende Grenznutzen bei weiterem Ausbau. Batteriespeicher erhöhen den Autarkiegrad annähernd linear durch Verschiebung innerhalb des Tages. Kontinuierliche Erzeugung (z. B. Kleinwasserkraft, Biomasse) zeigt eine besonders hohe Wirkung, da sie gezielt die Winterlücke adressiert.

- **Systemintegration als Schlüssel:** Die Kombination mehrerer Technologien (z. B. PV + Speicher) führt zu additiven und teilweise synergistischen Effekten, während isolierte Maßnahmen oft nur begrenzte Wirkung entfalten.

Diese Erkenntnisse verdeutlichen, dass eine effektive Roadmap nicht auf Einzeltechnologien, sondern auf abgestimmte Maßnahmenpakete ausgerichtet sein muss.

## 6.2.2 Priorisierung von Maßnahmen

Auf Basis der Simulationsergebnisse lassen sich Maßnahmen in drei Kategorien einteilen, die sich hinsichtlich ihrer Wirkung, Komplexität und Umsetzbarkeit unterscheiden:

### **Kategorie A: No-Regret-Maßnahmen (hohe Robustheit, geringe Komplexität)**

Diese Maßnahmen bilden die Grundlage jeder Energiegemeinschaft und ermöglichen erste substanzielle Autarkiegewinne bei vergleichsweise hoher Akzeptanz.

- Ausbau von Photovoltaik
- Integration von Batteriespeichern
- Einführung von Lastmanagement und einfacher Flexibilisierung

### **Kategorie B: Systemische Hebel (mittlere Komplexität, hohe Wirkung)**

Diese Maßnahmen wirken vor allem auf den Gesamtenergieverbrauch und ermöglichen eine signifikante Reduktion fossiler Energieträger. Ihre Wirkung entfaltet sich insbesondere in Kombination mit Flexibilitätslösungen.

- Integration von Wärmepumpen
- Thermische Sanierung von Gebäuden
- Elektrifizierung der Mobilität (inkl. intelligenter Ladung)
- Ausbau von Power-to-Heat-Lösungen

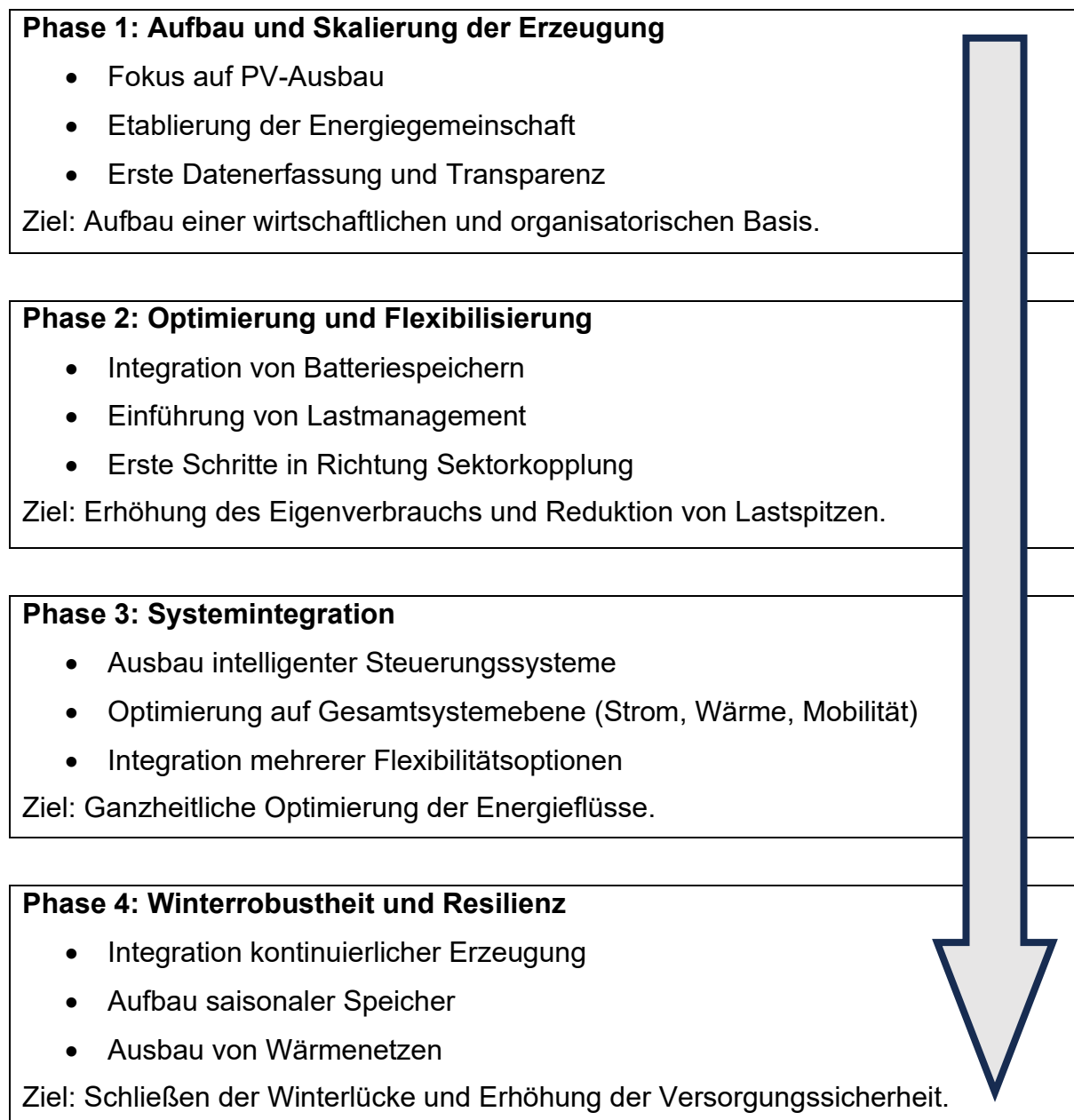
### **Kategorie C: Winterrobustheit und Systemstabilität (hohe Komplexität, sehr hohe Wirkung)**

Diese Maßnahmen adressieren gezielt die saisonale Versorgungslücke und sind entscheidend für hohe lastgerechte Autarkiegrade. Sie sind jedoch mit höheren Investitionskosten und komplexeren Rahmenbedingungen verbunden.

- Kontinuierliche Erzeugung (z. B. Kleinwasserkraft, Biomasse-KWK)
- Saisonale Speicherlösungen
- Ausbau von Wärmenetzen

## 6.2.3 Phasenmodell der Transformation

Aus der Priorisierung ergibt sich beispielhaft eine zeitliche Entwicklungslogik für Energiegemeinschaften.



### 6.2.4 Erweiterung der Zielgrößen

Die Simulation zeigt, dass der Autarkiegrad allein keine ausreichende Bewertungsgröße darstellt. Für eine realistische und systemdienliche Entwicklung sollten zusätzliche Kennzahlen berücksichtigt werden:

- Gesamte Energiekosten (CAPEX und OPEX)
- Reduktion fossiler Energieträger
- Netzbezug und Lastspitzen
- Systemdienlichkeit (z. B. Lastverschiebung, Netzentlastung)

Eine multidimensionale Bewertung ermöglicht eine robustere Entscheidungsfindung und verhindert Fehlanreize durch eine isolierte Optimierung des Autarkiegrades.

### 6.3 Verbindung von technischer Wirkung und Akzeptanz

Die Kombination der Simulationsergebnisse mit der WTP-Analyse zeigt, dass technologisch wirksame Maßnahmen nicht automatisch hohe Akzeptanz erreichen. Insbesondere Maßnahmen mit hohen Investitionskosten (z. B. Wasserstofflösungen) weisen trotz potenziell hoher Systemwirkung eine geringe Zahlungsbereitschaft auf. Etablierte Technologien wie PV und Batteriespeicher kombinieren hohe Akzeptanz mit moderater Wirkung.

Daraus ergibt sich die zentrale Erkenntnis: Eine erfolgreiche Roadmap muss sowohl technisch optimal als auch gesellschaftlich umsetzbar sein. Dies erfordert eine abgestufte Umsetzung, bei der zunächst akzeptierte und wirtschaftliche Maßnahmen realisiert werden, während komplexere Technologien schrittweise integriert werden.

## 7 Zusammenfassung und Ausblick

Das Projekt „Autarkity“ hat verdeutlicht, dass der Weg zu einem hohem Autarkiegrad in Energiegemeinschaften über technische Einzellösungen hinausgeht. Die Ergebnisse der Simulationen und der Willingness-to-Pay-Analyse führen zu einer zentralen Erkenntnis: Eine erfolgreiche Umsetzung erfordert das Zusammenspiel von technischer Machbarkeit, Wirtschaftlichkeit, gesellschaftlicher Akzeptanz und Systemeffekten (wie der Sektorkopplung). Technische Lösungen allein reichen nicht aus, wenn sie von den Teilnehmern aufgrund hoher Kosten oder mangelnden Vertrauens nicht getragen werden.

Die Roadmap empfiehlt daher ein schrittweises Vorgehen, das mit etablierten und akzeptierten Technologien wie Photovoltaik beginnt und sukzessive komplexere Systeme zur Schließung der „Winterlücke“ integriert.