

5th Generation Heating Grid Neutral

Berichte aus Energie- und Umweltforschung 63/2026

Wien, 2025

Impressum

Medieninhaber, Verleger und Herausgeber:

Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur,
Radetzkystraße 2, 1030 Wien

Verantwortung und Koordination: Abteilung III/3 - Energie und Umwelttechnologien

Leitung: DI (FH) Volker Schaffler, MA, AKKM

Kontakt zur Mission „Klimaneutrale Stadt“: DIⁱⁿ (FH) Katrin Bolovich

Kontakt zu „Technologien und Innovationen für die klimaneutrale Stadt“: DIⁱⁿ (FH) Isabella Warisch

Autorinnen und Autoren:

Markus Puchegger, Marion Rabelhofer, Karina Medwenitsch; Forschung Burgenland GmbH

Florian Wenig, Hochschule für angewandte Wissenschaften Burgenland GmbH

Klaus Bosch, Woschitz Engineering ZT GmbH

Gernot Schwarz, Siemens AG Österreich

Wien, 2025. Stand: 16. Juli 2026

Ein Projektbericht gefördert im Rahmen von



Rückmeldungen:

Ihre Überlegungen zu vorliegender Publikation übermitteln Sie bitte an iii3@bmimi.gv.at.

Rechtlicher Hinweis

Dieser Ergebnisbericht wurde von die/der Projektnehmer:in erstellt. Für die Richtigkeit, Vollständigkeit, Aktualität sowie die barrierefreie Gestaltung der Inhalte übernimmt das Bundesministerium für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) keine Haftung.

Mit der Übermittlung der Projektbeschreibung bestätigt die/der Projektnehmer:in ausdrücklich, über sämtliche für die Nutzung erforderlichen Rechte – insbesondere Urheberrechte, Leistungsschutzrechte sowie etwaige Persönlichkeitsrechte abgebildeter Personen – am bereitgestellten Bildmaterial zu verfügen.

Die/der Projektnehmer:in räumt dem BMIMI ein unentgeltliches, nicht ausschließliches, zeitlich und örtlich unbeschränktes sowie unwiderrufliches Nutzungsrecht ein, das übermittelte Bildmaterial in allen derzeit bekannten sowie künftig bekannt werdenden Nutzungsarten für Zwecke der Berichterstattung, Dokumentation und Öffentlichkeitsarbeit im Zusammenhang mit der geförderten Maßnahme zu verwenden, insbesondere zur Veröffentlichung in Printmedien, digitalen Medien, Präsentationen und sozialen Netzwerken.

Für den Fall, dass Dritte Ansprüche wegen einer Verletzung von Rechten am übermittelten Bildmaterial gegen das BMIMI geltend machen, verpflichtet sich die/der Projektnehmer:in, das BMIMI vollständig schad- und klaglos zu halten. Dies umfasst insbesondere auch die Kosten einer angemessenen rechtlichen Vertretung sowie etwaige gerichtliche und außergerichtliche Aufwendungen.

Vorbemerkung

Der vorliegende Bericht dokumentiert die Ergebnisse eines Projekts aus dem FTI-Schwerpunkt „Klimaneutrale Stadt“ des Bundesministeriums für Innovation, Mobilität und Infrastruktur (BMIMI) und Klima- und Energiefonds (KLIEN). Im Rahmen dieses Schwerpunkts werden Forschung, Entwicklung und Demonstration von Technologien und Innovationen gefördert, mit dem Ziel, einen essentiellen Beitrag zur Erreichung der Klimaneutralität in Gebäuden, Quartieren und Städten zu liefern. Gleichzeitig wird dazu beigetragen, die Lebens- und Aufenthaltsqualität sowie die wirtschaftliche Standortattraktivität in Österreich zu erhöhen. Hierfür sind die Forschungsprojekte angehalten, einen gesamtheitlichen Ansatz zu verfolgen und im Sinne einer integrierten Planung – wie auch der Berücksichtigung aller relevanten Bereiche wie Energieerzeugung, -speicherung und -verteilung, Berücksichtigung von gebauter Infrastruktur, Mobilität und Digitalisierung – angewandte und bedarfsorientierte Fragestellungen zu adressieren.

Um die Wirkung des FTI-Schwerpunkts „Klimaneutrale Stadt“ zu erhöhen, ist die Verfügbarkeit und Verbreitung von Projektergebnissen ein elementarer Baustein. Durch Begleitmaßnahmen zu den Projekten – wie Kommunikation und Stakeholdermanagement – wird es ermöglicht, dass Projektergebnisse skaliert, multipliziert und „Von der Forschung in die Umsetzung“ begleitet werden. Daher werden alle Projekte nach dem Open Access Prinzip in der Schriftenreihe des BMIMI über die Plattform nachhaltigwirtschaften.at frei zugänglich gemacht. In diesem Sinne wünschen wir allen Interessierten und Anwender:innen eine interessante Lektüre.

Inhalt

Rechtlicher Hinweis	3
Vorbemerkung.....	4
1 Kurzfassung.....	7
2 Abstract	11
3 Projektinhalt	15
3.1 Ausgangslage	15
3.2 Energiedaten und Stakeholderanforderungen.....	19
3.3 Simulation und Bewertung der Klimaneutralitätskonzepte	27
3.4 Roadmap zur Umsetzung.....	31
3.5 Bewertung der Methoden	33
4 Ergebnisse.....	36
4.1 Zusammenfassung Bedarf und Potential.....	36
4.2 Energiebilanz und Autarkie.....	37
4.3 Flexibilisierung des Gebäude-Wärmebedarfs	41
4.4 Wirtschaftliche Betrachtung auf Quartiersebene	45
4.5 Wirtschaftliche Betrachtung Einzelgebäude	49
4.6 Vorstellung und Diskussion der Ergebnisse beim Stakeholder-Workshop	52
4.7 IKT-Konzept.....	54
4.8 Analyse der Ausbaustufen	58
4.9 Beitrag zum Schwerpunkt Klimaneutrale Stadt.....	60
5 Schlussfolgerungen.....	62
6 Ausblick und Empfehlungen.....	65
7 Anhang.....	68
7.1 Anhang A.....	68
7.2 Anhang B.....	69
7.3 Anhang C.....	70
7.4 Anhang D.....	71
Data Management Plan (DMP)	77
1. Datenerstellung und Dokumentation	77
2. Ethische, rechtliche und Sicherheitsaspekte.....	84
3. Datenspeicherung und -erhalt	84
4. Wiederverwendbarkeit der Daten	85

Tabellenverzeichnis.....	87
Abbildungsverzeichnis.....	88
Literaturverzeichnis	89

1 Kurzfassung

Motivation und Forschungsfrage

Die mittelständische Gemeinde Neutal beschäftigt sich schon seit längerer Zeit mit einer nachhaltigen klimafreundlichen Energielösung für die Gemeindegebäude und -einrichtungen. Es wurden in den letzten Jahren diverse PV-Anlagen auf öffentlichen Gebäuden errichtet und teilweise dezentrale Batteriespeicher zu den PV-Anlagen umgesetzt. Zur Gemeinde Neutal gehört auch ein sogenanntes Technologie-Areal mit einem Technologiezentrum Mittelburgenland, in dem diverse mittelständische Gewerbe- und Industriebetriebe angesiedelt sind. Es besteht das grundlegende Bestreben, die Gemeinde Neutal in den Sektoren Wärme und Strom in höchstmöglichem Ausmaß energieunabhängig und klimaneutral zu machen und im Zuge dieses Vorhabens sämtliche Akteure der Gemeinde zu integrieren, insbesondere auch die Unternehmen am Technologie-Areal.

Ausgangssituation / Status Quo

Die Österreichische Wärmestrategie sieht vor, die Versorgung bis spätestens 2040 schrittweise zu dekarbonisieren (BMK, 2024). Dabei wird je nach Szenario davon ausgegangen, dass sich die Anzahl der Anschlüsse an Nah- und Fernwärmenetze bis zum Jahr 2040 nahezu verdoppeln wird (Kranzl, Müller, Maia, Büchele, & Hartner, 2018). Um die technische und ökonomische Effizienz von Wärmenetzen zu steigern, wird auch die Technologie der Wärmenetze in neue Generationen überführt. Die Steigerung der Effizienz, die Ermöglichung der Einbindung erneuerbarer Wärme bzw. Abwärme, die Möglichkeit, neben Heiz- auch Kühlfunktionen bereit zu stellen und die Erhöhung des Potentials, über Sektorkopplungstechnologien auch die Einbindung von erneuerbarer, aber fluktuierend auftretender Elektrizität zu unterstützen, werden als Stärken von Wärmenetzen der 5. Generation angesehen. (Wirtz, Schreiber, & Müller, 2022)

Projekt-Inhalte und Zielsetzungen

Das Hauptziel des Projekts bestand somit in der Entwicklung eines vollständig auf erneuerbaren Strom und Wärme basierenden Versorgungskonzepts für das

Gemeindegebiet von Neutal inkl. dem angrenzenden Technologie-Areal mit folgenden Merkmalen:

- Ein neu zu konzipierendes Wärmenetz der 5. Generation bildet das lokale Backbone der Energielogistik.
- Das Projektgebiet zeichnet sich durch eine hohe Nutzungsdurchmischung aus Einfamilienhäusern, mehrgeschossigem Wohnbau, öffentlichen Einrichtungen, Industrie und Gewerbe aus.
- Die über die entsprechenden PV-Anlagen im Projektgebiet erzeugte elektrische Energie wird mit dem Ziel einer hohen Eigenversorgungsrate eingebunden.
- Um auch regional das erneuerbare Energiesystem unterstützen zu können und somit dem Anspruch der Dekarbonisierung der Energieversorgung zu genügen, soll der Bezug von Elektrizität von außen zu Zeiten hoher erneuerbarer Produktion (v.a. Wind im Burgenland) erfolgen.
- Die Bedürfnisse der Stakeholder:innen vor Ort werden bereits in der frühen Konzeptphase erhoben, die entwickelten Konzepte werden nochmals mit den Stakeholder:innen in einem Feedbackprozess reflektiert.

Methodische Vorgehensweise

Das Projekt 5th Gen HG Neutal folgte einer strukturierten, mehrstufigen Vorgehensweise. In einem ersten Schritt wurden im Rahmen von AP2 die energetischen Grundlagen des Projektgebiets erhoben: Energiedaten auf Gebäude-, Betriebs- und Quartiersebene wurden partizipativ mit den lokalen Stakeholdern erfasst und durch eine geothermische Standortbewertung sowie eine Analyse der Wetter- und PV-Potenziale ergänzt. Auf dieser Datenbasis wurden vier grundlegende Konzeptvarianten für die Wärme- und Kälteversorgung entwickelt und in AP3 mithilfe der Simulationssoftware nPro Energy (nPro Energy, 2025) in hoher räumlicher (Gebäudeebene) und zeitlicher (Stundenebene) Auflösung modelliert und bewertet. Die Bewertung umfasst energetische Kennzahlen wie Autarkiegrad und Eigenversorgungsquote, wirtschaftliche Aspekte in Form von Wärme- und Kältegestehungskosten sowie die Analyse von Demand-Side-Flexibility-Potenzialen auf Gebäudeebene. Die Ergebnisse wurden in einem Stakeholderworkshop mit Teilnehmer:innen aus allen relevanten Akteursgruppen diskutiert und validiert. Aufbauend auf dem als Referenzszenario identifizierten Konzept wurden in AP4 räumlich differenzierte Ausbaustufen definiert, hinsichtlich technischer Dimensionierung, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit bewertet sowie eine praxisorientierte Roadmap für die schrittweise Realisierung des Wärmenetzes der 5. Generation in Neutal abgeleitet.

Ergebnisse und Schlussfolgerungen

Das Projekt 5th Gen HG Neutal zeigt, dass die Umsetzung eines Wärmenetzes der 5. Generation in einer mittelgroßen burgenländischen Gemeinde technisch machbar und energetisch sinnvoll ist. Als Referenzszenario wurde Konzept 2 identifiziert, das ein Anergienetz auf Basis eines zentralen Erdsondenfeldes mit solarthermischer Regeneration sowie die Einbindung von PV- und Windstrom über Energiegemeinschaftsmodelle kombiniert und einen bilanziellen Autarkiegrad von 69 % erreicht. Die Analyse der sechs räumlichen Ausbaustufen zeigt, dass insbesondere jene Varianten mit Einbindung des Industrieareals die günstigsten Wärme- und Kältegestehungskosten aufweisen und wirtschaftlich am attraktivsten sind. Die wirtschaftliche Gesamtbetrachtung verdeutlicht jedoch auch, dass dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen unter den getroffenen Annahmen geringere spezifische Gestehungskosten aufweisen als das zentrale Anergienetz, was auf die vergleichsweise niedrige Anschlussdichte im ländlich geprägten Projektgebiet sowie auf die geringe zeitliche Überlappung von Wärme- und Kältebedarf zurückzuführen ist. Dennoch bietet das 5GenHG gegenüber dezentralen Einzellösungen wesentliche Vorteile hinsichtlich Versorgungsresilienz, Dekarbonisierung, lokaler Wertschöpfung sowie der Möglichkeit zur Integration industrieller Abwärme und zur Nutzung von Demand-Side-Flexibility – Vorteile, die in einer rein kostenbasierten Betrachtung nicht vollständig abgebildet werden.

Ausblick

Ob und in welchem Umfang ein Investor oder Betreiber für die Umsetzung des Anergienetzes gefunden werden kann, ist zum jetzigen Zeitpunkt offen. Die wirtschaftliche Analyse zeigt, dass insbesondere bei geringer Anschlussdichte die Gestehungskosten des zentralen Anergienetzes gegenüber dezentralen Einzellösungen höher ausfallen. Eine schrittweise Realisierung – beginnend mit wirtschaftlich attraktiven Ausbaustufen mit hoher Energiedichte, allen voran im Bereich des Industrieareals – könnte die Einstiegshürde senken und die Grundlage für eine spätere Erweiterung schaffen. Die Möglichkeit der betrieblichen Clusterbildung mit gleichzeitiger Energieraumplanung wurden auch in den Stakeholderprozess der Klimastrategie des Burgenlands für 2024 eingebracht. Die im Projekt entwickelten Methoden, Simulationsmodelle und Bewertungsansätze sind dabei über das Projektgebiet Neutal hinaus auf vergleichbare Gemeinden im ländlichen Raum übertragbar und leisten damit einen Beitrag zur Skalierung von 5GenHG-Konzepten im Rahmen der österreichischen Klimaneutralitätsstrategie.

Danksagung

Die Autor:innen danken nPro Energy, insbesondere Marco Wirtz, herzlich für die Bereitstellung der Software sowie für die Unterstützung und den wertvollen fachlichen Austausch während der Modellierung und Durchführung der Simulationen.

2 Abstract

Motivation and research question

The medium-sized municipality of Neutal has long been pursuing a sustainable and climate-friendly energy solution for its municipal buildings and facilities. In recent years, various photovoltaic systems have been installed on public buildings, and decentralised battery storage systems have been partially implemented alongside these PV installations. The municipality of Neutal also encompasses a so-called Technology Campus, home to the Technology Centre Mittelburgenland, where a range of medium-sized commercial and industrial enterprises are located. There is a fundamental ambition to make the municipality of Neutal as energy-independent and climate-neutral as possible in both the heat and electricity sectors, and to integrate all local stakeholders into this endeavour – in particular the businesses located on the Technology Campus.

Initial situation/status quo

The Austrian Heat Strategy envisages a stepwise decarbonisation of heat supply by 2040 at the latest (BMK, 2024). Depending on the scenario, the number of connections to local and district heating networks is expected to nearly double by 2040 (Kranzl, Müller, Maia, Büchele, & Hartner, 2018). In order to increase the technical and economic efficiency of heating networks, the underlying technology is continuously evolving into new generations. Increased efficiency, the integration of renewable heat and waste heat, the ability to provide cooling in addition to heating functions, and the enhanced potential to support the integration of renewable but fluctuating electricity through sector coupling technologies are considered key strengths of 5th generation heating networks (Wirtz, Schreiber, & Müller, 2022).

Project contents and objectives

The primary objective of the project was therefore to develop a supply concept for the municipal area of Neutal – including the adjacent Technology Campus – based entirely on renewable electricity and heat, with the following characteristics:

- A newly designed 5th generation heating grid forms the local backbone of the energy logistics system.
- The project area is characterised by a high mix of land uses, comprising single-family houses, multi-storey residential buildings, public facilities, as well as industry and commerce.
- Electricity generated by PV systems within the project area is integrated with the aim of achieving a high self-supply rate.
- In order to support the regional renewable energy system and thereby meet the ambition of decarbonising the energy supply, external electricity is to be procured during periods of high renewable generation – particularly from wind energy in Burgenland.
- The needs of local stakeholders are assessed at an early stage of the concept development process, and the resulting concepts are subsequently reflected upon with stakeholders in a structured feedback process.

Methodical procedure

The 5th Gen HG Neutal project followed a structured, multi-stage approach. In a first step, within Work Package 2 (WP2), the energy baseline of the project area was established: energy data at building, enterprise and district level were collected participatively with local stakeholders and complemented by a geothermal site assessment as well as an analysis of meteorological and photovoltaic potentials. On this basis, four fundamental concept variants for heat and cold supply were developed and, in WP3, modelled and assessed using the simulation software nPro Energy (nPro Energy, 2025) at high spatial (building level) and temporal (hourly) resolution. The assessment covered energy performance indicators such as degree of autarky and self-consumption rate, economic aspects in the form of levelised costs of heat and cold, as well as an analysis of demand-side flexibility potentials at building level. The results were discussed and validated in a stakeholder workshop involving participants from all relevant actor groups. Building on the concept identified as the reference scenario, WP4 defined spatially differentiated expansion stages, assessed them in terms of technical dimensioning, economic viability and feasibility, and derived a practice-oriented roadmap for the stepwise realisation of the 5th generation heating grid in Neutal.

Results and conclusions

The 5th Gen HG Neutal project demonstrates that the implementation of a 5th generation heating network in a medium-sized municipality in Burgenland is technically feasible and energetically sound. Concept 2 was identified as the reference scenario, combining an anergie network based on a central geothermal borehole field with solar thermal regeneration and the integration of PV and wind electricity via energy community models, achieving a balanced degree of autarky of 69%. The analysis of the six spatial expansion stages shows that the variants incorporating the industrial area exhibit the lowest levelised costs of heat and cold and are the most economically attractive. However, the overall economic assessment also reveals that, under the assumptions made, decentralised air-to-water heat pumps exhibit lower specific levelised costs than the central anergie network, attributable to the comparatively low connection density in the rural project area as well as the limited temporal overlap between heat and cold demand. Nevertheless, the 5th generation heating network offers significant advantages over decentralised individual solutions in terms of supply resilience, decarbonisation, local value creation, and the potential for integrating industrial waste heat and utilising demand-side flexibility – advantages that are not fully captured in a purely cost-based assessment.

Outlook

Whether and to what extent an investor or operator can be found for the implementation of the anergie network remains open at this stage. The economic analysis shows that, particularly at low connection densities, the levelised costs of the central anergie network are higher than those of decentralised individual solutions. A stepwise realisation – beginning with economically attractive expansion stages with high energy density, above all in the industrial area – could lower the entry barrier and lay the foundation for subsequent expansion. The potential for operational cluster formation combined with integrated spatial energy planning was also contributed to the stakeholder process of Burgenland's 2024 climate strategy. The methods, simulation models and assessment approaches developed within the project are transferable beyond the Neutal project area to comparable municipalities in rural settings, thereby contributing to the scaling of 5th generation heating network concepts within the framework of Austria's climate neutrality strategy.

Acknowledgements

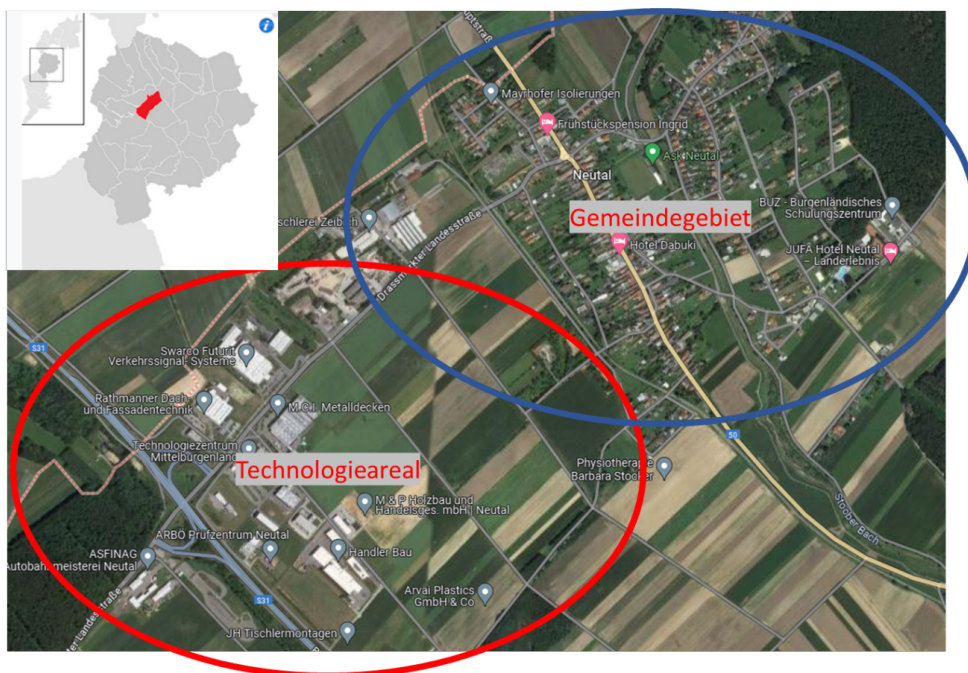
The authors gratefully acknowledge nPro Energy, especially Marco Wirtz, for providing the software as well as for their support and valuable technical exchange during the modeling and execution of the simulations.

3 Projekinhalt

3.1 Ausgangslage

Die mittelständische Gemeinde Neutal beschäftigt sich schon seit längerer Zeit mit einer nachhaltigen klimafreundlichen Energielösung für die Gemeindegebäude und -einrichtungen. Es wurden in den letzten Jahren diverse PV-Anlagen auf öffentlichen Gebäuden errichtet und teilweise dezentrale Batteriespeicher zu den PV-Anlagen umgesetzt. Ebenso wurde eine erneuerbare Energiegemeinschaft gegründet, um den Austausch von erzeugtem Strom zwischen den öffentlichen Gebäuden zu ermöglichen, eine Öffnung für andere Akteure ist in Planung. Damit soll der Eigenversorgungsgrad von Neutal insgesamt weiter gesteigert werden. Vor kurzer Zeit ist die Gemeinde Neutal als eine der ersten Gemeinden im Burgenland dem Programm für energieeffiziente Gemeinden E5 des Bundesministeriums für Klimaschutz, Umwelt, Energie, Mobilität, Innovation und Technologie beigetreten.

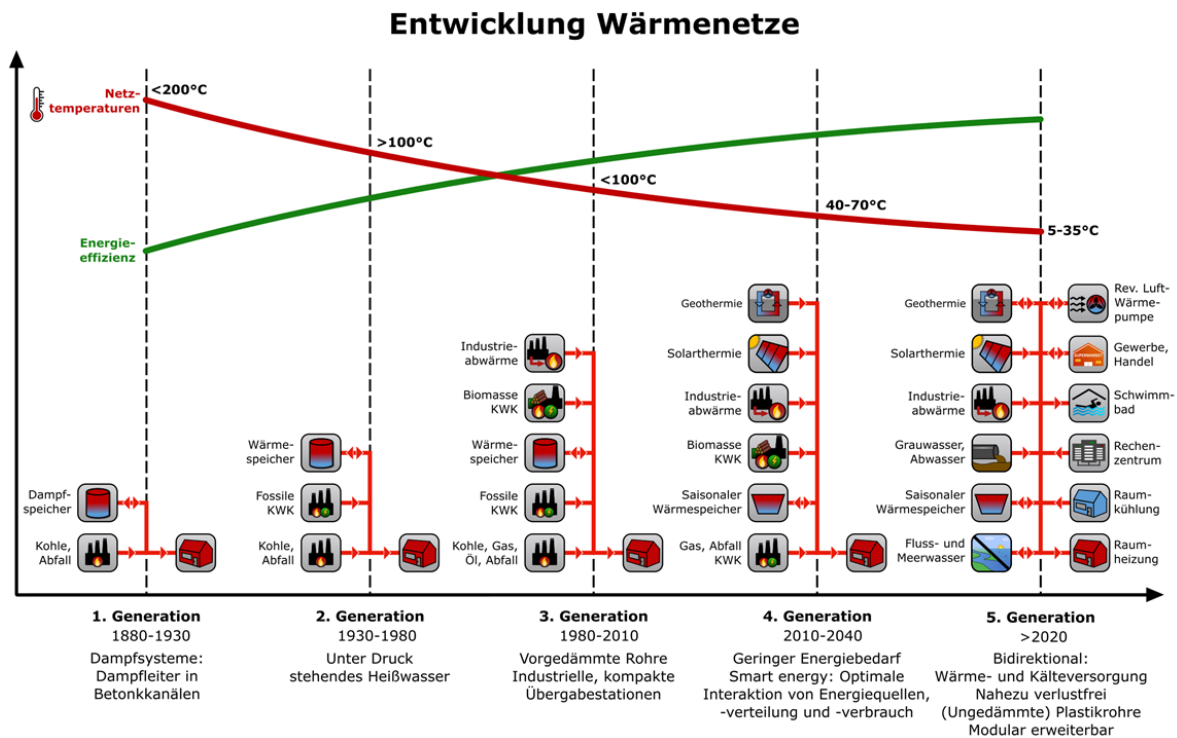
Abbildung 1 Lageplan Neutal im Mittleren Burgenland – Gemeindegebiet und Technologieareal nach (Google, 2024)



Zur Gemeinde Neutal gehört auch ein sogenanntes Technologie-Areal mit einem Technologiezentrum Mittelburgenland, in dem diverse mittelständische Gewerbe- und Industriebetriebe angesiedelt sind. Es besteht das grundlegende Bestreben, die Gemeinde Neutal in den Sektoren Wärme und Strom in höchstmöglichem Ausmaß energieunabhängig und klimaneutral zu machen und im Zuge dieses Vorhabens sämtliche Akteure der Gemeinde zu integrieren, insbesondere auch die Unternehmen am Technologie-Areal (vgl. Abbildung 1).

Die Österreichische Wärmestrategie sieht vor, die Versorgung bis spätestens 2040 schrittweise zu dekarbonisieren (BMK, 2024). Im Jahr 2022 betrug der Anteil erneuerbarer Energie in der Raumheizung bzw. Klimatisierung 35,5 %, im Bereich der industriellen Wärme beträgt der Gasanteil nach wie vor fast 50 % (Statistik Austria, Energiebilanzen Österreich, 2022). Bei einem Strombedarf in Österreich von 73 TWh (davon 75 % erneuerbar) im Jahr 2019, der einem Wärmebedarf von 158 TWh (davon nur rund 34% erneuerbar) gegenübersteht, lässt sich die Rolle der Wärmewende für die Erreichung der vollständigen Dekarbonisierung nachvollziehen (Statistik Austria, Energiebilanzen Österreich, 2022). Dabei wird je nach Szenario davon ausgegangen, dass sich die Anzahl der Anschlüsse an Nah- und Fernwärmenetze bis zum Jahr 2040 nahezu verdoppeln wird (Kranzl, Müller, Maia, Büchele, & Hartner, 2018). Um die technische und ökonomische Effizienz von Wärmenetzen zu steigern, wird auch die Technologie der Wärmenetze in neue Generationen überführt. Die Steigerung der Effizienz, die Ermöglichung der Einbindung erneuerbarer Wärme bzw. Abwärme, die Möglichkeit, neben Heiz- auch Kühlfunktionen bereit zu stellen und die Erhöhung des Potentials, über Sektorkopplungstechnologien auch die Einbindung von erneuerbarer, aber fluktuierend auftretender Elektrizität zu unterstützen, werden als Stärken von Wärmenetzen der 5. Generation angesehen. Wesentlich hierfür sind neben den niedrigen Systemtemperaturen intelligente Monitoring- und Steuerungssysteme, die die vielen Freiheitsgrade solcher Netze nutzbar machen. So rücken vermehrt Wärmenetze der fünften Generation in den Fokus, die niedrige Betriebstemperaturen aufweisen und unter anderem als Anbieter von Umgebungswärme für Gebäudewärmepumpen dienen können (vgl. Abbildung 2) (Wirtz, Schreiber, & Müller, 2022). Hinsichtlich des Technologiereifegrads befinden sich Wärmenetze der 5. Generation noch in einem relativ frühen Stadium. Die Planung und Umsetzung ist komplex, da es viele Wechselwirkungen zwischen der primären und der sekundären Seite sowie hinsichtlich der Kopplung mit dem Elektrizitätssektor gibt.

Abbildung 2 Die 5 Generationen von Wärmenetzen (Wirtz, Schreiber, & Müller, 2022)



Basierend auf dieser Ausgangssituation sollte für die Gemeinde Neutal ein vollständig auf erneuerbaren Strom und Wärme basiertes Versorgungskonzepts für das Gemeindegebiet inkl. dem angrenzenden Technologie-Areal mit folgenden Merkmalen entwickelt werden:

Wärmenetz der 5. Generation: Ein neu zu konzipierendes Wärmenetz der 5. Generation bildet das lokale Backbone der Energielogistik. Die Einbindung einer betrieblichen biogenen Wärmeerzeugung als saisonaler Ausgleich und die Einbindung des mehrgeschossigen Wohnbaus in der Gemeinde stellten ebenfalls zentrale Merkmale der Projektidee dar.

Berücksichtigung der hohen Nutzungsdurchmischung: Das Projektgebiet zeichnet sich durch eine hohe Nutzungsdurchmischung aus Einfamilienhäusern, mehrgeschossigem Wohnbau, öffentliche Einrichtungen, Industrie und Gewerbe aus. Die sich damit ergebenden Synergieeffekte aber auch Herausforderungen wurden im Projektkontext erarbeitet.

Hoher Anteil lokal erzeugter erneuerbarer Elektrizität: Die über die entsprechenden PV-Anlagen im Projektgebiet erzeugte elektrische Energie wurde mit dem Ziel einer hohen Eigenversorgungsrate eingebunden. Die Nutzung von geeigneten Kopplungspunkten

zwischen Strom und Wärmenetz ermöglicht die Nutzung von Synergieeffekten zwischen beiden Energiesektoren.

Strategische Nutzung von regional erzeugtem erneuerbarem Strom: Um auch regional das erneuerbare Energiesystem unterstützen zu können und somit dem Anspruch der Dekarbonisierung der Energieversorgung zu genügen, sollte der Bezug von Elektrizität von außen zu Zeiten hoher erneuerbarer Produktion (v.a. Wind im Burgenland) erfolgen.

Einbindung lokaler Stakeholder: Die Bedürfnisse der Stakeholder:innen vor Ort werden bereits in der frühen Konzeptphase erhoben, die entwickelten Konzepte werden nochmals mit den Stakeholder:innen in einem Feedbackprozess reflektiert.

Entwicklung eines ökonomischen Investitions-, Tarif- und Optimierungskonzepts für das Vorhaben: Um die Umsetzung für alle beteiligten Akteure auch wirtschaftlich attraktiv zu machen, wird ein Fokus auf die Entwicklung eines techno-ökonomischen Umsetzungskonzepts gelegt. Ziel ist es, eine wirtschaftliche Umsetzbarkeit aufzuzeigen und für die teilnehmenden Akteure vor Ort ein geeignetes Tarifmodell zu entwickeln. Ziel ist vor allem auch die langfristige Sicherung der Energieversorgung mit lokaler/regionaler Energie.

Die Methodik gliedert sich dabei in drei Bereiche, die sich auch in den Arbeitspaketen widerspiegeln:

AP2 – Energiedaten und Stakeholderanforderungen: Die Erhebung der energetischen Grundlagen erfolgte durch eine Kombination aus partizipativer Datenerhebung mit lokalen Stakeholdern (Gemeinde, Bauträger, Betriebe), einer quantitativen Bürger:innenbefragung sowie einer geothermischen Standortbewertung durch ein externes Fachbüro. Ergänzend wurden Wetter- und PV-Potenziale auf Basis von Messdaten der GeoSphere-Station Neudorf bei Landsee analysiert und vier grundlegende Konzeptvarianten partizipativ entwickelt.

AP3 – Simulation und Bewertung der Klimaneutralitätskonzepte: Die vier Konzeptvarianten wurden mithilfe der Simulationssoftware nPro Energy (nPro Energy, 2025) in hoher räumlicher (Gebäudeebene) und zeitlicher (Stundenauflösung) Detailtiefe modelliert und hinsichtlich energetischer Kennzahlen (Autarkiegrad, Eigenversorgungsquote), wirtschaftlicher Aspekte (Strompreise, Wärme- und Kältegestehungskosten) sowie Demand-Side-Flexibility-Potenzialen bewertet. Die

Ergebnisse wurden in einem Stakeholderworkshop mit Teilnehmer:innen aller Stakeholdergruppen diskutiert und validiert.

AP4 – Roadmap zur Umsetzung: Aufbauend auf dem als Referenzszenario identifizierten Konzept wurden sechs räumlich differenzierte Ausbaustufen manuell definiert und in nPro Energy simuliert, wobei die erneuerbaren Erzeugungskapazitäten linear auf den jeweiligen Untersuchungsraum skaliert wurden. Die Ausbaustufen wurden hinsichtlich technischer Dimensionierung, Wärmestromdichte, Wirtschaftlichkeit und Umsetzbarkeit bewertet sowie zu einer praxisorientierten Umsetzungsroadmap zusammengeführt

Nachfolgend werden die Details der jeweiligen Arbeitspakete dargestellt.

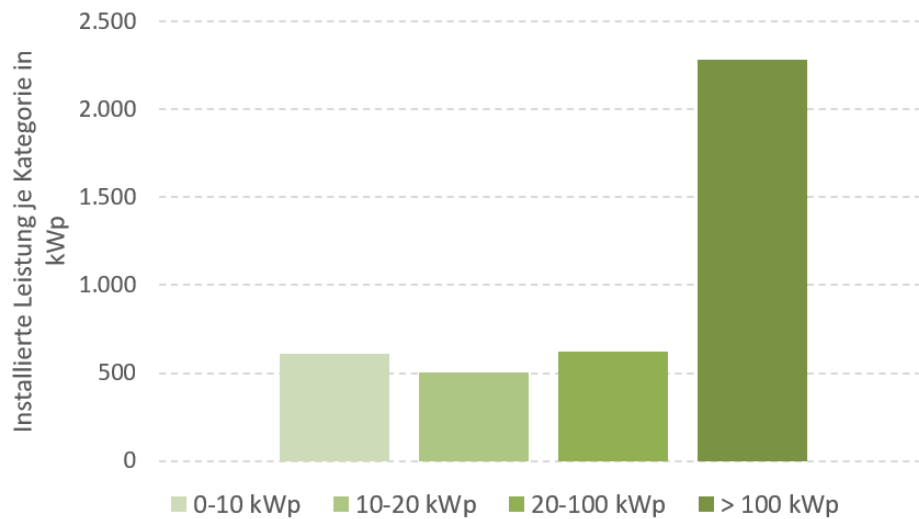
3.2 Energiedaten und Stakeholderanforderungen

Mit Stichtag 01.01.2025 hatte Neutal einen Bevölkerungsstand von 1.140 Einwohner:innen und bei 132 Arbeitsstätten 1.304 Beschäftigte. Nach Wirtschaftsabschnitten separiert dominieren die Sektoren Bau mit 31 Arbeitsstätten gefolgt vom Handel mit 20 und freiberuflichen/techn. Dienstleistungen mit 14. (Statistik Austria, Statistik Austria; Blick auf die Gemeinde, 2026).

Gemäß der Darstellung in Energiemosaik Austria (Boku, 2025) beträgt der Endenergiebedarf von Neutal insgesamt 40.400 MWh, davon entfallen 14.800 MWh auf Raumwärme, weitere 2.700 MWh auf Prozesswärme. Motoren und Elektrogeräte liegen bei 8.700 MWh, Transport und Verkehr bei 14.100 MWh. Aktuell werden vom gesamten Endenergiebedarf lediglich 35 % erneuerbar bereitgestellt, 65 % sind aktuell fossilen Ursprungs. Die jährlichen Treibhausgasemissionen werden daher auch mit 10.520 t CO₂-equ. angegeben, wovon 4.190 t auf Mobilität entfallen, 3.400 t auf Industrie und Gewerbe und 2.090 t auf den Bereich des Wohnens. Weitere 670 t entfallen auf Dienstleistungen, 180 t auf die Land- und Forstwirtschaft.

Das Anlagenregister der e-control zeigt für den Stichtag 02.12.2025 eine Erzeugungskapazität aus Photovoltaikanlagen in der Höhe von 4,022 MW installierter Leistung. Diese teilen sich gemäß Abbildung 3 in Größenkategorien gemäß der Kategorisierung lt. EAG auf. Der hohe Anteil an Anlagen in der Größenordnung über 100 kWp lässt darauf schließen, dass in Neutal bereits große PV-Anlagen auf Hallendächern und/oder Freiflächenanlagen installiert wurden.

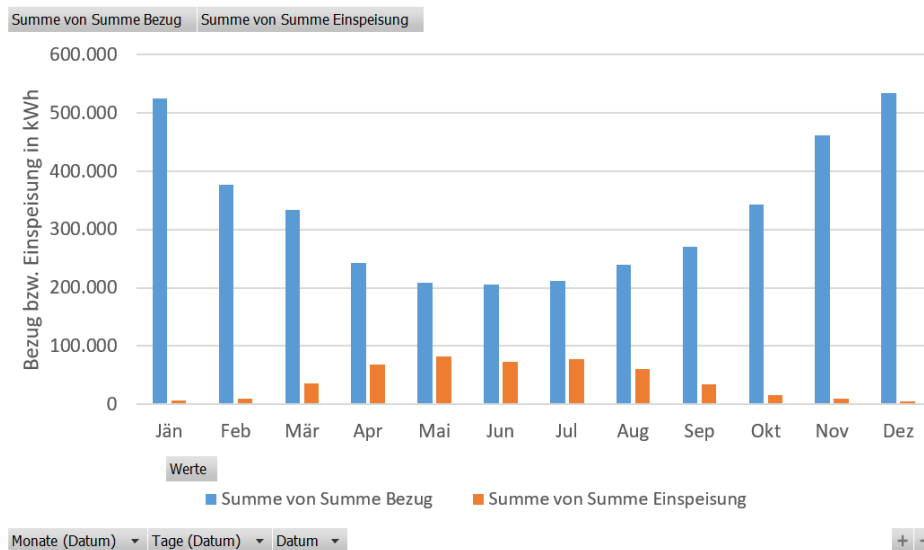
Abbildung 3 Installierte PV-Leistung je Größenkategorie in Neutal (e-control, 2025)



Seitens des Verteilnetzbetreibers wurden Daten von 13 der insgesamt 15 Trafostationen in Neutal zur Verfügung gestellt. Die zwei Stationen, zu denen keine Daten geliefert wurden, sind Stationen bei denen aufgrund der geringen Anzahl der Anschlüsse ein direkter Rückschluss auf das Lastprofil einzelner Objekte möglich gewesen wäre. Es ist daher davon auszugehen, dass es sich hier um Trafostationen für einzelne betriebliche Großverbraucher handelt.

Die vorhandenen Lastprofile sind in 15 min Auflösung für das Jahr 2024 vorhanden und weisen sowohl Einspeisung als auch Bezug auf Trafoebene aus. Dabei zeigt sich eine maximale Bezugsleistung auf Trafoebene von 1.292 kW bei einer maximalen Einspeiseleistung auf Trafoebene von 911 kW. Die saisonale Verteilung von Einspeisung und Bezug ist in Abbildung 4 abgebildet. Der jährliche Bezug beträgt 3.950 MWh, die Einspeisung auf Trafoebene, gleichbedeutet mit einer negativen Residuallast in Summe über alle daran angeschlossenen Objekte beträgt 471 MWh. Der Stromverbrauch der 13 Trafostationen entspricht dabei in etwa der Hälfte des lt. Energieverbrauchs für Motoren und Elektrogeräte lt. Energiemosaik. Erkennbar ist auch der deutlich höhere Strombezug in den Wintermonaten bedingt durch höheren Verbrauch sowie niedrigerer Erzeugung bei den Prosumern, die an den einzelnen Trafostationen angeschlossen sind. (Netz Burgenland, 2025)

Abbildung 4 Monatliche Verteilung von Bezugs- und Einspeiseleistung auf Trafoebene (Netz Burgenland, 2025)



Seitens der Gemeindeobjekte umfassen die erhobenen Daten insgesamt 13 Gemeindeobjekte in Neutal. Die Objekte decken ein breites Spektrum kommunaler Funktionen abdecken und damit unterschiedliche energetischer Anforderungsprofile ab und kommen aus dem Energie-Erhebungsbogen der Gemeinde (Neutal, 2025). Die Objekte beinhalten zentrale Verwaltungsinfrastruktur (Gemeindeamt), Bildungs- und Betreuungseinrichtungen (Kindergarten, Kinderkrippe, ÖKO-Volksschule), sicherheitsrelevante Infrastruktur (Feuerwehrhaus), sportliche und kulturelle Einrichtungen (Sportanlage, Sport- und Kulturhalle, Sport- und Vereinszentrum), infrastrukturelle Einrichtungen (Altstoffsammelstelle, Nahver-sorgungszentrum) sowie ergänzende Einrichtungen wie Waldbad und Leichenhalle. Die Nutzung der Gebäude reicht von ganzjährig intensiv genutzten Einrichtungen mit konstantem Energiebedarf bis hin zu saisonal oder ereignisabhängig genutzten Objekten, wodurch sich ein sehr heterogenes Lastprofil ergibt. Da für die Gemeindeobjekte bereits eine Erneuerbare Energiegemeinschaft existiert, sind die Stromdaten auf Zählpunktsebene zudem in einer zeitlichen Auflösung von 15 min vorhanden. Zudem weisen sechs der 13 Gemeindeobjekte eine PV-Anlage auf, deren Gesamtleistung sich auf 174 kWp summiert. Als Zusätzliche Informationen waren je Objekte der Strombezug, die Bruttogeschossfläche, das Baujahr und die Infos zum aktuellen Heizsystem vorhanden, wobei in den meisten Fällen elektrische Heizungen im Einsatz sind.

Die Erhebung der Energiedaten der ortsansässigen Betriebe erfolgte in drei Varianten. Mit den assoziierten Partnern im Projekt (LOI-Gebern) erfolgte eine Erhebung im Rahmen eines Vor-Ort Termins mit anschließender Übergabe von Daten. Darüber hinaus wurde zu allen übrigen im Technologiegebiet Neutal ansässigen Betrieben mittels eines Fragebogens Kontakt aufgenommen, um deren energierelevante Daten sowie Ressourcen zu erheben.

Zum Zweck der Erhebung der Energiesituation der anderen ortsansässigen Betriebe wurden im Juli 2025 die Unternehmen recherchiert und deren telefonische Kontaktdaten erfasst. Anschließend erfolgte die telefonische Kontaktaufnahme zu insgesamt 22 Betrieben. Darin erfolgt eine kurze Projektvorstellung, eine Erläuterung der Relevanz ihres Beitrags in Form der Zurverfügungstellung energierelevanter Daten sowie die Bitte um eine E-Mail-Adresse, um den weiteren Datenaustausch über dieses Kommunikationsmedium abzuwickeln. Die telefonischen Rückmeldungen waren überwiegend positiv und die Betriebe zeigten sich grundsätzlich bereit, ihre Energiedaten für Forschungszwecke im Rahmen des Projekts zur Verfügung zu stellen.

Zur strukturierten Erhebung der Daten wurde ein kurzer Fragebogen erstellt, der nach der telefonischen Kontaktaufnahme an die Betriebe versandt wurde. Darin wurden Informationen zum Betrieb, zur Stromversorgung, zur Raumwärme und -kühlung, zur Prozesswärme (wenn vorhanden), zur Elektromobilität und zu geplanten Investitionen im Energiebereich abgefragt. Zusätzlich wurden die Betriebe um die Bereitstellung von Stromlastprofilen gebeten, sofern diese verfügbar waren. Tabelle 1 zeigt in Tabellenform alle erhobenen Parameter bei den Unternehmen. Insgesamt gingen im Zeitraum Juli bis Oktober 2025 neun ausgefüllte Fragebögen der kontaktierten Betriebe ein. Zusätzlich zu den LOI-Gebern stellten zwei weitere Betriebe Stromlastprofile zur Verfügung. Im Anschluss erfolgte die Aufbereitung der Lastprofile in ein für nPro geeignetes Format, um die strukturierte Weiterverarbeitung der Daten zu ermöglichen. Für Betriebe ohne vollständige Datengrundlage wurden repräsentative Verbrauchswerte aus Literaturquellen und Branchenstudien verwendet. Die resultierenden Lastprofile wurden zeitlich skaliert und zu repräsentativen industriellen Gesamtlastprofilen aggregiert.

Tabelle 1 Erhebung bei weiteren Betrieben

Kategorie	Erhobene Parameter
Allgemeine Angaben	Name des Betriebs, Adresse(n), Kontaktperson, Telefon/E-Mail
Strombezug	Jahresverbrauch (kWh), Netzanschlussebene, Lastprofile (15-Min.-Werte) vorhanden, qualitative Verbrauchsbeschreibung
Stromerzeugung	Eigenstromerzeugung vorhanden (ja/nein), Art der Anlage, installierte Leistung (kWp/kW), Jahresertrag (kWh)
Raumwärmeversorgung	Jahres-Wärmebedarf (kWh), Heizlast (kW), spezifischer Wärmebedarf (kWh/m ²), beheizte Fläche (m ²), Heizsystem (Art, Wärmeabgabe, Vor-/Rücklauftemperatur), thermischer Speicher (Volumen, Temperaturbereich)
Raumkühlung	Kühlung vorhanden (ja/nein), Art der Kühlung, Jahresenergiebedarf (kWh), Vor-/Rücklauftemperatur (°C)
Prozesswärme & -kälte	Prozesswärme vorhanden (ja/nein), Temperaturbereich (°C), Jahresenergiebedarf (kWh), Maximallast (kW), Bereitstellungsart (Gas/Elektrisch/Andere), zeitliche Charakteristik, Abwärmenutzung (ja/nein), Kältebedarf in Prozessen (kWh, kW)
Elektromobilität	E-Ladestationen vorhanden (ja/nein), Gesamtladeleistung (kW), Jahresstrombedarf (kWh)
Zukunftsperspektive	Geplante Energieinvestitionen in den nächsten 5 Jahren (ja/nein, Beschreibung)

Die Datengrundlage auf Gebäudeebene wurde überwiegend partizipativ gemeinsam mit den lokalen Stakeholdern aufgebaut. Insbesondere die Gemeinde Neutal, Bauträger sowie ansässige Betriebe stellten belastbare Primärdaten zur Verfügung. Dazu zählen unter anderem Gebäudebestandsdaten, Nutzungsklassen, bekannte Energie-verbräuche kommunaler Liegenschaften, Informationen zu Neubauvorhaben, Betriebszeiten sowie – soweit verfügbar – gemessene Endenergieverbräuche. Diese Informationen bilden den zentralen Kern der Analyse. Wo möglich, wurden die erhobenen Daten durch einfache Plausibilitätsprüfungen verifiziert, etwa durch den Vergleich mit Vorjahreswerten, den Abgleich von Flächenangaben oder die Gegen-überstellung mit bekannten Nutzungs- und Betriebsstrukturen. Für Teilbereiche, in denen keine ausreichenden Primärdaten erhoben werden konnten – insbesondere bei privaten Wohngebäuden sowie einzelnen kleineren Betrieben –, wurden nachvollziehbare und transparente Annahmen getroffen. Die

Schließung dieser Datenlücken erfolgte auf Basis standardisierter Orientierungswerte und typisierter Annahmen. Das zugrunde liegende Vorgehen wird nachfolgend beschrieben. Gebäude ohne verfügbare Messdaten wurden Baualtersklassen und Nutzungstypen zugeordnet. Die Zuordnung erfolgte auf Basis öffentlich zugänglicher Informationen, kommunaler Register sowie projektintern erhobener Daten. Berücksichtigt wurden insbesondere Baujahr, Gebäudetyp, typische Nutzung und verfügbare Flächenangaben. Für Gebäude ohne gemessene Wärmeverbräuche wurden spezifische Raumwärmebedarfe nach nPro Energy (nPro Energy, 2025) angesetzt. Diese Orientierungswerte beschreiben die jährliche Nutzwärme für Raumheizung je Quadratmeter beheizter Wohnbeziehungs-weise Nutzfläche unter standardisierten Annahmen zu Klima, Nutzung und Gebäude-typ. Die verwendeten spezifischen Raumwärmebedarfe sind in Tabelle 2 gelistet.

Tabelle 2 Spezifischer Raumwärmebedarf und Vorlauftemperatur, orientiert an nPro Energy (2025).

Altersklassen der Gebäude	Spez. Raumwärmebedarf	Vorlauftemperatur Annahme
Bis 1980	148 kWh/m ² a	65 °C
1980-2000	100 kWh/m ² a	55 °C
2000-2020	60 kWh/m ² a	45 °C
Ab 2020	40 kWh/m ² a	35 °C

Die angenommenen Vorlauftemperaturen wurden auf Basis typischer Wärmevertei- und Emissionssysteme der jeweiligen Baualtersklasse festgelegt. Für ältere Bestands-gebäude wurden höhere Auslegungstemperaturen angenommen, da dort häufig konventionelle Heizkörper und weniger effiziente Gebäudehüllen vorliegen. Für neuere Gebäude wurden entsprechend niedrigere Temperaturen angesetzt, da hier häufiger verbesserte Gebäudehüllen und Niedertemperatursysteme, etwa Flächenheizungen, zum Einsatz kommen. Die angegebenen Vorlauftemperaturen stellen typische Auslegungswerte zur Deckung der Spitzenlast dar, etwa bei Normaußentemperatur. Im Teillastbetrieb liegen die tatsächlich erforderlichen Systemtemperaturen in der Regel niedriger. Für den spezifischen Trinkwarmwasserbedarf wurde ein flächenbezogener Orientierungswert nach nPro Energy (nPro Energy, 2025) von 21 kWh/m²a angesetzt. Dieser Wert beschreibt die jährliche Nutzwärme zur Trinkwassererwärmung je Quadratmeter beheizter Fläche. Im Gegensatz zum Raumwärmebedarf ist der Trinkwarmwasserbedarf nur in geringem

Ausmaß von der Baualtersklasse abhängig. Maßgebliche Einflussfaktoren sind hier vor allem Belegung, Nutzungsintensität und Nutzerverhalten.

Die beheizten Flächen wurden, sofern keine direkten Angaben vorlagen, aus verfügbaren Brutto- beziehungsweise Wohnflächenkennwerten abgeleitet. Eine wesentliche Datengrundlage bildeten dabei AGWR-Daten, aus denen die Gemeinde Neutal einen Auszug für das Projekt bereitstellte. Ergänzend wurden Gebäudetyp, Nutzung und verfügbare Projektinformationen herangezogen, um die Plausibilität der Flächenansätze zu prüfen.

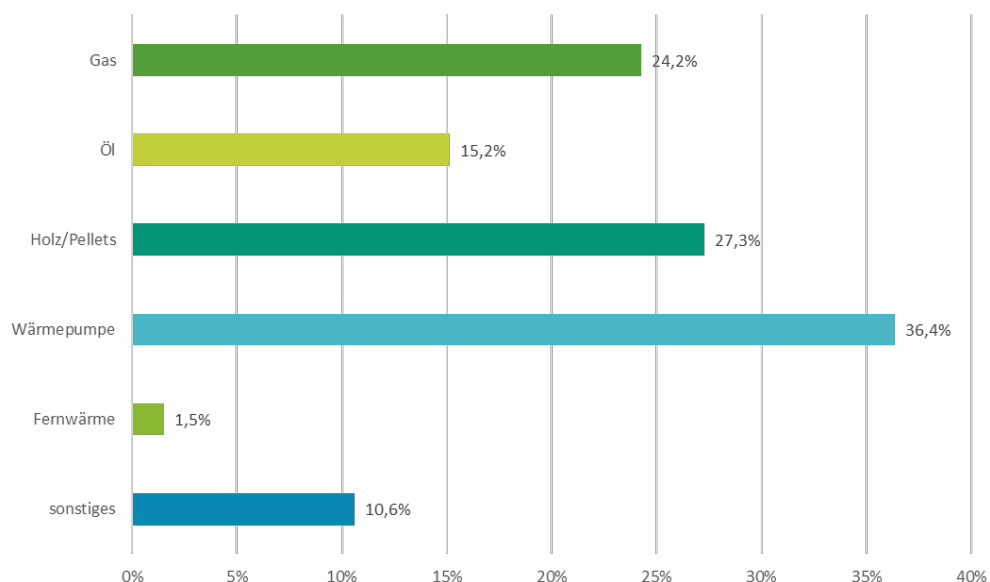
Zur zeitlichen Verteilung der Jahresenergiebedarfe wurden Standard-Lastprofile aus (nPro Energy, 2025) verwendet und das Stromlastprofil betreffend mit den Daten des Verteilnetzbetreiber plausibilisiert. Darüber hinaus wurden für Raumwärme und Trinkwarmwasser Lastprofile generiert. Die Raumwärmeprofile wurden dabei unter Berücksichtigung der lokalen Klimadaten angepasst, um die temperaturabhängige Dynamik der Heizlast abzubilden. Für Gebäude mit bekannten Betriebs- oder Nutzungszeiten wurden die Profile entsprechend angepasst oder plausibilisiert.

Die Modellierung der E-Mobilität basierte auf dem aktuellen Fahrzeugbestand der Gemeinde Neutal im Jahr 2025. Pro Haushalt mit Ladeinfrastruktur wurde ein zusätzlicher Strombedarf von 2,5 MWh/a angenommen. Dieser Wert entspricht der typischen burgenländischen Fahrleistungen von rund 15.065 km/a bei spezifischen Verbräuchen von 15–20 kWh/100 km und liegt im Bereich aktueller E-Mobilitätsstudien für das Burgenland (E-Mobilitätsstrategie Burgenland, 2026).

Im Dezember 2024 wurde außerdem eine Umfrage unter den Bürger:innen von Neutal durchgeführt, mit dem Ziel, Informationen zum Energiebedarf zu erhalten, um Konzepte zielgruppengerecht zu erarbeiten und bestmöglich auf Bedürfnisse abzustimmen. Für die Umfrage wurde ein Fragebogen aufgesetzt, der mit Hilfe der Gemeinde an jeden Haushalt ausgeteilt wurde. Die Teilnehmenden hatten die Möglichkeit den erhaltenen Fragebogen ausgefüllt im Gemeindeamt abzugeben oder den Fragebogen per angegebenem Link oder QR-Code online auszufüllen. 71 % der Teilnehmenden entschieden sich für erstere Variante. 66 Personen beteiligten sich an der Umfrage. Davon waren 41 % Frauen und 59 % Männer. Die meisten Teilnehmenden waren zwischen 40 und 79 Jahre alt (77 %), nur 12 % gaben an, jünger als 40 Jahre alt zu sein, 7 % waren 80 Jahre alt oder älter. Der Altersdurchschnitt lag bei 55 Jahren. Exemplarisch sollen an dieser Stelle zwei wesentliche Ergebnisse aus der Befragung gezeigt werden.

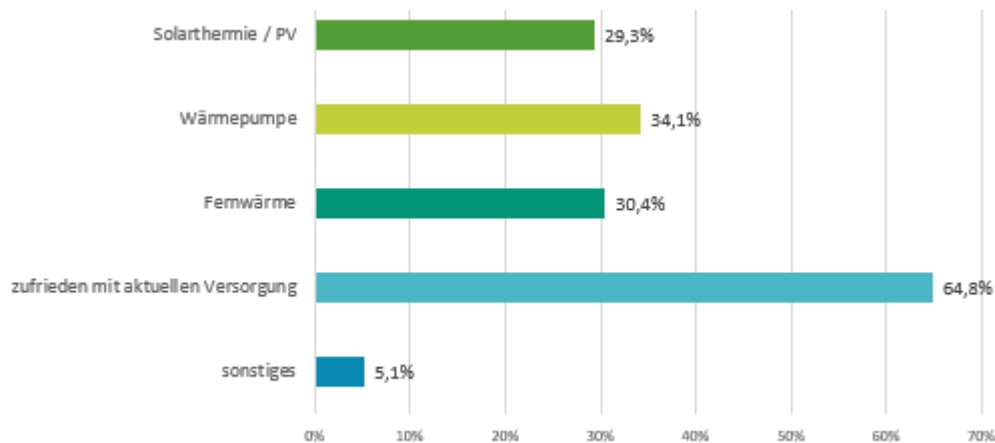
Bei der Frage nach der aktuell genutzten Heizungsart (Abbildung 5) ist auffallend, dass die Wärmepumpe mit 36 % als die am häufigsten genutzte Heizungsart genannt wird. Dies lässt entweder darauf schließen, dass die Nutzung einer Wärmepumpe eine zunehmend wichtige Rolle im Ort spielt oder die Umfrage vorwiegend diese Zielgruppe zur Teilnahme ansprach. Traditionelle Heizsysteme wie Gas (24,2 %) und Holz bzw. Pellets (27,3 %) sind ebenfalls stark vertreten. 15,2 % der Häuser haben noch eine Ölheizung. Die vereinzelte Angabe von Fernwärme 1,5 % ist vermutlich fehlerhaft, da zum Erhebungszeitpunkt keine entsprechende Infrastruktur vorhanden war. Die Kategorie „sonstige Heizarten“ (10,6 %) zeigt eine Vielfalt individueller Lösungen, darunter Kachelöfen, Solarthermie, Strom- und Infrarotheizungen sowie die Nutzung passiver Sonnenwärme.

Abbildung 5: Heizungsart



Bei der Abfrage, welche Energiequelle für eine zukünftige Wärmeversorgung bevorzugt wird, gab der Großteil (64,8%) an, mit der aktuellen Versorgung zufrieden zu sein. Jeweils knapp ein Drittel bevorzugt zudem Solarthermie / PV, Wärmepumpe sowie Fernwärme. 5,1% gaben als sonstige bevorzugte Energiequellen einen wasserführenden Kaminofen, Gas sowie einen Speicher für die PV-Anlage an (vgl. Abbildung 6). Weiters abgefragt wurden das Alter der Gebäude, die Verfügbarkeit von relevanten Einzeltechnologien in Gebäuden (Fußbodenheizung, Wandheizung, Heiz-/Kühldecke, kontrollierte Wohnraumbelüftung und Elektrofahrzeuge).

Abbildung 6: Bevorzugte Energiequelle für zukünftige Wärmeversorgung



Aufbauend auf den Erkenntnissen aus der Datenerhebung wurden an der Schnittstelle von AP2 zu AP3 vier Energieversorgungskonzepte erstellt. Diese werden aufgrund der Stringenz im nachfolgenden Kapitel dargestellt.

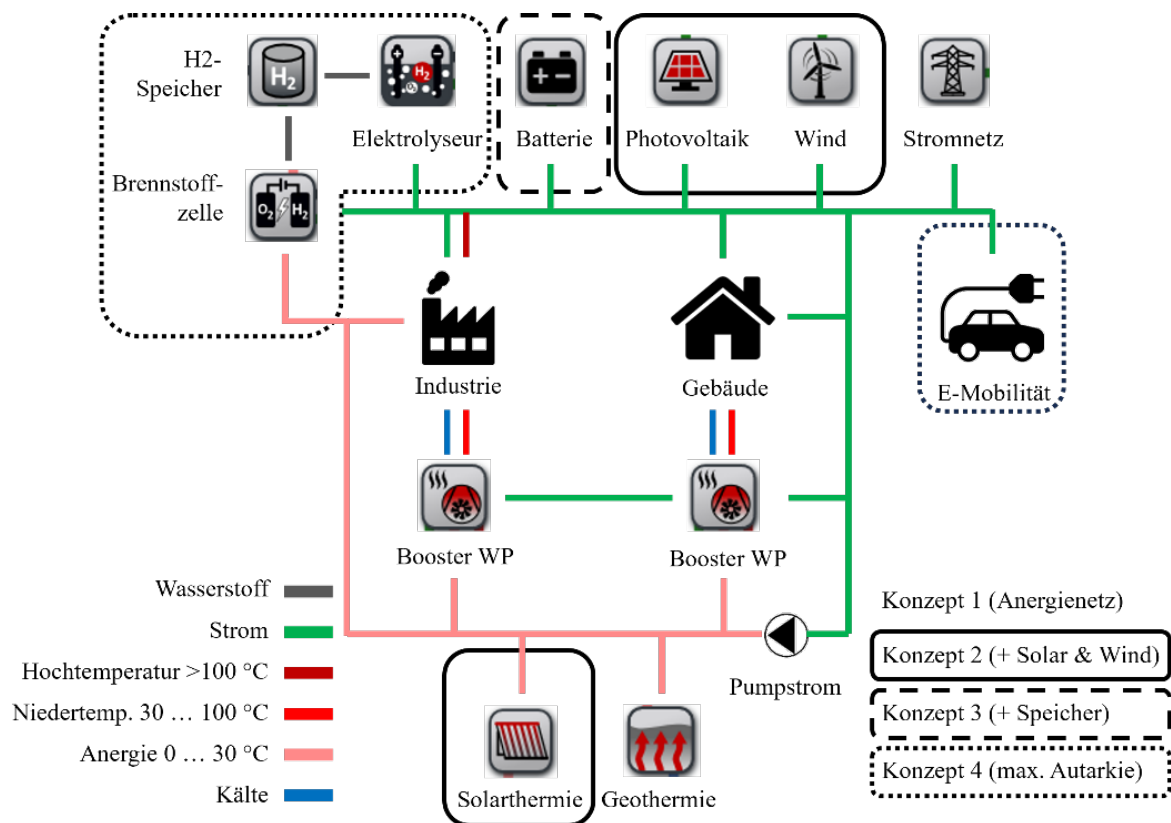
3.3 Simulation und Bewertung der Klimaneutralitätskonzepte

Im Rahmen der Untersuchung werden für das Gebiet der Gemeinde Neutal vier aufeinander aufbauende Energiekonzepte analysiert, um den Weg zu einer zukunftsfähigen und hochgradig autarken Energieversorgung aufzuzeigen. Wie in Abbildung 7 veranschaulicht, erfolgt die Betrachtung sukzessive: Die Basis bildet ein lokales Energienetz, welches in den darauffolgenden Schritten systematisch um erneuerbare Energieträger (Strom und Wärme) sowie Batteriespeicher erweitert wird. Den Abschluss bildet ein zukunftsorientiertes Maximierungsszenario, das erweiterte Erzeugungspotenziale, Wasserstoff und E-Mobilität mit dem Ziel einer theoretischen Vollautarkie integriert. In den folgenden Unterkapiteln werden die Konzepte 1 bis 4 beschrieben.

Das **Energiekonzept 1** geht von einer ausschließlichen Energieversorgung in Form von Niedertemperaturwärme durch ein zentrales geothermisches Erdsondenfeld und der frei verfügbaren industriellen Abwärme aus Industrie- und Gewerbeobjekten im Industrie-Areal Neutal aus. Alle Versorgungsobjekte werden mit einer Booster-Wärmepumpe ausgestattet, welche das entsprechend erforderliche Temperaturniveau für das Heizen und Kühlen der verschiedenen Abnehmer sicherstellt.

Da erste Abschätzungen aus Konzept 1 zeigten, dass eine langfristige Regeneration des Sondenfeldes nicht gesichert ist, wurde das Konzept um eine solarthermische Anlage zur Regeneration des Sondenfeldes zu **Konzept 2** erweitert. Darüber hinaus erfolgt nun eine ganzheitliche Integration erneuerbarer Energien: Neben der Solarthermie werden Photovoltaik- und Windkraftanlagen über Energiegemeinschaftsmodelle eingebunden. Dies dient nicht allein der Deckung des Strombedarfs für die Booster-Wärmepumpen, sondern zielt darauf ab, das gesamte Versorgungsgebiet anteilig mit erneuerbarem Strom zu versorgen.

Abbildung 7 Darstellung der Energiekonzepte in Anlehnung an (nPro Energy, 2025)



Zur weiteren Steigerung der Eigenversorgungsquote und des Autarkiegrades wurde das **Konzept 3** um Speichertechnologien ergänzt. Um den elektrischen Lastausgleich zwischen Tag und Nacht zu optimieren, kommen ausschließlich Batteriespeicher zum Einsatz; thermische Speicher sind nicht vorgesehen. Die Dimensionierung der Batteriespeicher orientiert sich an wirtschaftlichen Gesichtspunkten und zielt auf einen Richtwert von rund 300 Vollzyklen pro Jahr ab.

Das **Konzept 4** zielt auf künftige Energiesysteme ab und berücksichtigt daher veränderte Rahmenbedingungen auf der Erzeugungs- und Verbrauchsseite: Einerseits wird von erweiterten Ausbaupotenzialen bei den erneuerbaren Energien ausgegangen. Andererseits wird ein zukünftiges E-Mobilitäts-Szenario mit einer umfangreichen, im gesamten Versorgungsgebiet verteilten Ladeinfrastruktur integriert, was den Strombedarf erhöht. Um das System unter diesen Vorzeichen auf eine theoretische Autarkie von 100 % zu maximieren, werden unterschiedliche Anlagenkonfigurationen betrachtet.

Die angenommene erneuerbare Stromversorgung des Quartiers basiert auf einer Kombination aus Windenergie und Photovoltaik. Die Windstromerzeugung wurde anhand realer Erzeugungsprofile eines Windparks in Parndorf modelliert und mit einem Windrad mit einer Leistung von 4 MW definiert, dass für die Versorgung der Gemeinde vorgehalten wird. Für die Photovoltaik wurden sowohl bestehende installierte Leistungen als auch ein Ausbauszenario zur Nutzung der technisch erschließbaren Dachflächenpotenziale berücksichtigt. Die energiewirtschaftliche Integration erfolgt unter der Annahme der Gründung von Energiegemeinschaften. Dabei wird PV-Erzeugung innerhalb des Gemeindegebiets zu typischen Konditionen einer Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft (EEG) und Windstrom aus dem Nordburgenland zu typischen Konditionen einer Bürgerenergiegemeinschaft (BEG) bewertet. Entsprechend stellt PV-Strom die kostengünstigste Stromquelle dar, gefolgt von Windstrom, während konventioneller Netzstrom eines fiktiven Reststromlieferanten die höchsten Bezugskosten verursacht. Eine detaillierte Netzsimulation war nicht Gegenstand der Untersuchung. Stattdessen wurde das Gemeindegebiet Neutal im Sinne einer Kupferplattenannahme modelliert. Netzengpässe, Spannungsbandverletzungen und räumlich differenzierte Verteilungswirkungen wurden somit nicht berücksichtigt. Der potentielle Eigenverbrauch von gebäude-integrierten Photovoltaikanlagen hinter dem Zählpunkt wurde ebenfalls nicht separat modelliert, sondern in der gemeindeweiten Bilanzierung abgebildet.

Die Bewertung der industriellen Abwärmenutzung basiert auf aggregierten Last- und Abwärmeprofilen von fünf in das Projekt eingebundenen Industriebetrieben. Die Profilbildung erfolgte durch zeitliche Aggregation der verfügbaren Prozessdaten, wodurch ein repräsentatives Jahresprofil der nutzbaren Abwärme abgeleitet wurde. Aufgrund des niedrigen exergetischen Potenzials von Niedertemperatur-Abwärme sowie der begrenzten theoretischen Carnot-Effizienz wurde konservativ angenommen, dass 10 % der industriellen Abwärme als Niedertemperaturwärme mit etwa 30 °C in das Wärmenetz eingespeist werden können. Diese Annahme orientiert sich an Literaturquellen, die auf die eingeschränkte technische und wirtschaftliche Nutzbarkeit industrieller

Niedertemperaturabwärme hinweisen (Turek, Kilkovsky, Daxner, Babicka, & Jegla, 2024). Daraus ergibt sich eine jährlich nutzbare Abwärmemenge von 655 MWh, die im Vergleich zum ge-samten Wärmebedarf des Quartiers gering ist. Für die Bereitstellung der Abwärme wird eine Vergütung von 0,01 €/kWh angesetzt, wodurch ein wirtschaftlicher Anreiz für die beteiligten Betriebe geschaffen wird, ohne die Kostenstruktur des Wärmenet-zes wesentlich zu beeinflussen. Das resultierende Leistungsprofil weist über das Jahr hinweg eine vergleichsweise konstante Einspeiseleistung auf, wie sie für industrielle Prozesse mit kontinuierlichem Betrieb typisch ist. Im Energiesystem wird die industri-elle Abwärme primär zur Regeneration des Erdsondenfeldes eingesetzt. Dadurch soll das geothermische System thermisch stabilisiert, langfristigen Effizienzverlusten ent-gegengewirkt und ein Beitrag zur Glättung saisonaler Lastschwankungen im Wärme-netz geleistet werden.

Aktuell sind im Technologie-Areal von Neutal mehrere Objekte mit vergleichsweise hohem Bedarf an thermischer Prozessenergie von über 100 °C angesiedelt, die derzeit überwiegend durch fossile Energieträger bereitgestellt wird. Da eine Versorgung über Booster-Wärmepumpen aus dem Anergienetz aufgrund des hohen erforderlichen Temperaturhubs technisch als nicht sinnvoll erachtet wird, wurde für die Bereitstellung der Produktionswärme eine vollständige Elektrifizierung angenommen und in die Konzepte integriert. Hierzu wurden vorhandene Lastprofile der beteiligten Unternehmen herangezogen und mit den Bedarfen an Produktionswärme verknüpft.

Zur Abbildung der elektrischen Speicherkomponente wurde ein großskaliger Batterie-speicher auf Basis etablierter industrieller Lösungen angesetzt. Dieser dient der zeitlichen Entkopplung von Stromerzeugung und -verbrauch sowie der Erhöhung des Ei-genverbrauchs erneuerbarer Stromerzeugung. Als Referenzsystem wurden zwei Tesla MegaPack 2XL Container-Speicher mit einer Gesamtspeicherkapazität von 7.832 kWh herangezogen. Bei einer Auslegung auf vier Stunden Entladedauer eignet sich das System für den Mehrstundenbetrieb, insbeson-dere zur kurzfristigen Lastverschiebung und zur Glättung von Erzeugungsspitzen aus Photovoltaik und Wind. Der Platzbedarf ist mit zwei 30 Fuß Containern und der über-schaubaren Peripherie-Infrastruktur im ländlich geprägten Gemeindegebiet argumentierbar.

Für die Abbildung von Wasserstoffkomponenten werden die Standardwerte und Aus-legungsverfahren von nPro (nPro Energy, 2025) verwendet.

Um den Eigenversorgungsgrad zu maximieren, sieht ein Szenario die (wirtschaftliche) Überdimensionierung der elektrischen Batteriespeicher, mit einem Zielwert von 100 Vollzyklen pro Jahr, vor. Als Alternative wird eine Wasserstoffstrategie zur saisonalen Energieverschiebung vom ertragreichen Sommer in den ertragsarmen Winter untersucht: Hierbei wird der PV- und Windüberschussstrom mittels Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt und in Druckspeichern gelagert. In Zeiten unzureichender Stromproduktion wird dieser über eine Brennstoffzelle wieder in elektrische Energie zurückverwandelt. Die dabei anfallende Abwärme des Systems kann in das Wärmenetz der 5. Generation eingespeist und genutzt werden.

Auf Basis der modellierten Lastprofile und Erzeugungsanlagen wurden die zentralen energetischen Kennzahlen des Quartiers bestimmt. Die getrennte Betrachtung der Energieflüsse ermöglicht eine differenzierte Bewertung der Wechselwirkungen zwischen thermischem und elektrischem System sowie die Analyse unterschiedlicher Transformationsszenarien hin zu einem klimaneutralen Quartier.

Am 20.01.2026 fand dann in Neutal ein Stakeholderworkshop statt, um die erarbeiteten Konzeptentwürfe vorzustellen und Feedback dazu einzuholen. Die entwickelten Szenarien sollten aus der Sichtweise einer möglichst heterogenen Gruppe betrachtet werden und die Ergebnisse in die Weiterentwicklung der Konzepte einfließen. Als Zielgruppe galten die in Neutal ansässigen Unternehmen, Bürger:innen, Gemeindevertreter:innen inklusive Umweltausschuss, Siedlungsgenossenschaften sowie Stromversorger.

3.4 Roadmap zur Umsetzung

Auf Basis des Referenzszenarios (Konzept 2), welches die Einspeisung von Solar- und Windstrom ohne ergänzende Maßnahmen wie Batteriespeicher berücksichtigt, wurden regional begrenzte Ausbaustufen definiert. Diese beschränken sich auf Teilbereiche des ursprünglich vollständig erfassten Gemeindegebietes und stellen somit potentielle Zwischenschritte in Ausbaustufen dar. Die Reduktion des Simulationsgebietes erfordert eine entsprechende Anpassung und Neuauslegung der Infrastruktur des Anergienetzes. Dies betrifft insbesondere die Leitungsführung, die Dimensionierung des Anergienetzes sowie die Auslegung des Geothermiefeldes, der Solarthermieranlagen und der verfügbaren industriellen Abwärmequellen. Parallel dazu muss das bereitgestellte Potenzial an erneuerbaren Energien auf das jeweils verkleinerte Anergienetz skaliert werden.

Die Reduktion des Simulationsgebietes erfordert eine entsprechende Anpassung und Neuauslegung der Infrastruktur des Anergienetzes. Dies betrifft insbesondere die Leitungsführung, die Dimensionierung des Anergienetzes sowie die Auslegung des Geothermiefeldes, der Solarthermieranlagen und der verfügbaren industriellen Abwärmequellen. Parallel dazu muss das bereitgestellte Potenzial an erneuerbaren Energien auf das jeweils verkleinerte Anergienetz skaliert werden.

Nach der manuellen Definition von sechs räumlichen Ausbaustufen „AB“ (1, 2, 3, 4, 1b und 4b) erfolgte die technisch notwendige Auslegung der Anlagenkomponenten mittels der Simulationssoftware nPro. Die resultierenden Kennzahlen, der Wärme- und Kältebedarf der angeschlossenen Gebäude in MWh/a, die Dimensionierung des Sondenfeldes (Geothermie) in kW, die Fläche der Solarthermie in m² sowie die Verfügbarkeit industrieller Abwärme (in Abhängigkeit davon, ob das Szenario das Industriegebiet umfasst), sind der Tabelle 3 zu entnehmen. Zur Validierung und zum Vergleich ist das Referenzszenario Konzept 2 ebenfalls in Tabelle 3 aufgeführt.

Tabelle 3: Wärme- und Kältebedarf sowie Anlagendimensionierung der sechs räumlich unterschiedlichen Ausbaustufen sowie des Referenzszenarios Abdeckung über die gesamte Gemeinde

Variante	Wärmebedarf	Kältebedarf	Geothermie	Solarthermie	Abwärme	Strombedarf	Photovoltaik	Windstrom
Einheit	MWh/a	MWh/a	kW	m ²	kW	MWh/a	kWp	kW
Referenz	12.789	3.717	3.500	10.000	306	14.863	10.000	4.000
AB1	501	143	389	464	-	470	392	157
AB2	1.428	230	710	1.772	-	1.266	1.117	447
AB3	2.242	519	1.080	2.654	-	2.259	1.753	701
AB4	3.546	1.525	1.844	1.894	306	11.444	7.70	3.080
AB1b	1.070	1.196	1.1410	-	-	8.881	5.975	2.390
AB4b	1.948	1.659	2.140	-	306	10.036	6.752	2.701

Das im Referenzszenario angenommene Potenzial zur Stromerzeugung aus Photovoltaik und Windenergie basiert auf einer großflächigen Betrachtung des gesamten Gemeindegebietes, welche sowohl Aufdach- als auch Freiflächenpotenziale explizit einschließt. Für die räumlich eingeschränkten Ausbaustufen (z. B. Ausbaustufe 1), die

lediglich einen Ausschnitt des Gemeindegebietes umfassen, ist eine direkte Übernahme dieses Potenzials nicht zielführend. Um eine sachgerechte energetische Bewertung zu gewährleisten, wurde das erneuerbare Erzeugungspotenzial entsprechend auf den jeweiligen Untersuchungsraum skaliert. Die Anpassung der Anlagenleistungen für PV und Windenergie erfolgt linear ausgehend vom Referenzszenario. Hierbei wird methodisch zwischen zwei Ausbautypen unterschieden:

- Ohne Industriebeteiligung: Die Skalierung der Erzeugungskapazitäten orientiert sich primär am Wärmebedarf des Anergienetzes der jeweiligen Ausbaustufe.
- Mit integriertem Industrieareal (Süden von Neutal): Hier erfolgt die Skalierung auf Basis des Strombedarfs des Gesamtsystems.

Diese differenzierte Vorgehensweise war notwendig, da der überproportional hohe Stromverbrauch des Industriegebietes bei einer rein wärmebedarfsbasierten Skalierung zu einer signifikanten Verzerrung der Aussagen über den energetischen Autarkiegrad führen würde. Durch die verbrauchsorientierte Skalierung wird sichergestellt, dass die Versorgungssituation in den kleineren Ausbaustufen konsistent und vergleichbar bleibt. Die daraus resultierenden Anlagengrößen für die PV- und Windkraftkapazitäten sind in der bereits genannten Tabelle 3 zusammengefasst. Die Basiswerte der linearen Skalierung sind innerhalb der Tabelle grau hinterlegt.

3.5 Bewertung der Methoden

Die im Projekt 5th Gen HG Neutal angewendeten Methoden haben sich im Wesentlichen bewährt und lieferten eine belastbare Grundlage für die Konzeptentwicklung, Simulation und Bewertung von Wärmenetzen der 5. Generation. Dennoch ergaben sich in einzelnen Projektphasen methodische Herausforderungen und praktische Einschränkungen, die nachfolgend reflektiert werden.

Datenerhebung

Die Kombination aus quantitativer Bürger:innenbefragung, Betriebsinterviews und direkter Datenbereitstellung durch Netzbetreiber und Bauträgern hat sich als geeignete Methodik zur Erfassung der heterogenen Ausgangssituation erwiesen. Insbesondere die Kooperation mit den LOI-Gebern ermöglichte eine detaillierte, auf Primärdaten basierende Modellierung der industriellen Energiebedarfe. Für die breite Masse der

privaten Haushalte und kleineren Betriebe musste jedoch auf typisierte Annahmen und Standardlastprofile zurückgegriffen werden, da keine ausreichende Datengrundlage vorhanden war. Ebenso konnten keine vollständigen Daten zum Stromnetz von Neutal erhoben werden, insbesondere industrielle Großabnehmer für Maßstäbe einer mittelständischen Gemeinde sind aus datenschutzrechtlichen Gründen nur einzeln zu erheben und nicht durch den Verteilnetzbetreiber in Erfahrung zu bringen gewesen. Die Bürger:innenbefragung wies eine Rücklaufquote auf, die auf eine selektive Stichprobe hindeutet: Die überproportionale Beteiligung von Haushalten mit Wärmepumpe (36 %) und PV-Anlage (nahezu 50 %) legt nahe, dass vorwiegend energieaffine Bürger:innen an der Umfrage teilnahmen, was die Repräsentativität der Ergebnisse einschränkt.

Simulation mittels nPro Energy

Die Simulationssoftware nPro Energy hat sich für die integrierte Modellierung des Quartiersenergiesystems auf Gebäudeebene bewährt. Die hohe räumliche und zeitliche Auflösung (Gebäudeebene, Stundenauflösung) ermöglichte eine differenzierte Bewertung energetischer und wirtschaftlicher Kennzahlen. Eine wesentliche methodische Vereinfachung war die Kupferplattenannahme für das Stromnetz: Netzengpässe, Spannungsbandverletzungen und räumlich differenzierte Verteilungswirkungen wurden nicht berücksichtigt. Ebenso wurde der gebäudeinterne Eigenverbrauch von PV-Anlagen hinter dem Zählpunkt nicht separat modelliert, sondern in der gemeindeweiten Bilanzierung abgebildet. Für repräsentative Einzelobjekte wurde allerdings der Einfluss dieses Aspektes auf die Ergebnisse bewertet.

Geothermische Standortbewertung

Die geothermische Potenzialabschätzung lieferte eine wertvolle erste Grundlage für die Dimensionierung des Erdwärmesondenfeldes. Gleichzeitig wurde deutlich, dass die verfügbaren Untergrundparameter (Wärmeleitfähigkeit, Untergrundtemperatur) auf Annahmen basieren und durch Probebohrungen mit Entzugsleistungstests (GRT) erst validiert werden müssen. Die berechneten Gesamtbohrtiefen von 591.300 bis 647.800 lfm sind daher als orientierende Vorabschätzung zu verstehen, die erhebliche Unsicherheiten beinhaltet.

Wirtschaftliche Bewertung

Die Methodik zur Berechnung der Wärme- und Kältegestehungskosten erwies sich als transparentes und nachvollziehbares Instrument zum Variantenvergleich. Ein wesentlicher Befund war, dass das Anergienetz unter den getroffenen Annahmen höhere spezifische Gestehungskosten aufweist als dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen. Dieser Befund ist jedoch stark von den gewählten Annahmen abhängig – insbesondere hinsichtlich Förderquoten, Zinssatz, Lebensdauer und nicht monetär bewerteten Systemvorteilen wie Versorgungsresilienz und Dekarbonisierungsbeitrag.

4 Ergebnisse

4.1 Zusammenfassung Bedarf und Potential

Die resultierenden jährlichen Energiebedarfe des Quartiers sind in Tabelle 4 zusammengefasst. Der Wärmebedarf wird überwiegend durch Raumwärme mit 10.796 MWh/a sowie Trinkwarmwasser mit 1.993 MWh/a geprägt. Zusätzlich besteht ein Bedarf an Prozesswärme über 100 °C von 7.655 MWh/a. Auf der Stromseite entfallen 3.351 MWh/a auf den Nutzerstrom sowie derzeit 107 MWh/a auf Elektromobilität; bei zukünftigem Ausbau steigt dieser Anteil auf 2.797 MWh/a. Der Kältebedarf setzt sich im Wesentlichen aus Raumkälte mit 3.708 MWh/a sowie einem geringen Anteil Prozesskälte von 106 MWh/a zusammen.

Tabelle 4: Jährlicher Energiebedarf im Projektgebiet (* direkt-elektrische Erzeugung)

Bedarfe in MWh/a	Strom	Wärme	Kälte
Raumwärme/-kälte	-	10.796	3.708
Trinkwarmwasser	-	1.993	-
Prozesswärme >100°C/Kälte	7.655*	7.655	106
Nutzerstrom	3.351	-	-
E-Mobilität aktuell/zukünftig	107/2.797	-	-

Die in Tabelle 5 dargestellten identifizierten Potenziale zeigen die im Projektgebiet berücksichtigten lokalen Energiequellen und deren angenommene Entwicklung für zukünftige Autarkieannahmen. Die Potenziale bilden damit die Grundlage für die simulationsbasierte Bewertung der zukünftigen Energieversorgung des Quartiers.

Tabelle 5: Identifizierte Potentiale im Projektgebiet

Potential	Referenz 2025	Zukünftig
Photovoltaik	4 MWp	10 bis 30 MWp
Wind (Annahme)	4 MW	8 MW
Solarthermie (Auslegung)	10.000 m ²	ident
Geothermie (Auslegung)	3.5 MW (65.280 lfm)	ident

4.2 Energiebilanz und Autarkie

Die Jahressimulation für das Konzept 1 verdeutlicht eine strukturelle Herausforderung des betrachteten Versorgungsgebiets in der Gemeinde Neutal: Der jährliche Wärmebedarf überwiegt den Kältebedarf bei Weitem. Aufgrund dieses stark asymmetrischen Lastprofils kommt es im reinen Anergienetzbetrieb zu einer kontinuierlichen Auskühlung des Sondenfeldes, da dem Erdreich systematisch mehr Wärme entzogen als im Sommer rückgespeist wird.

Damit wird die grundlegende regulatorische und ökologische Anforderung an ein nachhaltiges Geothermiefeld, ein über das Jahr hinweg ausgeglichener Energieeintrag (Kühlbetrieb) und Energieentzug (Heizbetrieb), nicht erfüllt. Ein langfristig stabiler und thermisch nachhaltiger Betrieb des Erdsondenfeldes ist unter diesen Bedingungen ausgeschlossen. Konzept 1 erweist sich somit als technisch und regulatorisch nicht umsetzbar.

Um den thermischen Kollaps des Sondenfeldes zu verhindern, ist eine aktive Regeneration zwingend erforderlich. Im Rahmen von Konzept 2 wird hierfür eine solarthermische Anlage integriert. Alternativ wäre zwar theoretisch auch der Einsatz eines Biomassekessels zur Regeneration denkbar, die Solarthermie erweist sich jedoch aus betriebstechnischer Sicht als optimal: Die benötigte Energie für die Sondenregeneration fällt auf einem sehr niedrigen Temperaturniveau von unter 30 °C an. Da für das Sondenfeld primär die jährliche Gesamtenergiebilanz entscheidend ist, kann die Solarthermie im Sommer hocheffizient betrieben werden. Dies spiegelt sich auch im guten spezifischen Jahresertrag von rund 580 kWh pro Quadratmeter Kollektorfläche und Jahr wider.

Bezüglich der Stromversorgung erreicht Konzept 2 unter den getroffenen Annahmen einen bilanziellen Autarkiegrad von 69 % (vgl. Tabelle 6). Die Stromdeckung verlagert sich dabei primär auf den PV-Bezug aus der EEG, da dieser tariflich günstiger ist als der

Windstrom aus der BEG. Die Simulation weist eine Eigenverbrauchsquote von 57 % innerhalb der regionalen EEG und 44 % innerhalb der BEG aus. Für die finale Umsetzung ist kritisch zu überprüfen, ob das exklusive Vorhalten des Windstroms für die Gemeinde Neutal innerhalb der BEG-Strukturen regulatorisch und vertraglich langfristig gesichert werden kann.

Zusätzlich zum Anergienetz-Szenario mit dezentralen Boosterwärmepumpen wurden ergänzend ein Vergleichsszenario ohne Anergie-Infrastruktur (Wegfall von Anergienetz, zentralem Sondenfeld und Solarthermieranlage) auf Basis von individuellen Wärmepumpen-Lösungen definiert. Für dieses Szenario werden pauschal dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen mit unterstützenden Heizstabbetrieb ab 0 °C Außenlufttemperatur je Gebäude definiert. Eine detaillierte technische Machbarkeitsanalyse für jedes einzelne Gebäude (hinsichtlich Lärmschutzes, realisierbarer elektrischer Anschlussleistung etc.) wird bewusst vernachlässigt, um eine reine makroökonomische Betrachtung zu erhalten. Alle anderen Rahmenbedingungen sind ident. Dieses Vergleichsszenario zeigt bei der Integration der erneuerbaren Energieträger eine identische bilanzielle Ökostrom-Zuweisung. Das Anergienetz bietet somit rein rechnerisch keinen zusätzlichen systemischen Vorteil hinsichtlich der Aufteilung oder Erhöhung des erneuerbaren Stromanteils über die Energiegemeinschaften.

Allerdings zeigt sich beim Vergleichsszenario ein geringfügiger elektrischer Mehrverbrauch (Gesamtbedarf von 15.090 MWh/a gegenüber 14.863 MWh/a bei Konzept 2). Obwohl beim Luft-Wärmepumpen-Szenario der Pumpstrom für das zentrale Anergienetz komplett entfällt, überwiegen die energetischen Nachteile der dezentralen Außenluft-Wärmepumpen. Aufgrund der schlechteren Effizienz (niedrigere COP-Werte bei kalten Außentemperaturen) und des notwendigen Heizstabbetriebs ab 0 °C steigt der Gesamtstrombedarf der Gemeinde geringfügig an.

Tabelle 6: Autarkie der umsetzungsnahen Konzepte für die Gemeinde Neutal

Bedarfsdeckung	Konzept 2 Anergie, Solar & Wind		Konzept 2, Vergleich LuftWP, Solar & Wind		Konzept 3 Konzept 2 + Batterie	
	MWh/a	Autarkie	MWh/a	Autarkie	MWh/a	Autarkie
PV-Strom	5.985	69 %	6.037	68 %	7.931	80 %
Windstrom	4.236		4.259		4.132	
Reststrom	4.642	31 %	4.794	32 %	3.033	20 %
Gesamtbedarf	14.863	100 %	15.090	100 %	15.096	100 %
Eigenverbrauch	-	-	-	-	-	-
PV-Strom	5.985	57 %	6.037	57 %	7.931	75 %
Windstrom	4.236	44 %	4.259	45 %	4.132	43 %

Durch die Ergänzung von elektrischen Batteriespeichern in Konzept 3 kann der bilanzielle Autarkiegrad der Gemeinde signifikant um rund 10 Prozentpunkte auf 80 % gesteigert werden. Die Dimensionierung des Speichersystems erfolgte nach wirtschaftlichen Kriterien und zielt auf einen Richtwert von ca. 300 Vollladungszyklen pro Jahr ab. Der Speicher ermöglicht es, die Nutzung des lokal erzeugten PV-Stroms deutlich zu optimieren: Die Eigenverbrauchsquote des PV-Stroms steigt von 57 % auf 75 %. Die Nutzung des Windstroms bleibt hingegen mit 43 % nahezu unverändert, da Windenergie systembedingt auch in den Nachtstunden direkt verbraucht wird und weniger zyklischen Tag-Nacht-Schwankungen unterliegt als die Photovoltaik. Durch die Speicher- und Wandlungsverluste erhöht sich der elektrische Gesamtbedarf des Systems minimal auf 15.096 MWh/a.

Das Konzept 4 widmet sich der technologischen Maximierung des regionalen Autarkiegrades unter veränderten, zukunftsorientierten Rahmenbedingungen. Da dieses Konzept ein E-Mobilitäts-Szenario mit einer umfangreichen, über das gesamte Gemeindegebiet verteilten Ladeinfrastruktur integriert, steigt der elektrische Gesamtbedarf an. Die Ergebnisse sind daher nicht direkt mit den absoluten Verbrauchswerten der Konzepte 1 bis 3 vergleichbar. Um die Bandbreite technologischer Pfade zur Erreichung einer theoretischen Vollautarkie aufzuzeigen, werden innerhalb von Konzept 4 vier unterschiedliche Teil-Szenarien analysiert (siehe Tabelle 7).

Tabelle 7: Ergebnisse der maximalen Autarkieszenarien in Konzept 4

Bedarfsdeckung Autarkie	Basisszenario ohne Speicher		Batteriespeicher ~100 Vollzyklen		H2 Infrastruktur		H2 Infrastruktur	
PV-Potential	10 MWp		10 MWp		10 MWp		30 MWp	
Wind-Potential	8 MW		8 MW		8 MW		8 MW	
	MWh/a		MWh/a		MWh/a		MWh/a	
PV-Strom	6.712	74 %	9.999	91 %	10.573	85 %	26.911	96 %
Windstrom	6.296		6.336		14.333		3.589	
Reststrom	4.544	26 %	1.657	9 %	4.502	15 %	1.289	4 %
Gesamtbedarf	17.552	100 %	17.992	100 %	29.408	100 %	31.789	100 %

Als Referenz dient ein Basisszenario, welches von erweiterten Ausbaupotenzialen der erneuerbaren Energieträger im Gemeindegebiet ausgeht: Die PV-Leistung wird auf 10 MWp und die Windkraftleistung auf 8 MW skaliert, wobei vorerst vollständig auf Speichertechnologien verzichtet wird. Trotz des durch die E-Mobilität erhöhten Gesamtbedarfs von 17.552 MWh/a ermöglicht diese Erhöhung der Erzeugungskapazitäten bereits einen bilanziellen Autarkiegrad von 74 %. Die verbleibende Residuallast von 26 % (4.544 MWh/a) muss über den Reststromversorger gedeckt werden.

Zur weiteren Reduktion des Reststrombezugs sieht das zweite Szenario einen für heutige Verhältnisse überdimensionierten elektrischen Batteriespeicher vor. Dem Modell liegt die Annahme zugrunde, dass durch sinkende Technologiekosten zukünftig auch ein Betrieb mit lediglich rund 100 Vollzyklen pro Jahr wirtschaftlich darstellbar ist. Durch diese Maßnahme lässt sich der regionale Autarkiegrad auf beachtliche 91 % steigern; der Reststrombedarf sinkt auf 9 % (1.657 MWh/a). Zur Einordnung dieser Konfiguration, die dafür notwendige Speicherkapazität entspricht nach aktuellem Stand der Technik einem Volumen von ca. zehn 30-Fuß-Batteriecontainern im Gemeindegebiet.

Als technologische Alternative zur Batterie wird weiters eine Wasserstoffstrategie zur saisonalen Energieverschiebung untersucht. Bei identischem Erzeugungspotenzial (10 MWp PV, 8 MW Wind) zeigt sich hierbei jedoch ein systemischer Nachteil: Der Gesamtstrombedarf des Systems schnellte aufgrund der hohen Umwandlungsverluste im Wasserstoffkreislauf (Power-to-Gas-to-Power) von ca. 17,6 GWh auf 29,4 GWh hoch. Der

Round-Trip-Wirkungsgrad der Kette aus Elektrolyseur, Speicherung und Brennstoffzelle ist dem des Batteriespeichers deutlich unterlegen. Infolgedessen sinkt auch der Autarkiegrad im Vergleich zur Batterielösung auf 85 % ab, während der Reststrombedarf absolut betrachtet wieder auf 4.502 MWh/a ansteigt. Ein interessanter Nebeneffekt dieses Szenarios ist, dass zur Bedarfsdeckung erstmalig mehr Windstrom (14.333 MWh/a) als PV-Strom (10.573 MWh/a) genutzt wird, da die kontinuierlichere Windeinspeisung im Winter den ineffizienten H₂-Kreislauf stützt.

Um trotz der systemischen Verluste der Wasserstoffkette die Zielsetzung einer theoretischen Vollautarkie zu erreichen, simuliert das letzte Szenario eine maximale Ausschöpfung aller relevanten PV-Flächenpotenziale der Gemeinde Neutal auf insgesamt 30 MWp. In Kombination mit der H₂-Infrastruktur kann der Autarkiegrad so auf 96 % maximiert werden, der Reststrombedarf fällt auf ein Minimum von 4 % (1.289 MWh/a). Durch die PV-Dominanz verschiebt sich der Fokus der Bedarfsdeckung wieder in Richtung Photovoltaik (26.911 MWh/a). Aufgrund dieser Überdimensionierung der Erzeugung wird der Wasserstoffspeicher jedoch kaum noch zyklisch beansprucht; die simulierten Vollastzyklen des H₂-Speichers sinken in diesem Szenario auf deutlich unter 10 Zyklen pro Jahr.

Ein zentrales Merkmal der untersuchten Szenarien in Neutal ist, dass ein direkter, simultaner Wärme- und Kälteausgleich zwischen den Gebäuden kaum genutzt werden kann. Der Kältebedarf ist nicht nur absolut betrachtet wesentlich niedriger als der Wärmebedarf, sondern zudem zeitlich stark entkoppelt. Dies wird durch den berechneten Bedarfsüberlappungskoeffizienten (Demand Overlap Coefficient, DOC) von gerade einmal 0,03 untermauert. Nur ein geringer Teil des Wärmebedarfs tritt somit zeitgleich mit einem Kühlbedarf auf. (Wirtz, Schreiber, & Müller, 2022) konnten zeigen, dass bidirektionale Niedertemperatur-Wärmenetze vor allem dann wirtschaftliche Vorteile gegenüber klassischen Systemen bieten, wenn der DOC über einem Schwellenwert von 0,45 liegt. Eine detaillierte Übersicht ausgewählte Konzepte findet sich in Anhang A.

4.3 Flexibilisierung des Gebäude-Wärmebedarfs

Die Simulationsstudie umfasst neben der Variation der Anlagentechnik auch die Analyse verbrauchsseitiger Lastverschiebung. Im Fokus steht dabei die zeitliche Verschiebung von Wärmelasten in Gebäuden. Diese Form der Flexibilisierung kann ergänzend oder alternativ zu dedizierten Speichertechnologien eingesetzt werden, um den Eigenversorgungsgrad

aus lokalen erneuerbaren Energieträgern, insbesondere PV- und Windstrom aus der EEG bzw. BEG, zu erhöhen.

Als Speichermedium werden dabei thermische Speicher innerhalb der Gebäude adressiert. Dazu zählen sowohl wassergeführte Speicher wie Heizungs-Pufferspeicher und Trinkwarmwasserboiler als auch thermisch aktivierte Speichermassen, etwa Fußbodenheizungen oder Betonkernaktivierung. Zusätzlich können passive Speichermassen, beispielsweise thermisch träge Wand- und Bauteilaufbauten, zur Lastverschiebung beitragen, da sie bei der Beheizung von Innenräumen ebenfalls Temperaturänderungen erfahren und dadurch Wärmeenergie speichern.

Für ein weiteres, ergänzendes Szenario zu Konzept 2 soll daher die Steigerung des Autarkiegrades durch Flexibilisierung des Gebäudewärmebedarfs untersucht werden, ohne zusätzliche, zentraler Speicherung von erneuerbarem Wind und PV-Energie wie im Konzept 3. Dazu wurden in einem ersten Schritt die zeitlich aufgelösten Wärmebedarfsprofile für Raumheizungs- und Trinkwasserbedarf für einen Großteil der Gebäude (~500) aus nPro exportiert und die Normheizleistung bei der Norm-Außentemperatur von -12,6 °C für jedes Gebäude bestimmt. Ausgehend von der festgestellten Heizlast wurde anschließend je Gebäude das Flexibilitätspotential mit einfachen Modell-Annahmen festgelegt, was im Wesentlichen zwei Kennzahlen bzw. Parameter umfasst:

1. Anteil der flexiblen Last bezogen auf die jeweilige Heizlast des Gebäudes

Da in Gebäuden in der Regel nicht die gesamte Wärmelast zeitlich verschoben werden kann, erfolgt eine Unterteilung in flexible und nicht flexible Lastanteile. Nur der flexible Anteil kann im Modell eine zeitliche Verschiebung erfahren, während der unflexible Anteil dem ursprünglich aus nPro exportierten Lastverlauf folgt. Hintergrund dieser Differenzierung ist, dass unterschiedliche Nutzungsbereiche und technische Systeme unterschiedliche Komfortanforderungen und Speicherpotenziale aufweisen. So können beispielsweise allgemeine Aufenthaltsräume innerhalb gewisser Temperaturbandbreiten betrieben werden, ohne wesentliche Komforteinbußen zu verursachen, während in Badezimmern meist höhere Komfortanforderungen bestehen und nur geringe Toleranzen für Temperaturabsenkungen vorhanden sind. Auch bei der Trinkwarmwasserbereitung wird häufig ein kleineres Hochtemperaturvolumen zur unmittelbaren Deckung von Zapfereignissen vorgehalten, während ein zusätzlicher Speicheranteil flexibel mit kostengünstiger bzw. erneuerbarer Energie beladen werden kann. Für die vorliegende

Studie wird konservativ angenommen, dass 10 % der Heizlast als flexibel verschiebbar gelten.

2. Gebäudespeicherkapazität definiert als Zeitdauer in Stunden

Zur Festlegung des gesamten thermischen Speicherpotenzials eines Gebäudes, bestehend aus Speicheranteilen der Trinkwarmwasser- und Raumwärmeanwendungen, wird ein Beschreibungsansatz aus dem Bereich netzgebundener elektrischer Großspeicher übernommen. Dabei wird die Speicherkapazität in Relation zur Lade- bzw. Entladeleistung gesetzt. Ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 1 MWh und einer Lade- bzw. Entladeleistung von 250 kW weist beispielsweise bei Vollast eine Lade- bzw. Entladedauer von 4 Stunden auf. Dieser Zusammenhang wird in der englischsprachigen Literatur als „Duration“ bezeichnet. Für die Abschätzung der gebäudeseitigen thermischen Speicherkapazität wird in der vorliegenden Studie für alle Gebäude im Gemeindegebiet eine Duration von 2 Stunden angesetzt. Dieser Wert ist als mittlere Annahme über den gesamten Gebäudebestand zu verstehen und beschreibt das Verhältnis zwischen flexibel verschiebbarer Heizlast und nutzbarem thermischem Speicherpotenzial. Befindet sich ein Gebäude am unteren Rand des thermisch akzeptablen Komfortbandes, kann dies vereinfacht als entleerter thermischer Speicher interpretiert werden. In diesem Zustand kann die flexible Heizlast für zwei Stunden zusätzlich aufgeprägt werden, bis das Gebäude den oberen Rand des Komfortbandes erreicht. Dies entspricht einem vollständig geladenen thermischen Speicher, bei dem sowohl die nutzbaren thermischen Speichermassen der Räume als auch die verfügbaren wassergeführten Speicher, etwa Heizungs- oder Trinkwarmwasserspeicher, beladen sind.

Die konservativen Annahmen mit 10 % flexibler Last und 2 Stunden Duration berücksichtigt, dass im betrachteten Gemeindegebiet nur ein begrenzter Anteil der Gebäude einen sanierten Zustand bzw. Neubaustandard mit hohem Dämmstandard und flächenbasierten Wärmeabgabesystemen aufweist. Solche Gebäude bieten grundsätzlich ein höheres Speicherpotenzial für Lastverschiebung, während unsanierte Gebäude mit geringer Dämmqualität und Hochtemperatur-Wärmeabgabesystemen nur ein eingeschränktes Flexibilitätspotenzial bereitstellen.

Neben der Definition des Flexibilitätspotenzials auf Gebäudeebene erfolgt die Ableitung einer allgemeinen Kostenkurve für den Strombezug in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit von Solar- und Windstrom aus der EEG bzw. BEG. Dazu werden die summierten erneuerbaren Erzeugungsprofile dem nicht flexiblen Strombedarf der gesamten Gemeinde gegenübergestellt. Dieser umfasst den gesamten Stromverbrauch ohne den Strombedarf

der Booster-Wärmepumpen. Die daraus resultierenden, bislang nicht genutzten Überschussleistungen aus PV- und Windstrom werden anschließend ins Verhältnis zur maximalen Spitzenlast des Stromprofils der Booster-Wärmepumpen gesetzt. Auf dieser Grundlage wird ein Strompreisprofil mit drei Preisniveaus abgeleitet: Bezug aus PV-Strom, Bezug aus Windstrom sowie Reststrombezug. Die Zuordnung der Preisniveaus erfolgt jeweils unter der Annahme des zeitgleichen Spitzenlastverbrauchs der Booster-Wärmepumpen.

Für alle aus nPro extrahierten Summenlastprofile der Raumheizung und Trinkwarmwasserbereitung wurde anschließend eine Optimierungsrechnung über den gesamten Jahresdatensatz durchgeführt. Die Optimierung erfolgte mit einem Optimierungshorizont von 48 Stunden, einer Optimierungsschrittweite von 24 Stunden sowie einer zeitlichen Auflösung von einer Stunde. Methodisch wurde eine lineare Optimierung mit dem Ziel der Minimierung der Betriebskosten der jeweiligen Booster-Wärmepumpe angewendet. Die daraus generierten flexibilisierten Lastprofile wurden anschließend wieder in nPro importiert und den jeweiligen Gebäuden als angepasste Wärmelastprofile zugewiesen. Auf dieser Grundlage wurde die Jahressimulation mit ansonsten unveränderten Randbedingungen erneut in nPro durchgeführt.

Im Vergleich zum Referenzszenario Konzept 2, dem Anergienetz ohne zentrale Energiespeicherung, konnte der Autarkiegrad durch die Flexibilisierung der Gebäudewärmelasten lediglich um einen Prozentpunkt von 69 % auf 70 % erhöht werden. Diese geringe Steigerung auf Gesamtsystemebene ist darauf zurückzuführen, dass die Booster-Wärmepumpen nur rund ein Viertel des gesamten Stromverbrauchs in Konzept 2 verursachen und ihr Einfluss auf die Gesamtbilanz der Gemeinde daher begrenzt ist. Zudem führt die konservative Annahme des verfügbaren Lastverschiebungspotenzials zu einer entsprechend geringen freien thermischen Speicherkapazität.

Trotz dieser Einschränkungen zeigt die isolierte Betrachtung der Booster-Wärmepumpen eine Reduktion des Reststrombezugs außerhalb von EEG und BEG um rund 6 %. Dabei ist zu berücksichtigen, dass durch die gemeinsame Optimierung von Raumwärme und Trinkwarmwasser für das summierte, optimierte Lastprofil die Vorlauftemperatur der Raumwärme auf die gesamte Wärmelast angewendet wird. Dadurch sinkt die mittlere Vorlauftemperatur geringfügig, was zu einer leichten Erhöhung der Jahresarbeitszahl führt. Ein Teil der beobachteten Reduktion des Strombezugs der Booster-Wärmepumpen ist daher nicht ausschließlich auf die zeitliche Lastverschiebung zurückzuführen, sondern auch auf diese methodische Vereinfachung, die eine geringfügige Effizienzsteigerung im

Wärmepumpenbetrieb bewirkt. Eine differenziertere Abbildung der getrennten Temperaturanforderungen von Raumwärme und Trinkwarmwasser war im Rahmen der vorliegenden Modellierung mit vertretbarem Aufwand nicht umsetzbar.

Um den reinen Effekt der Lastverschiebung dennoch bewerten zu können, wurde ergänzend eine Analyse der zeitlichen Verschiebung des thermischen Lastprofils durchgeführt. Dafür wurde analog zur Konstruktion des Strompreisprofils für die Optimierung die zeitliche Übereinstimmung zwischen überschüssiger erneuerbarer Stromerzeugung und thermischer Gebäudelast untersucht. Als Überschüsse wurden jene PV- und Windstrommengen betrachtet, die nach Deckung der unflexiblen Stromlasten der Gemeinde noch verfügbar sind. Verglichen wurden die thermischen Lastprofile im Standardbetrieb und mit den optimierten Wärmelastprofilen. Die Auswertung zeigt, dass durch die Lastverschiebung der Bezug aus der Reststromversorgung um rund 4 % reduziert werden kann. Gleichzeitig erhöht sich der Bezug aus der PV-EEG um rund 4 %, während der Bezug aus Windstrom in der Jahresbilanz weitgehend unverändert bleibt.

Dieses Ergebnis erscheint zunächst kontraintuitiv, da bei einem raumheizlastgeprägten Lastprofil insbesondere in den Wintermonaten eine verstärkte Nutzung von Windstromüberschüssen zu erwarten wäre. Eine mögliche Erklärung liegt in der preisgetriebenen Optimierungslogik. Da der Strombezug aus der PV-EEG günstiger bewertet wird als der Bezug aus der Wind-BEG und beide wiederum günstiger sind als die Reststromversorgung, priorisiert die Optimierung zunächst die Nutzung verfügbarer PV-Überschüsse. Aufgrund des konservativ angesetzten und damit begrenzten Flexibilitätspotenzials der Gebäude wird dieses Verschiebungspotenzial bereits weitgehend durch die zeitliche Anpassung an PV-Verfügbarkeit ausgeschöpft. Dadurch verbleibt nur ein geringer zusätzlicher Spielraum zur gezielten Nutzung von Windstromüberschüssen, obwohl diese saisonal grundsätzlich gut mit dem Heizlastprofil korrespondieren.

4.4 Wirtschaftliche Betrachtung auf Quartiersebene

Für die ökonomische Bewertung des geplanten Energieversorgungssystems wird eine Variantenanalyse durchgeführt, deren primärer Fokus auf der Ermittlung und dem Vergleich der Wärme- und Kältegestehungskosten (€/kWh) liegt. Diese Kennzahl erlaubt einen direkten Vergleich der wirtschaftlichen Effizienz unterschiedlicher technologischer

Ansätze über deren gesamten Lebenszyklus. Die jährlichen Gesamtkosten setzen sich additiv aus den folgenden Komponenten zusammen:

- Kapitalkosten (Abschreibung): Die jährliche Abschreibung wird auf Basis der Nettoinvestitionskosten, also unter expliziter Berücksichtigung anwendbarer Investitionsförderungen, über die jeweils erwartete technische Lebensdauer der einzelnen Anlagenkomponenten berechnet.
- Verzinsungskosten: Für die Bereitstellung des Kapitals wird ein kalkulatorischer Zinssatz (Kapitalkosten) von jährlich 5 % auf die gesamte Investitionssumme angewendet.
- Betriebs- und Wartungskosten: Für die Instandhaltung und den laufenden Betrieb der Anlagen werden spezifische jährliche Wartungskosten veranschlagt.
- Energiekosten (Stromkosten): Zu den anlagenspezifischen Kosten werden die Stromkosten addiert, die für den Betrieb des Anergienetzes (Pumpstrom) sowie für den Betrieb der dezentralen Booster-Wärmepumpen anfallen.
- Die Kostenbetrachtung fokussiert dabei auf das Anergienetz sowie die zugehörige Infrastruktur inkl. Geothermiefeld, Solarthermie, Wärmeübergabestationen und Booster- bzw. Luftwärmepumpen mit reversibler Betriebsoption (Heizen und Kühlen). Die Vergütung der Industrie-Abwärme wird vernachlässigt.
- Die spezifischen Wärme- und Kältegestehungskosten ergeben sich aus dem Verhältnis dieser jährlichen Gesamtkosten zur Summe der bereitgestellten Nutzenergie. Hierbei wird sowohl die bereitgestellte Niedertemperaturwärme (im Temperaturbereich von 30 °C bis 100 °C) als auch die bereitgestellte Kälte herangezogen.

Die wirtschaftliche Analyse erfolgt primär für das beschriebene Konzept 2 sowie zusätzlich für das Vergleichskonzept ohne Anergienetz mit individuellen Wärmepumpenlösungen je Gebäude. Beide Szenarien verstehen sich als technologische Extreme, bzw. "Edge Cases" und sollen die Bandbreite der wirtschaftlichen Auswirkungen aufzeigen. Die den Systemen zugrunde gelegten Investitionskosten, anzusetzenden technischen Lebensdauern und Wartungskosten sind in Tabelle 8 angeführt.

Tabelle 8: Annahmen der wirtschaftlichen Betrachtung, Daten aus (nPro Energy, 2025)

Infrastruktur	Investkosten in Mio. €	Invest- Förderung	Lebensdauer in a	Jähl. Wartung bezog. a. Invest.
Booster- Wärmepumpen	16,915	30 %	20	2,0 %
Wärmeübergabestationen	5,234	30 %	40	1,0 %
Anergienetz	7,883	30 %	40	1,0 %
Solarthermie	3,500	12 %	20	1,5 %
Geothermie	4,063	30 %	50	0,0 %
Luft-Wärmepumpen	17,314	30 %	20	2,0 %

Da der Stromverbrauch den wesentlichen Treiber der operativen Kosten darstellt, werden die Strombezugskosten differenziert modelliert. Die Preisfindung basiert auf dem regionalen Marktniveau des Jahres 2025 und beinhaltet neben den reinen Energiekosten auch die Netzkosten sowie alle anfallenden gesetzlichen Abgaben und Steuern.

Die Kostenanteile der Stromversorgung orientieren sich an den realen Versorgungsanteilen des gesamten Gemeindegebietes und berücksichtigen den integralen Stromkonsum der Gemeinde (nicht isoliert nur den Pump- und Booster-Wärmepumpenstrom). Es wird zwischen drei Bezugsquellen unterschieden:

- PV-Strom: Bezogen aus einer regionalen Erneuerbaren-Energie-Gemeinschaft (EEG).
- Windstrom: Bezogen aus einer Bürgerenergiegemeinschaft (BEG).
- Reststrom: Bezogen über einen fiktiven Reststromversorger zur Deckung der verbleibenden Residuallast des Gemeindegebietes.

Um den unterschiedlichen regulatorischen Rahmenbedingungen Rechnung zu tragen, erfolgt zudem eine getrennte Betrachtung nach Strombezug je Netzebene:

- Netzebene 5 (NE 5): Angesetzt für industrielle und gewerbliche Großkunden. Die Kostenangaben auf dieser Ebene erfolgen als Nettopreise (exkl. MwSt.).
- Netzebene 7 (NE 7): Angesetzt für sonstige Letztverbraucher wie Privathaushalte, gewerbliche Dienstleister und öffentliche Gebäude. Die Tarife werden hier als Bruttopreise (inkl. MwSt.) ausgewiesen.

Die Modellierung des Szenarios mit individuellen Luft-Wärmepumpen zeigt, dass durch die schlechtere Performance (niedrigere COP-Werte bei kalten Außentemperaturen) und dem damit einhergehenden, temporären Einsatz von elektrischen Heizstäben zur Kompensation der sinkenden Wärmeleistung erhebliche Lastspitzen entstehen. Über das gesamte Gemeindegebiet hinweg führt dies zu einer Erhöhung der elektrischen Anschlussleistung um ca. ein Drittel. Um den für dieses Szenario zwingend erforderlichen, Ausbau des lokalen

Stromnetzes volkswirtschaftlich und verursachergerecht abzubilden, werden die Netzkostenkomponenten innerhalb der Strombezugskosten für das individuelle Wärmepumpenszenario im Modell pauschal um ein Drittel erhöht. Eine vollständige Übersicht der angewendeten Strombezugskosten findet sich in Tabelle 9.

Tabelle 9: Strombezugskosten der untersuchten Konzepte

Strombezugskosten in €/kWh	Konzept 2 NE5	Konzept 2 NE7	Luft-WP NE 5	Luft-Wp NE 7
PV-Strom (EEG regional)	0,1305	0,1827	0,1339	0,2034
Windstrom (BEG)	0,1784	0,2347	0,1886	0,2634
Reststromversorger	0,1903	0,2653	0,2005	0,2940

Tabelle 10 zeigt als Ergebnis die spezifischen Wärme- und Kältegestehungskosten (€/kWh) für das integrierte Anergienetz (Konzept 2) sowie für das dezentrale Vergleichsszenario (individuelle Luft-Wasser-Wärmepumpen). Für das Konzept 2, welches die geothermischen Sondenfelder, das Niedertemperatur-Nahwärmenetz, die Solarthermie zur Regeneration und die dezentralen Booster-Wärmepumpen umfasst, ergeben sich spezifische Gesteungskosten von 0,1763 €/kWh netto für gewerbliche Großkunden auf der Netzebene 5 (NE 5). Für Letztverbraucher (Privathaushalte, öffentliche Gebäude etc.) auf der Netzebene 7 (NE 7) belaufen sich die Kosten auf 0,2252 €/kWh brutto. Demgegenüber steht das Vergleichsszenario mit individuellen Luft-Wasser-Wärmepumpen. Trotz des in der Betriebs- und Autarkiesimulation festgestellten höheren elektrischen Gesamtstromverbrauchs und der pauschalen Erhöhung der Netzkostenkomponente um ein Drittel (zur Abdeckung des lokalen Stromnetzausbaus) erweist sich diese dezentrale Lösung als wirtschaftlicher. Die Wärme- und Kältebereitstellung weist um rund ein Drittel niedrigere Kosten auf und verursacht Kosten von 0,1123 €/kWh netto auf NE 5 bzw. 0,1535 €/kWh brutto auf NE 7.

Tabelle 10: Wärme-/Kältegestehungskosten für Konzept 2 und Vergleichsszenario

Wärme-/Kälte- gestehungskosten	Konzept 2 (Anergienetz)	Vergleichsszenario (Luft-WP)
NE 5 €/kWh netto	0,1763	0,1123
NE 7 €/kWh brutto	0,2252	0,1535

Dass das technologisch hochentwickelte Anergienetz trotz besserer thermodynamischer Effizienz der Quellnutzung wirtschaftlich gegenüber der Luft-Wärmepumpe unterliegt, liegt an den spezifischen lokalen Rahmenbedingungen des Betrachtungsraumes in der

Gemeinde Neutal. Die potenziellen systemischen Vorteile des Anergiekonzeptes können aus folgenden Gründen nicht gehoben werden:

- Im Gemeindegebiet gibt es keine zeitliche Übereinstimmung von Wärme- und Kältebedarf. Der fundamentale Vorteil eines bidirektionalen Netzes, das direkte Verschieben von Abwärme eines zu kühlenden Gebäudes (z. B. Gewerbe) zu einem zu beheizenden Gebäude (z. B. Wohnbau), kommt dadurch faktisch nicht zum Tragen.
- Die industrielle und gewerbliche Abwärme im Industrie-Areal Neutal ist laut den Simulationsdaten nur in geringfügiger Menge verfügbar bzw. technisch und wirtschaftlich nur schwer und kostenintensiv zu erschließen.
- Als entscheidender Kostentreiber identifiziert die Variantenanalyse die initialen Investitionskosten für die Netzinfrastuktur (Anergienetz, Wärmeübergabestationen und Geothermiebohrungen belaufen sich zusammen auf knapp 17,2 Mio. € vor Förderung; vgl. Tabelle 8). Da es sich bei Neutal um einen tendenziell ländlich geprägten Raum handelt, resultieren die weitläufigen Rohrleitungswege in einer relativ niedrigen Anschlussdichte (Wärmeabnahme pro Meter Netzleitung). Die daraus resultierenden jährlichen Kapitalkosten (Abschreibung über 40 Jahre sowie die kalkulatorische Verzinsung von 5 % auf das gebundene Kapital) belasten die Gestehungskosten, sodass die operationalen Stromeinsparungen der effizienteren Booster-Wärmepumpen diesen Nachteil im Betrachtungszeitraum nicht kompensieren können.

Aus rein makroökonomischer Sicht stellt das Vergleichsszenario mit dezentralen Luft-Wärmepumpen unter den aktuellen Prämissen den wirtschaftlicheren Betriebsfall dar, wenngleich es das lokale Stromnetz durch Lastspitzen stärker beansprucht. Die Berechnung der Wärme- und Kältegestehungskosten findet sich in Anhang B.

4.5 Wirtschaftliche Betrachtung Einzelgebäude

Um die allgemeine wirtschaftliche Bewertung der Konzepte auf Gesamtsystemebene auf einzelne Teilnehmer herunterzubrechen, wurden für drei ausgewählte Einzelgebäude individuelle Berechnungen der Wärme- und Kältegestehungskosten durchgeführt. Die Berechnung basiert auf den Ergebnissen der Gesamtsimulation und ermöglicht eine gebäudespezifische Einordnung der wirtschaftlichen Auswirkungen einer Teilnahme am betrachteten Versorgungskonzept.

Als Referenzgebäude wurden drei ausgewählte Einzelobjekte betrachtet. Zwei davon repräsentieren für das Gemeindegebiet typische Einfamilienhäuser mit jeweils rund 200 m² Nutzfläche, unterscheiden sich jedoch hinsichtlich des energetischen Standards und der erforderlichen Vorlauftemperatur des Raumheizungssystems. Für ein saniertes bzw. neu errichtetes Gebäude wurde eine Vorlauftemperatur von 35 °C angesetzt, verbunden mit einem vergleichsweise niedrigen Heizenergiebedarf. Für ein unsaniertes Bestandsgebäude wurde hingegen eine Vorlauftemperatur von 65 °C angenommen, wodurch ein höherer Energiebedarf für die Gebäudebeheizung abgebildet wird. Als drittes Referenzgebäude wurde ein mehrgeschossiges Bürogebäude mit hohem Wärme- und Kältebedarf berücksichtigt; hierfür wurde eine Vorlauftemperatur von 55 °C ausgewählt. Eine Übersicht der ausgewählten Referenzgebäude und ihrer wesentlichen Kennwerte ist in Tabelle 11 dargestellt.

Die Methodik zur Berechnung der Wärme- und Kältegestehungskosten entspricht weitgehend der im vorangegangenen Kapitel beschriebenen wirtschaftlichen Betrachtung auf Gesamtsystemebene. Die gebäudespezifische Bewertung erfolgt dabei sowohl für das Anergienetz mit dezentralen Boosterwärmepumpen als auch für individuelle Wärmepumpenlösungen auf Basis von Luftwärmepumpen.

Abweichend von der Gesamtsystembetrachtung wird die Infrastruktur des Anergienetzes entsprechend der Anschlussleistung der jeweiligen Wärmeübergabestationen auf die Referenzgebäude aufgeteilt. Dadurch werden die anteiligen Investitionskosten gebäudespezifisch berücksichtigt. Laufende Anschlusskosten oder Zählergebühren, wie sie in konventionellen Wärmenetzen üblich sind, werden daher nicht zusätzlich angesetzt, sondern sind bereits über die Abschreibung der Infrastruktur abgebildet.

Die Nutzung gebäudeintegrierter Photovoltaik wird für jedes Referenzgebäude gesondert betrachtet. Während auf Gesamtsystemebene der erzeugte PV-Strom vollständig innerhalb der lokalen Erneuerbare-Energie-Gemeinschaft bilanziert wurde, werden auf Einzelgebäudeebene zwei Fälle unterschieden: eine Variante ohne eigene PV-Anlage sowie eine Variante mit gebäudeeigener PV-Anlage und Überschusseinspeisung. Für den aus der lokalen PV-Erzeugung gedeckten Stromanteil der Wärmepumpe wird angenommen, dass dieser dem in den Szenarien ermittelten Versorgungsrad von rund 40 % aus der PV EEG entspricht. Anstelle einer Vergütung innerhalb der PV EEG werden für den selbst genutzten PV-Strom Opportunitätskosten in Höhe von 0,0544 €/kWh angesetzt. Dieser Wert entspricht dem einspeisegewichteten Referenzmarktwert gemäß §

13 Erneuerbaren-Ausbau-Gesetz aus dem Jahr 2025 (OeMAG, 2026) für die in nPro definierte PV-Anlage der Gesamtsimulation.

Als fünftes Szenario wird ein klassischer Fernwärmeanschluss betrachtet. Dabei wird ausschließlich die Wärmebereitstellung berücksichtigt; eine Kältebereitstellung ist in diesem Szenario nicht enthalten. Für die Anschlusskosten werden 12.000 € je Wohngebäude sowie 110.000 € für das Bürogebäude angesetzt. Die Investitionskosten werden mit einer Investitionsförderung von 30 %, einer technischen Lebensdauer von 20 Jahren sowie jährlichen Wartungskosten in Höhe von 2,0 % der Investitionskosten berücksichtigt. Die Berechnung erfolgt unter Ansatz von Kapitalkosten von 5 %. Die Wärmebezugspreise aus der Fernwärme werden mit 0,1390 €/kWh für die Wohngebäude und 0,1112 €/kWh für das Bürogebäude definiert.

Tabelle 11: Wärme-/Kältegestehungskosten für ausgewählte Einzelgebäude

Referenzgebäude	Wärmebedarf	Kältebedarf	Gestehungskosten PV EEG im Anergienetz	Gestehungskosten Gebäude-PV im Anergienetz	Gestehungskosten PV EEG Luft-WP	Gestehungskosten Gebäude-PV Luft-WP	Kosten Fernwärme
Einheit	MWh/a	MWh/a	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh	€/kWh
Wohnen VL35	13,4	6,0	0,2696	0,2598	0,1921	0,1772	0,2616
Wohnen VL65	37,2	4,0	0,1839	0,1667	0,1367	0,1147	0,1848
Wohnen VL55	245,6	113,5	0,1619	0,1493	0,1132	0,0947	0,1742

Tabelle 11 zeigt die resultierenden Wärme- und Kältegestehungskosten der untersuchten Versorgungskonzepte unter den definierten Annahmen und Randbedingungen. Daraus lassen sich mehrere wesentliche Tendenzen ableiten.

- Die leitungsgebundenen Versorgungskonzepte Anergienetz und Fernwärme liegen auf Ebene der Einzelgebäude wirtschaftlich in einer ähnlichen Größenordnung. Dabei ist zu berücksichtigen, dass das Anergienetz zusätzlich die Möglichkeit der Kältebereitstellung umfasst, sofern das gebäudeseitige Wärmeabgabesystem bzw. die technische Gebäudeausrüstung entsprechend dafür ausgelegt ist.

- Die individuelle Wärmepumpenlösung mit lokaler Nutzung von Umweltenergie, beispielsweise über einen Luftwärmetauscher, weist hingegen um rund ein Drittel geringere Gestehungskosten auf und stellt für die betrachteten Referenzobjekte die wirtschaftlich vorteilhafteste Variante dar.
- Die Nutzung gebäudeeigener PV-Anlagen reduziert die Betriebskosten gegenüber der Teilnahme an einer lokalen PV-EEG um etwa 10 %. Dabei ist jedoch zu berücksichtigen, dass bereits die EEG- bzw. BEG-Teilnahme im Ausgangsszenario ohne eigene PV-Anlage zu reduzierten Strombezugskosten gegenüber einer vollständigen Versorgung ohne EEG-/BEG-Einbindung führt.

4.6 Vorstellung und Diskussion der Ergebnisse beim Stakeholder-Workshop

Am 20.01.2026 fand in Neutal ein Stakeholderworkshop statt, um die erarbeiteten Konzeptentwürfe vorzustellen und Feedback dazu einzuholen. Die entwickelten Szenarien sollten aus der Sichtweise einer möglichst heterogenen Gruppe betrachtet werden und die Ergebnisse in die Weiterentwicklung der Konzepte einfließen. Als Zielgruppe galten die in Neutal ansässigen Unternehmen, Bürger:innen, Gemeindevertreter:innen inklusive Umweltausschuss, Siedlungsgenossenschaften sowie Stromversorger.

Die Einladung zum Workshop erfolgte über mehrere Kanäle. Mit Unterstützung der Gemeinde wurden potenzielle Teilnehmer:innen per Mail persönlich kontaktiert. Zusätzlich informierte ein öffentlicher Aushang sowie eine Information auf der Homepage der Gemeinde die Neutaler Bürger:innen sowie weitere interessierte Zielgruppen über den Workshop. Anmeldungen erfolgten entweder direkt über Mail oder im Gemeindeamt.

24 Personen folgten der Einladung zum Stakeholderworkshop. Alle Zielgruppen konnten erreicht werden, zwischen Privatpersonen und Vertreter:innen von Unternehmen bestand zudem ein ausgewogenes Verhältnis.

Nach einer kurzen Einführung in das Projekt und der Zielsetzung des Workshops wurden die bisherigen Ergebnisse der Ausarbeitung vorgestellt. Im Zentrum stand hierbei die Vorstellung der entwickelten Konzepte. Nach jeder Präsentation eines möglichen Szenarios wurde Feedback von den Teilnehmer:innen eingeholt. Nach der Klärung offener Fragen zum jeweiligen Szenario, erfolgte per Ampelsystem eine Bewertung desselben hinsichtlich der persönlichen Bereitschaft daran teilzunehmen, vgl. Abbildung 8. In der

anschließenden Diskussion konnten die Workshopteilnehmenden persönliche Perspektiven als auch zusätzliche Ideen zu dem vorgestellten Szenario einbringen.

Abbildung 8: Bewertung eines Szenarios



Die rege Beteiligung wies auf ein hohes Interesse an der Thematik hin. Die Bewertung der vorgestellten Szenarien sowie die anschließende Diskussion zeigten einerseits die grundsätzliche Offenheit und Bereitschaft der Teilnehmenden sich an den Szenarien zu beteiligen, andererseits aber auch die Schwierigkeit, die Auswirkungen der Szenarien auf jede/n Einzelnen einzuschätzen. Eine Begründung für Letzteres wurde in der Zukunftsausgerichtetheit mancher Szenarien, insbesondere des Autarkieszenarios, sowie der Vielfalt der Gestaltungsmöglichkeiten gesehen.

Das Basisszenario mit seinen verschiedenen Varianten wurde generell positiv bewertet. Bei der Variante „Solarthermie“ betonten die Teilnehmenden die Relevanz der Bürgerbeteiligung und laufenden Information. Auch die Aspekte Primärenergie und Sanierung spielen hier eine Rolle. Bei der Variante „Solar & Windstrom“ wurde die Schwierigkeit des Zugangs zu Windrädern diskutiert. Hinsichtlich des Ausbaus von Energiegemeinschaften seien Produktanalysen und Tarifgestaltungen mitzubedenken. Die Variante „Batteriespeicher“ wurde generell positiv aufgenommen. Für das Autarkieszenario könne die Nutzung der Elektromobilität als zusätzlichen Speicher in Erwägung gezogen werden. Zudem wurde hier hervorgehoben,

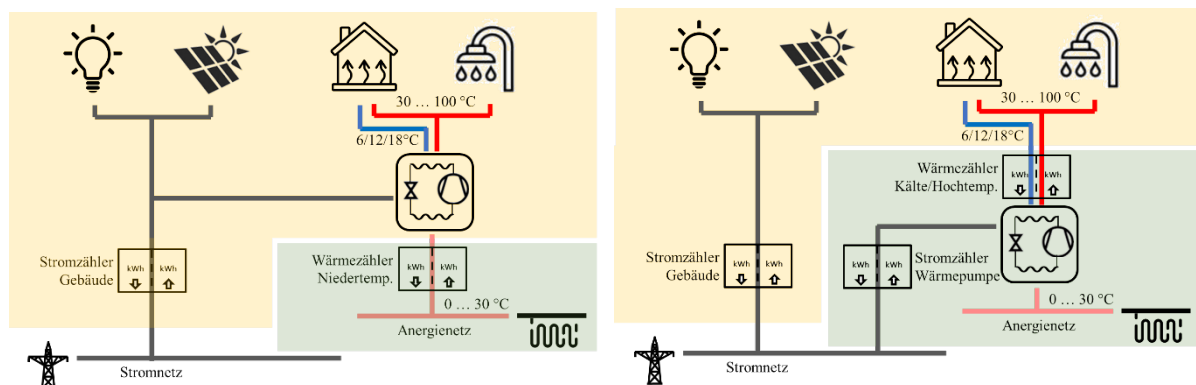
dass die Schaffung geeigneter politischer Rahmenbedingungen eine Voraussetzung für die Umsetzung darstellt.

Die Ergebnisse des Stakeholderworkshops verdeutlichen, dass die Bewertung eines Wärmenetzes der 5. Generation nicht ausschließlich über technische Kennzahlen erfolgen kann. Vielmehr müssen die Wirkungen einzelner Varianten für unterschiedliche Nutzer:innengruppen nachvollziehbar und verständlich aufbereitet werden. Gerade bei komplexen Systemen mit Geothermie, Booster-Wärmepumpen, PV, Windstrom, Abwärme, Speichern und möglichen Flexibilitätsmechanismen ist eine rein technische Darstellung für viele Stakeholder nur eingeschränkt zugänglich.

4.7 IKT-Konzept

Für die Verrechnung bzw. Abrechnung der bereitgestellten Wärme- und Kälteenergie aus dem Anergienetz gegenüber den Gebäudebetreibern (Privatpersonen, Gewerbe, Industrie, Gemeinde usw.) sind unterschiedliche Modelle denkbar. In der Abbildung 9 sind exemplarisch zwei Varianten dargestellt.

Abbildung 9: Schematische Varianten zur Verrechnung des Wärme- und Kälteenergieaustauschs zwischen Anergienetz und Gebäuden



Variante A (links) erfasst und verrechnet den Energieaustausch auf dem Niedertemperaturniveau vor bzw. auf der Netzseite der Booster-Wärmepumpe. Abgerechnet werden somit Niedertemperatur-Entzug und -Einspeisung in das Anergienetz. Die elektrische Energieversorgung der Booster-Wärmepumpe erfolgt „behind the meter“ über die gebäudeeigene Stromversorgung; die Strombeschaffung und -kosten liegen damit beim Gebäudebetreiber. Eine optionale Eigenstromversorgung, etwa durch

eine gebäudenähe Photovoltaikanlage, kann ohne zusätzliche Umwege direkt als Eigenverbrauch genutzt werden. Dadurch entsteht für den Gebäudebetreiber ein unmittelbarer ökonomischer Anreiz für einen flexiblen bzw. lastverschiebenden Betrieb der Wärmepumpe, da Einsparungen (z. B. durch tarif- oder netzdienliche Betriebsweise) direkt wirksam werden.

Hinsichtlich der Eigentums- und Verantwortungsgrenzen entspricht Variante A weitgehend etablierten Strukturen aus dem Bereich der klassischen Fernwärme und typischen Betriebsszenarien der Wärmepumpen. Die Booster-Wärmepumpe befindet sich im Verantwortungsbereich des Gebäudebetreibers, während im Bereich des Anergienetzbetreibers typischerweise die Übergabestation bzw., bei Betrieb ohne Systemtrennung, zumindest die Messung mittels Wärmemengenzähler verortet ist. Investition und Wartung der Booster-Wärmepumpe liegen damit, analog zu konventionellen gebäudeseitigen Wärmepumpensystemen, beim Gebäudebetreiber. Unterstützend können Empfehlungen zur Gerätauswahl (z. B. Auswahlhilfen) sowie eine gemeinschaftliche Beschaffung der Boosterwärmepumpe durch den Anergienetzbetreiber vorgesehen werden. Ein Weiterverkauf an Gebäudebetreiber ist dabei grundsätzlich möglich.

Variante B (rechts) ordnet die Booster-Wärmepumpe dem Eigentum des Anergienetzbetreibers zu und entspricht damit eher einem Wärme-/Kälte-Contracting-Ansatz. Die Abrechnung erfolgt über einen Kälte- bzw. Hochtemperatur-Wärmezähler nach der Booster-Wärmepumpe. Die Stromaufnahme der Wärmepumpe wird über einen eigenen Zählpunkt (EVU-Stromzähler) erfasst und dem Anergienetzbetreiber verrechnet, der Zähler befindet sich jedoch innerhalb des Gebäudes (vergleichbar mit einem separaten Zähler etwa für Nachtstrom oder einem klassischen Wärmepumpentarif). Ein direkter PV-Eigenverbrauch „behind the meter“ ist in dieser Konfiguration typischerweise nicht möglich, da die Wärmepumpe als eigener Stromkreis geführt wird. Zwar kann Eigenverbrauch über Modelle wie gemeinschaftliche Erzeugungsanlagen grundsätzlich realisiert werden, jedoch kann dies die Teilnahme an lokalen bzw. regionalen Energiegemeinschaften einschränken (Problematik der Teilnahmefaktoren). Zusätzlich verursachen der weitere Zählpunkt und dessen Fixkosten (Betrieb, Messentgelte, Abrechnung) Mehraufwände, die über eine Weiterverrechnung an Gebäudebetreiber den Wärmepreis tendenziell erhöhen. Zudem entsteht in dieser Variante keine unmittelbare Anreizwirkung für den Anergienetzbetreiber, die Booster-Wärmepumpe flexibel zu betreiben, da Einsparungen oder Optimierungen nicht direkt bei demjenigen wirken, der den Betrieb verantwortet.

Darüber hinaus sind Mischvarianten möglich, etwa durch Kombination eines Kälte-/Hochtemperatur-Wärmezählers mit einem Subzähler zur Erfassung der „behind the meter“ aufgenommenen elektrischen Energie der Booster-Wärmepumpe und einer Vergütung bzw. Gegenverrechnung dieses Strombezugs durch den Anergienetzbetreiber an den Gebäudebetreiber. Dies kann zwar die Abrechnung auf der Stromseite vereinfachen, erfordert jedoch weiterhin einen zusätzlichen, verrechnungsrelevanten Stromzähler inklusive laufendem Betrieb und Abrechnung und etabliert damit faktisch ein Parallelsystem zum bestehenden EVU-Abrechnungssystem. Auch hier ergibt sich keine klare Anreizwirkung für einen flexiblen Betrieb aus Sicht des Anergienetzbetreibers.

Insgesamt wird daher Variante A präferiert. Sie ermöglicht eine kosteneffiziente Abrechnung bei bewährten Eigentums- und Verantwortungsstrukturen und schafft zugleich einen direkten Anreiz zur Lastverschiebung über den Betrieb der Booster-Wärmepumpe. Die Ansteuerung und Beeinflussung der Wärmepumpe liegt zwar in der Verantwortung der Gebäudeeigentümer, jedoch kann hierfür ein unterstützender Energiemanagementdienst als Software-as-a-Service durch den Anergienetzbetreiber bereitgestellt werden, alternativ auch durch eine dritte Partei als optionaler Service für Gebäude. Damit wird eine klare Trennung zwischen der Verrechnung der Anergienutzung und dem Energiemanagement (EMS) erreicht.

Vor diesem Hintergrund wird das IKT-Konzept, das als Tabellenwerk in Anhang D dargestellt ist, mehrstufig ausgelegt. Die Basisanforderung bildet eine elektrische und thermische Zählinfrastruktur einschließlich Datenerfassung, Datenübertragung und Datenmanagement zur Abrechnung der Anergienutzung innerhalb der Gebäude. Darauf aufbauend kann ein Energiemanagement-Service als zusätzliche Funktionsebene implementiert werden, der eine gezielte und flexible Ansteuerung der dezentralen Booster-Wärmepumpen ermöglicht. Hierfür sind insbesondere Schnittstellen zur Gebäudeautomation und/oder zur Wärmepumpe sowie Prognosemodelle für erneuerbare Erzeugung, interne Lasten und Wetterdaten erforderlich. Auf dieser Grundlage können preis- bzw. verfügbarkeitsbasierte Vorhersagen für erneuerbare Stromerzeugung aus EEG, BEG sowie gebäudeintegrierten PV-Anlagen abgeleitet werden. Als letzte Ausbaustufe ist eine Erweiterung der Messdateninfrastruktur um energiegemeinschaftsübergreifende Live-Daten vorgesehen. Diese ermöglicht eine optimierte Betriebsführung zentraler Speicherlösungen sowie die Bereitstellung erweiterter Flexibilitätsdienstleistungen im Hinblick auf Netz- und Systemdienlichkeit.

Ergänzend zur Abrechnung der Energienutzung und zum optionalen Energiemanagement-Service sollte das IKT-Konzept um eine nutzer:innenorientierte Visualisierungsebene erweitert werden. Diese Visualisierungsebene dient nicht primär der technischen Regelung, sondern der Förderung von Energy Literacy und Akzeptanz. Ziel ist es, den Mitgliedern des 5GenHG jene Informationen bereitzustellen, die erforderlich sind, um den eigenen Verbrauch, mögliche Flexibilitäten und die Wirkung des eigenen Verhaltens auf das Gesamtsystem nachvollziehen zu können,

Ein Energy-Literacy-Dashboard sollte dafür unterschiedliche Informationsniveaus abbilden. Auf individueller Ebene können aktueller Wärme- bzw. Kältebezug, Strombedarf der Booster-Wärmepumpe, Kostenentwicklung, Komfortstatus und Eigenstromnutzung dargestellt werden. Auf Systemebene können Informationen zu lokaler erneuerbarer Erzeugung, gemeinschaftlicher Nutzung von PV- und Windstrom, Netzlast, Lastspitzen und Flexibilitätsbedarf ergänzt werden. Zusätzlich kann eine Handlungsebene integriert werden, etwa durch Hinweise auf günstige Betriebszeiten, Empfehlungen zur Temperaturbandbreite oder die Darstellung eines Flexibilitätsbonus.

Die beschriebenen Anforderungen an ein nutzer:innenorientiertes Energy-Literacy-Dashboard lassen sich in einer beispielhaften Visualisierung konkretisieren. Dabei müssen zentrale Informationen für Mitglieder eines Wärmenetzes der 5. Generation in einer übersichtlichen Dashboard-Struktur aufbereitet werden können. Dargestellt sind dabei sowohl individuelle Kennzahlen wie aktueller Wärmebezug, Komfortstatus, Peak-Beitrag, Flexibilitätsbeitrag sowie Kosten- und CO₂-Wirkung als auch systembezogene Informationen, etwa zum Netzzustand, zu empfohlenen Zeitfenstern oder zur Nutzung lokaler erneuerbarer Energie. Ergänzt wird dies um eine Handlungsebene mit konkreten Empfehlungen und Tarifinformationen. Die Abbildung verdeutlicht damit, wie technische Daten in verständliche, handlungsorientierte Informationen übersetzt werden können, um Energy Literacy, Transparenz und die aktive Teilnahme der Wärmenetzmitglieder zu fördern.

Für Betreiber:innen kann parallel ein technisches Cockpit vorgesehen werden, das Netztemperaturen, Rücklauftemperaturen, Lastspitzen, Anlagenzustände, Fehlermeldungen und Prognosen zusammenführt. Damit entsteht eine klare Trennung zwischen Betreiberinformation und Mitgliederinformation. Während das Betreiber-Cockpit den sicheren und effizienten Netzbetrieb unterstützt, dient das Mitglieder-Dashboard der Transparenz, Motivation und Beteiligung. Praxisnahe Ansätze wie „Smarte Wärme“ zeigen, dass eine modulare Kombination aus Assetmanagement, Netzanalyse,

Prognose, Netzoptimierung und Cockpit-Funktionalitäten grundsätzlich geeignet ist, um komplexe Wärmenetze datenbasiert zu betreiben.

Die Kombination aus Energiemanagement-Service und Energy-Literacy-Dashboard ermöglicht damit eine zweifache Wirkung: Einerseits kann die technische Flexibilität von Booster-Wärmepumpen, Speichern und Gebäudemassen besser genutzt werden. Andererseits erhalten Nutzer:innen nachvollziehbare Informationen darüber, warum bestimmte Betriebsweisen sinnvoll sind und welchen Beitrag sie selbst zur Reduktion von Lastspitzen, zur Nutzung lokaler erneuerbarer Energie und zur Stabilisierung des Gesamtsystems leisten können.

4.8 Analyse der Ausbaustufen

Die Ausbaustufen gemäß der Umsetzungsroadmap (vgl. Kapitel 3.4) wurden analog zu den Konzepten auf Basis von Konzept 2 schrittweise simuliert. Zur Validierung der angewandten Skalierungsmethodik wurden die Autarkiegrade als Ergebnis der Jahressimulationen in nPro in Tabelle 12 gegenübergestellt. Die Analyse zeigt über das gesamte Referenzszenario sowie alle untersuchten Ausbaustufen hinweg einen stabilen Autarkiegrad von ca. 70 % (± 3 %). Diese Konstanz bestätigt, dass die gewählte Skalierung der erneuerbaren Kapazitäten als repräsentativ eingestuft werden kann. Eine besondere Validitätsgrundlage bildet hierbei der Umstand, dass das Verhältnis zwischen installierter Photovoltaik- und Windkraftleistung in jedem Ausbauszenario exakt dem des Referenzszenarios entspricht, wodurch Vergleichsverzerrungen innerhalb der Simulationsreihe minimiert werden.

Tabelle 12: Autarkiegrade der Ausbaustufen und des Referenzszenarios

Variante	Autarkiegrad
Referenz (v231)	68,8 %
Ausbaustufe 1	73,2 %
Ausbaustufe 2	70,5 %
Ausbaustufe 3	69,1 %
Ausbaustufe 4	68,9 %
Ausbaustufe 1b	66,7 %

Variante	Autarkiegrad
Ausbaustufe 4b	68,2 %

Ergänzend zur technisch-energetischen Analyse erfolgt eine Beurteilung der wirtschaftlichen Aspekte der sechs Ausbauvarianten. Diese werden anhand repräsentativer Wärme- und Kältegestehungskosten dargestellt. Dabei wird zwischen Verbraucher mit Anschluss an Netzebene 5, dargestellt als Netto-Preise und repräsentativ für den industriellen Sektor, sowie Verbraucher auf Netzebene 7, dargestellt als Brutto-Preise und repräsentativ für private, kommunale und kleingewerbliche Verbraucher, unterschieden. Die den Berechnungen zugrunde liegenden Randbedingungen und Annahmen zur Bestimmung der spezifischen Wärme- und Kältepreise werden für jede Ausbaustufe detailliert im Anhang in Tabelle 14 bis Tabelle 19 aufgelistet. Tabelle 13 gibt einen Überblick über die Ergebnisse dieser Analyse und vergleicht die kombinierten Wärme- und Kältegestehungskosten aller sechs Varianten mit jenen des Referenzszenarios, das das gesamte Gemeindegebiet Neutal umfasst.

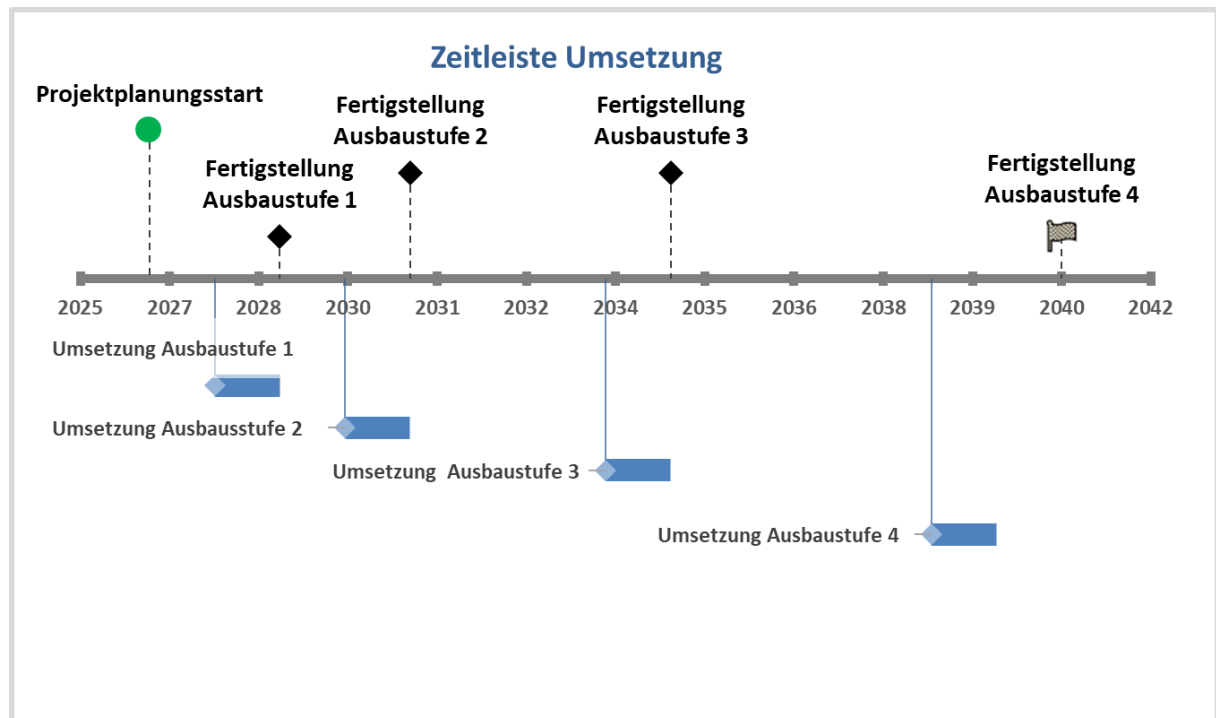
Tabelle 13 Zusammenfassung der Wärme-/Kältegestehungskosten aller Ausbauvariante

Variante	Netzebene 5 in €/kWh	NE 7 in €/kWh
Referenz (v231)	0,1763	0,2252
Ausbaustufe 1	0,1301	0,1679
Ausbaustufe 2	0,1635	0,2091
Ausbaustufe 3	0,1643	0,2101
Ausbaustufe 4	0,1417	0,1827
Ausbaustufe 1b	0,0965	0,1270
Ausbaustufe 4b	0,1068	0,1398

Abbildung 10 zeigt einen möglichen Zeitplan der Umsetzung der einzelnen Ausbaustufen des Anergienetzes dar. Aus der Erfahrung im Bereich Fernwärmeplanung und Umsetzung von Fernwärmeprojekten kann der Terminplan als ein realistisches Umsetzungsszenario, mit entsprechenden Unsicherheiten im Bereich der Ausführung und Planung als auch im Bereich der tatsächlichen Anschlussbereitschaft der entsprechenden Objektbetreiber, betrachtet werden.

In der Realität kann es auch dazu kommen, dass entsprechende Ausbaustufen zeitlich nach vor oder nach hinten verschoben werden müssen bzw. können.

Abbildung 10: Umsetzungszeitplanung



4.9 Beitrag zum Schwerpunkt Klimaneutrale Stadt

Der Wärmesektor stellt in Österreich nach wie vor einen der größten Hebel zur Erreichung der Klimaneutralität dar: Während der Stromsektor bereits zu 75 % auf erneuerbaren Quellen basiert, werden im Bereich der Raumwärme und Warmwasserbereitung noch immer rund 65 % des Endenergiebedarfs durch fossile Energieträger gedeckt. Das Sondierungsprojekt 5th Gen Heating Grid zeigt am Beispiel der Gemeinde Neutal, dass durch die Kombination eines Wärmenetzes der 5. Generation mit geothermischer Grundversorgung, solarthermischer Regeneration und der Integration erneuerbarer Stromquellen über Energiegemeinschaftsmodelle eine nahezu vollständige Dekarbonisierung der Wärme- und Kälteversorgung auf Quartiersebene technisch realisierbar ist.

Der Schwerpunkt „Klimaneutrale Stadt“ fordert von den geförderten Projekten ausdrücklich einen gesamtheitlichen Ansatz im Sinne einer integrierten Planung unter Berücksichtigung aller relevanten Bereiche wie Energieerzeugung, -speicherung und -verteilung, gebaute Infrastruktur, Mobilität und Digitalisierung. Diesem Anspruch trägt das Projekt 5th Gen HG Neutal durch die Verknüpfung mehrerer Sektoren und Themenfelder Rechnung: Die Wärme- und Kälteversorgung wird mit der lokalen und regionalen erneuerbaren Stromerzeugung (PV, Wind) über Energiegemeinschaftsmodelle (EEG, BEG) verknüpft, Demand-Side-Flexibility-Potenziale auf Gebäudeebene werden quantifiziert und bewertet, und ein IKT-Grobkonzept für die datengestützte Betriebsführung sowie die nutzer:innenorientierte Kommunikation wurde entwickelt. Darüber hinaus berücksichtigt das Projekt explizit die Rolle der E-Mobilität als zukünftigen Lastfaktor und möglichen Flexibilitätsbeitrag im Gesamtsystem.

Ein zentrales Anliegen des Schwerpunkts ist es, Projektergebnisse zu skalieren, zu multiplizieren und „Von der Forschung in die Umsetzung“ zu begleiten. Das Projekt 5th Gen HG Neutal adressiert dieses Ziel explizit, indem die entwickelten Methoden, Simulationsmodelle und Bewertungsansätze so konzipiert wurden, dass sie über das Projektgebiet Neutal hinaus auf vergleichbare Gemeinden im ländlichen und kleinstädtischen Raum übertragbar sind. Die Gemeinde Neutal mit ihrer heterogenen Nutzungsstruktur aus Einfamilienhäusern, mehrgeschossigem Wohnbau, öffentlichen Einrichtungen, Gewerbe und Industrie stellt dabei einen repräsentativen Anwendungsfall für eine Vielzahl österreichischer Gemeinden dar. Die im Projekt entwickelten Ausbaustufen und die praxisorientierte Umsetzungsroadmap bieten einen konkreten Übertragungsrahmen für kommunale Planungsträger, Netzbetreiber und Energiedienstleister.

Der Schwerpunkt legt besonderen Wert auf die Einbindung von Stakeholdern und die Erhöhung der Akzeptanz für neue Energietechnologien in der Bevölkerung. Das Projekt 5th Gen HG Neutal verankert die Stakeholdereinbindung als integralen Bestandteil aller Projektphasen: von der partizipativen Datenerhebung und der quantitativen Bürger:innenbefragung in AP2 bis hin zum Stakeholderworkshop mit 24 Teilnehmer:innen aus allen relevanten Akteursgruppen und der bilateralen Einbindung einzelner Akteursgruppen in der Datenerhebungsphase.

5 Schlussfolgerungen

Das Projekt 5th Gen HG Neutal hat dem Projektteam eine Reihe wesentlicher fachlicher Erkenntnisse geliefert, die über die konkrete Anwendung in der Gemeinde Neutal hinausweisen. Zentral ist die Erkenntnis, dass die technische Machbarkeit eines Wärmenetzes der 5. Generation in einer ländlich geprägten Gemeinde mit heterogener Nutzungsstruktur grundsätzlich gegeben ist – dass jedoch die wirtschaftliche Attraktivität maßgeblich von der Anschlussdichte und der zeitlichen Übereinstimmung von Wärme- und Kältebedarf abhängt. Der berechnete Bedarfsüberlappungskoeffizient (Demand Overlap Coefficient, DOC) von lediglich 0,03 verdeutlicht, dass der fundamentale Vorteil bidirektionaler Wärmenetze – der simultane Ausgleich von Wärme- und Kältebedarf – im ländlichen Kontext nur eingeschränkt nutzbar ist. Dies ist eine wichtige Planungsgrundlage, die bei zukünftigen Projekten bereits in der frühen Konzeptphase berücksichtigt werden sollte.

Darüber hinaus zeigte sich, dass die geothermische Grundversorgung in Kombination mit solarthermischer Regeneration eine technisch robuste und ökologisch nachhaltige Lösung darstellt, deren langfristige Betriebsstabilität jedoch von einer ausreichenden thermischen Bilanzierung des Erdsondenfeldes abhängt.

Auf Konzeptebene lässt sich feststellen, dass sich die technische Eignung und Umsetzungsnähe der Varianten deutlich unterscheiden. Konzept 1 ist aufgrund der rein thermischen Betrachtung und der daraus resultierenden begrenzten saisonalen Robustheit nicht als nachhaltig tragfähige Lösung für das untersuchte Quartier einzustufen.

Konzept 2 stellt demgegenüber ein umsetzungsnahes Anergienetz dar, das lokale Wärmequellen, dezentrale Booster-Wärmepumpen und die vorhandenen Bedarfsstrukturen in ein konsistentes Versorgungssystem überführt. Damit bildet es die zentrale Referenz für eine realistische Weiterentwicklung des 5GenHG-Ansatzes in Neutal.

Konzept 3 erweitert diesen Ansatz um elektrische Speicher und zeigt, dass durch die Batterieintegration ein deutlicher Autarkiegewinn erzielt werden kann. Konzept 4 beschreibt schließlich ein theoretisches Maximierungsszenario, das die technisch er-

reichbaren Potenziale sichtbar macht, zugleich aber mit höheren Anforderungen an Investition, Betrieb und Systemintegration verbunden ist.

Die untersuchte Gebäudeflexibilität kann Lastspitzen reduzieren und den Betrieb der Booster-Wärmepumpen unterstützen, ihr Gesamteffekt bleibt unter den gewählten Annahmen jedoch begrenzt. Für die praktische Umsetzung sind daher neben der thermischen Speicherfähigkeit der Gebäude insbesondere klare Betriebsstrategien, geeignete Tarifierungen und eine verständliche Nutzer:innenkommunikation entscheidend.

In der wirtschaftlichen Betrachtung zeigen dezentrale Luft-Wasser-Wärmepumpen unter den getroffenen Annahmen einen Kostenvorteil gegenüber stärker netzgebundenen Varianten.

Die partizipative Datenerhebung hat sich als unverzichtbar erwiesen, um belastbare Eingangsdaten für die Simulation zu gewinnen – gleichzeitig zeigte sich, dass insbesondere bei privaten Haushalten und kleineren Betrieben erhebliche Datenlücken bestehen, die durch standardisierte Annahmen geschlossen werden müssen und die Unsicherheit der Ergebnisse erhöhen.

Die im Projekt entwickelten Simulationsmodelle, Bewertungsansätze und die praxisorientierte Umsetzungsroadmap bilden die Grundlage für mögliche Folgeprojekte. Das Projektteam plant, die gewonnenen Erkenntnisse in weiterführende Forschungsvorhaben einzubringen, insbesondere im Hinblick auf die Optimierung von Energiekonzepten und Umsetzungen auf Basis moderner Wärme- bzw. Anergienetze unter Einbindung von Bürgerenergiemodellen. Parallel dazu werden die Ergebnisse in die Lehre an der Hochschule Burgenland integriert, um Studierende mit aktuellen Fragestellungen der Wärmewende vertraut zu machen.

Die Projektergebnisse sind für eine breite Zielgruppe relevant. Für Gemeinden und kommunale Planungsträger bietet die entwickelte Methodik einen strukturierten Rahmen für die Potenzialerhebung und Konzeptentwicklung von Wärmenetz-Projekten im ländlichen Raum. Industrie- und Gewerbebetriebe mit Abwärmepotenzial können die Ergebnisse als Entscheidungsgrundlage für eine Beteiligung an einem Anergienetz nutzen. Für Forschungseinrichtungen und Planungsbüros stellen die entwickelten Simulationsmodelle und Konzeptergebnisse eine direkt übertragbare Grundlage für vergleichbare Projekte in anderen Gemeinden dar. Für potentielle Wärmenetzbetreiber

wiederum liefern die Ergebnisse wesentliche und quantifizierbare Erkenntnisse zu den Erfolgsfaktoren bei der Umsetzung von Anergienetzen.

Die Umsetzung des Konzepts ist mit einer Reihe rechtlicher Herausforderungen verbunden, die frühzeitig adressiert werden müssen. Im Bereich des Wasserrechts sind Probebohrungen und die Errichtung des Erdwärmesondenfeldes bewilligungspflichtig gemäß WRG 1959; zuständige Behörde ist die Bezirkshauptmannschaft Oberpullendorf (WRG, 1959). Die regulatorische Absicherung der Windstromnutzung über eine Bürgerenergiegemeinschaft (BEG) stellt eine weitere Hürde dar: Ob das exklusive Vorhalten von Windstrom für die Gemeinde Neutal innerhalb der BEG-Strukturen langfristig vertraglich und regulatorisch gesichert werden kann, bedarf einer eingehenden rechtlichen Prüfung. Hinzu kommt, dass die Vorteile hinsichtlich Netzentgelte, Steuern und Abgaben für Erneuerbare Energiegemeinschaften stets per Verordnung nur jährlich geregelt sind und somit keineswegs über die Amortisationsdauer gesichert sind. Im Bereich des Wohnungseigentumsrechts erleichtert die WEG-Novelle 2022 (WEG, 2022) den Anschluss einzelner Wohnungseigentümer:innen durch den erweiterten Katalog privilegierter Maßnahmen, dennoch können bei wesentlichen Eingriffen in Gemeinschaftsteile Abstimmungserfordernisse bestehen. Miet- und wohnrechtliche Aspekte – insbesondere die Kostenüberwälzung auf Mieter:innen sowie die Anforderungen des Wohnungsgemeinnützigkeitsgesetzes (WGG) – sind bei Objekten des sozialen Wohnbaus gesondert zu prüfen.

Im Rahmen des Projekts wurden die Ergebnisse bereits in den Stakeholderprozess der Klimastrategie des Burgenlands 2024 eingebracht, wobei insbesondere die Möglichkeit der betrieblichen Clusterbildung mit gleichzeitiger Energieraumplanung als strategischer Ansatz diskutiert wurde. Darüber hinaus wurden die Projektergebnisse bei der internationalen Konferenz e-nova 2026 in Pinkafeld vorgestellt und im Rahmen des Kongressbandes publiziert. Zudem werden die Projektergebnisse werden im Rahmen dieses Dokuments in der Schriftenreihe des BMIMI auf der Plattform nachhaltigwirtschaften.at und klimaneutralestadt.at frei zugänglich veröffentlicht.

Das Marktpotenzial der entwickelten Ansätze ist erheblich: Österreich verfügt über rund 2.100 Gemeinden mit einer Bevölkerung zwischen 500 und 5.000 Einwohner:innen. Die im Projekt entwickelten Methoden und Simulationsmodelle sind auf diese Gemeinden übertragbar und leisten damit einen Beitrag zur Skalierung von Wärmenetz-Konzepten im Rahmen der österreichischen Klimaneutralitätsstrategie.

6 Ausblick und Empfehlungen

Das Sondierungsprojekt 5th Gen HG Neutal hat eine belastbare Grundlage für die weitere Erforschung und Entwicklung von Wärmenetzen der 5. Generation im ländlichen und kleinstädtischen Raum geschaffen. Auf Basis der gewonnenen Erkenntnisse lassen sich folgende Empfehlungen für weiterführende Forschungs- und Entwicklungsarbeiten ableiten:

Die Validierung der geothermischen Untergrundparameter durch Probebohrungen mit Entzugsleistungstests stellt den wesentlichen Schritt bzw. für ein etwaiges Umsetzungsprojekt einen der nächsten Schritte auf dem Weg zu einer konkreten Umsetzungsplanung dar. Die im Projekt verwendeten Annahmen zur Wärmeleitfähigkeit und Untergrundtemperatur basieren auf Literaturwerten und bedürfen einer standortspezifischen Überprüfung. Darüber hinaus muss die Modellierung des Erdsondenfeldes in einem Folgeprojekt unter Berücksichtigung realer Messdaten verfeinert und die langfristige thermische Stabilität des Untergrunds im Betrieb simuliert werden.

Im Bereich der Systemmodellierung besteht Weiterentwicklungsbedarf hinsichtlich der Aufhebung der Kupferplattenannahme für das Stromnetz sowie Berücksichtigung künftiger Flexibilitätsanreize im Stromnetz, aktuelle Beispiele hierfür sind der Sommer-Nieder-Arbeitspreis oder künftig auch der Winter-Nieder-Arbeitspreis sowie auch Flexibilitätsmärkte im Verteilernetz. Eine detaillierte Netzsimulation, die Netzengpässe, Spannungsbandverletzungen und räumlich differenzierte Verteilungswirkungen berücksichtigt, würde die Belastbarkeit der wirtschaftlichen Bewertung somit wesentlich erhöhen und eine realistischere Einschätzung des etwaigen Netzausbaubedarfs ermöglichen. Ebenso sollte die Modellierung des gebäudeinternen Eigenverbrauchs von PV-Anlagen hinter dem Zählpunkt in zukünftigen Simulationen differenzierter abgebildet werden.

Die Analyse der Demand-Side-Flexibility hat gezeigt, dass das Potenzial zur Lastverschiebung auf Gebäudeebene zwar vorhanden, unter konservativen Annahmen jedoch begrenzt ist. Weiterführende Forschungsarbeiten sollten dieses Potenzial mit detaillierteren Gebäudemodellen und – soweit möglich – realen Messdaten aus dem Betrieb von Booster-Wärmepumpen validieren. Insbesondere die

gebäudetypenspezifische Differenzierung der thermischen Speicherfähigkeit sowie die Wechselwirkungen zwischen Raumwärme- und Trinkwarmwasseroptimierung bieten methodischen Vertiefungsbedarf.

Schließlich müsste das im Projekt entwickelte Energy-Literacy-Konzept sowie das IKT-Konzept für Betreiber-Cockpit und Mitglieder-Dashboard in einem Folgeprojekt prototypisch umgesetzt und hinsichtlich Nutzer:innenakzeptanz, Verhaltensänderung und systemischer Wirkung evaluiert werden. Die sozialwissenschaftliche Begleitforschung zu Energy Literacy und Akzeptanz von 5GenHG-Systemen stellt ein eigenständiges Forschungsfeld dar, das in enger Verbindung mit der technischen Weiterentwicklung bearbeitet werden sollte.

Die Überführung der Sondierungsergebnisse in ein konkretes Umsetzungsprojekt bietet erhebliches Potenzial, ist jedoch mit spezifischen Chancen, Herausforderungen und Risiken verbunden.

Chancen: Die Gemeinde Neutal verfügt über eine für ein Demonstrationsvorhaben günstige Ausgangslage: Eine heterogene Nutzungsstruktur aus öffentlichen Gebäuden, Wohnbau, Gewerbe und Industrie ermöglicht die Demonstration des Systemkonzepts unter realistischen, praxisnahen Bedingungen. Die entwickelte Umsetzungsroadmap mit sechs definierten Ausbaustufen bietet dabei die Möglichkeit, das Demonstrationsvorhaben schrittweise und risikoarm zu realisieren, beginnend mit wirtschaftlich attraktiven Ausbaustufen im Bereich des Industrieareals.

Herausforderungen: Die zentrale Herausforderung liegt in der Gewinnung eines geeigneten Investors oder Betreibers für das Anergienetz – gerade in Zeiten knapper Budgets in allen Bereichen. Wie die wirtschaftliche Analyse zeigt, weist das zentrale Anergienetz unter den getroffenen Annahmen höhere spezifische Gestehungskosten auf als dezentrale Einzellösungen, was die Investitionsentscheidung erschwert. Weitere Herausforderungen betreffen die wasserrechtliche Bewilligung der Erdwärmebohrungen, die eine mehrjährige Vorlaufzeit erfordert, sowie die regulatorische Absicherung der Windstromnutzung über die Bürgerenergiegemeinschaft über einen wirtschaftlich relevanten Zeithorizont.

Risiken: Zu den wesentlichen Umsetzungsrisiken zählen die Unsicherheit der geothermischen Untergrundparameter, deren Validierung durch Probebohrungen noch aussteht, sowie mögliche Verzögerungen in den behördlichen Genehmigungsverfahren.

Darüber hinaus besteht das Risiko einer unzureichenden Anschlussbereitschaft privater Haushalte und kleinerer Betriebe, insbesondere wenn die kommunizierte Wirtschaftlichkeit des Systems nicht überzeugend vermittelt werden kann. Die Ergebnisse des Stakeholderworkshops haben gezeigt, dass die technische Komplexität des Systems für viele Akteure schwer einschätzbar ist und dass verständliche, nutzer:innenorientierte Kommunikation eine zentrale Erfolgsbedingung für die Akzeptanz des Vorhabens darstellt. Nicht zuletzt besteht ein regulatorisches Risiko durch die jährliche Neuregelung der Netzentgeltvorteile für Energiegemeinschaften, die eine langfristige Wirtschaftlichkeitsplanung erschwert.

Abschließend lässt sich die Einschätzung treffen, dass ein Demonstrationsvorhaben in Neutal zwar möglich ist, kurzfristig aber aufgrund der oben beschriebenen Herausforderungen und Risiken sowie des aktuellen Mangels an Umsetzungsbudget aber zumindest in Neutal nicht in großem Maßstab realistisch erscheint. Das Konsortium ist dennoch optimistisch, dass die im Projekt erarbeiteten Erkenntnisse einen wesentlichen Beitrag dazu liefern, in ähnlichen, eventuell besser geeigneten Settings ein Demonstrationsvorhaben umzusetzen. Sofern die Anschlussbereitschaft zentraler Akteure – insbesondere der Industrie- und Gewerbebetriebe im Technologieareal – gesichert werden kann und eine tragfähige Betreiberstruktur identifiziert wird, erscheint eine Umsetzung in Neutal ebenfalls möglich.

7 Anhang

7.1 Anhang A

Energiebilanzen der umsetzungsnahen Konzepte.

Energiebilanz Konzept 2

Energiebilanz mit Flexibili-
sierung

Energiebilanz Konzept 3
(mit Speicher)

PV EEG regional	MWh/a	Ant	PV EEG regional	MWh/a	Ant	PV EEG regional	MWh/a	Ant
Eigenverbrauch	5 985		Eigenverbrauch	5 997		Eigenverbrauch	7 931	
Netzeinspeisung	4 588		Netzeinspeisung	4 576		Netzeinspeisung	2 642	
Gesamterzeugung	10 573	]	Gesamterzeugung	10 573	]	Gesamterzeugung	10 573	]
Wind BEG	MWh/a	Ant	Wind BEG	MWh/a	Ant	Wind BEG	MWh/a	Ant
Eigenverbrauch	4 236		Eigenverbrauch	4 187		Eigenverbrauch	4 132	
Netzeinspeisung	5 330		Netzeinspeisung	5 379		Netzeinspeisung	5 434	
Gesamterzeugung	9 566	]	Gesamterzeugung	9 566	]	Gesamterzeugung	9 566	]
Szenario Neutral Bedarf	MWh/a	Ant	Szenario Neutral Bedarf	MWh/a	Ant	Szenario Neutral Bedarf	MWh/a	Ant
PV EEG regional	5 985	✓	PV EEG regional	5 997		PV EEG regional	7 931	✓
Wind BEG	4 236		Wind BEG	4 187		Wind BEG	4 132	
Netzbezug	4 642		Netzbezug	4 415		Netzbezug	3 033	
Gesamtbedarf	14 863	]	Gesamtbedarf	14 599	]	Gesamtbedarf	15 096	]
Szenario Neutral Verwendung	MWh/a	Ant	Szenario Neutral Verwendung	MWh/a	Ant	Szenario Neutral Verwendung	MWh/a	Ant
Nutzerstrom (ohne Ref. Idstr.)	3 351		Nutzerstrom (ohne Ref. Idstr.)	3 351		Nutzerstrom (ohne Ref. Idstr.)	3 351	
Referenzindustrie	7 655		Referenzindustrie	7 655		Referenzindustrie	7 655	
E-Mobilität Stand 2025	107		E-Mobilität Stand 2025	107		E-Mobilität Stand 2025	107	
Boosterwärmepumpen	3 627	✓	Boosterwärmepumpen	3 360	✓	Boosterwärmepumpen	3 627	✓
Pumpstrom Anergienetz	123		Pumpstrom Anergienetz	126		Pumpstrom Anergienetz	123	
Gesamtverwendung	14 863	]	Gesamtverwendung	14 599	]	Verluste Batteriespeicher	233	
						Gesamtverwendung	15 096	]

7.2 Anhang B

Bestimmung der Wärme- und Kältegestehungskosten – Konzept 2.

				Wärme/Kältebereitstellung MWh/a		
				Wärme		12 789,00
				Kälte		3 814,00
				GESAMT		16 603,00
				Kapitalkosten jährlich 5%		
		Investitions-	Investitions-	Lebensdauer	Wartungskosten	Abschreibung, Wartung &
		kosten	förderung	in a	jährlich	Kapitalkosten jährlich
Infrastruktur	Booster-Wärmepumpen	€ 16 915 284,00	30%	20	2,0%	€ 1 522 375,56
	Wärmeübergabestationen	€ 5 233 546,00	30%	40	1,0%	€ 327 096,63
	Wärmenetz	€ 7 883 328,00	30%	40	1,0%	€ 492 708,00
	Solarthermie	€ 3 500 000,00	12%	20	1,5%	€ 360 500,00
	Geothermie	€ 4 062 798,00	30%	50	0,0%	€ 199 077,10
		MWh/a	Anteile	EUR/kWh	Laufende Kosten jährlich	
Strombedarf	Booster-Wärmepumpen	3 627,00	96,72%			
	Pumpstrom	123,00	3,28%			
	GESAMT	3 750,00				
davon für NE5	Netzstrom	1 171,20	31,23%	0,1903		€ 222 878,78
	Windstrom (BEG)	1 068,76	28,50%	0,1784		€ 190 667,03
	PV Strom (EEG regional)	1 510,04	40,27%	0,1305		€ 197 060,44
				Wärme/Kältegestehung NE5 EUR/kWh netto		
				0,1763		
davon für NE7	Netzstrom	1 171,20	31,23%	0,2653		€ 310 718,55
	Windstrom (BEG)	1 068,76	28,50%	0,2347		€ 250 838,29
	PV Strom (EEG regional)	1 510,04	40,27%	0,1827		€ 275 884,62
				Wärme/Kältegestehung NE7 EUR/kWh brutto		
				0,2252		

Bestimmung der Wärme- und Kältegestehungskosten – Szenario mit Luft-Wärmepumpen.

				Wärme/Kältebereitstellung		MWh/a
				Wärme		12 789,00
				Kälte		3 814,00
				GESAMT		16 603,00
				Kapitalkosten jährlich		5%
		Investitions-	Investitions-	Lebensdauer	Wartungskosten	Abschreibung, Wartung &
		kosten	förderung	in a	jährlich	Kapitalkosten jährlich
Infrastruktur	Luft-Wärmepumpen	€ 17 314 208,00	30%	20	2,0%	€ 1 558 278,72
		MWh/a	Anteile	EUR/kWh	Laufende Kosten jährlich	
Strombedarf	Luft-Wärmepumpen	3 978,00	100,00%			
	GESAMT	3 978,00				
davon für NE5	Netzstrom	1 263,79	31,77%	0,2005	€	253 389,11
	Windstrom (BEG)	1 122,75	28,22%	0,1886	€	211 750,71
	PV Strom (EEG regional)	1 591,46	40,01%	0,1339	€	213 096,98
		Wärme/Kältigestehung NE5 EUR/kWh netto				0,1123
davon für NE7	Netzstrom	1 263,79	31,77%	0,294	€	371 553,11
	Windstrom (BEG)	1 122,75	28,22%	0,2634	€	295 732,43
	PV Strom (EEG regional)	1 591,46	40,01%	0,2034	€	323 703,70
		Wärme/Kältigestehung NE7 EUR/kWh brutto				0,1535

7.3 Anhang C

IKT Konzept zur Abrechnung, Monitoring und Flexibilisierungssteuerung der Konzepte mit Anergienetz und Boosterwärmepumpen.

472 residential buildings 47 non-residential buildings		Minimum requirement for Energy billing Minimum requirement for Heat pump control Minimum requirement for Energy community live data				* beside billing requirements, deviation possible after consultation	
Use case	Location	Device	Datapoint (each stored on ChangeOfValue basis)	IO	Unit	Value resolution* Accuracy*	Time resolution* Time latency Comment
Anergy grid operation	Anergy grid central (solarthermal)	Central monitor&control	Requirements for general operation of anergy grid				
	Anergy grid central (solarthermal)	Central monitor&control					
	Anergy grid substation	Substation monitor&control					
	Building level	Heat transfer station monitor&control					
Anergy billing	Building level	Heat meter (bidirectional)	Thermal counter export (heating)	O	KWh	0.001 billing requirements	15 min 24 h
			Thermal counter import (cooling)	O	KWh	0.001 billing requirements	15 min 24 h
			Thermal power (bidirectional)	O	KW	0.001 billing requirements	15 min mean 24 h
			Supply temperature	O	degC	0.01 billing requirements	15 min mean 24 h
			Return temperature	O	degC	0.01 billing requirements	15 min mean 24 h
			Volume flow (bidirectional)	O	m3/h	0.001 billing requirements	15 min mean 24 h
			Volume counter export	O	m3	0.001 billing requirements	15 min 24 h
			Volume counter import	O	m3	0.001 billing requirements	15 min 24 h
Heat pump control	Building level	Heat pump interface	Setpoint reference room heating	IO	degC	0.01 +/-0.1	1 min -live
			Setpoint reference room cooling	IO	degC	0.01 +/-0.1	1 min -live
			Setpoint reference domestic hot water	IO	degC	0.01 +/-0.1	1 min -live
			Setpoint reference heat storage	IO	degC	0.01 +/-0.1	1 min -live
			Setpoint reference cool storage	IO	degC	0.01 +/-0.1	1 min -live
			Measure reference room temperature	O	degC	0.01 +/-0.1	1 min -live
			Measure reference domestic hot water temperature	O	degC	0.01 +/-0.1	1 min -live
			Measure reference heat storage temperature	O	degC	0.01 +/-0.1	1 min -live
			Measure reference cool storage temperature	O	degC	0.01 +/-0.1	1 min -live
			SGready input 01	IO	logic	NaN	NaN 1 min -live
			SGready input 02	IO	logic	NaN	NaN 1 min -live
			TS/KV contact	IO	logic	NaN	NaN 1 min -live
			Electric power heat pump consumption	O	W	1 +/-2 %	1 min mean -live
			Electric counter heat pump consumption	O	KWh	0.001 +/-2 %	1 min -live
			Thermal power room heating	O	KW	0.001 +/-5 %	1 min -live
			Thermal counter room heating	O	KWh	0.001 +/-5 %	1 min -live
			Thermal power room cooling	O	KW	0.001 +/-5 %	1 min -live
			Thermal counter room cooling	O	KWh	0.001 +/-5 %	1 min -live
			Thermal power domestic hot water	O	KW	0.001 +/-5 %	1 min -live
			Thermal counter domestic hot water	O	KWh	0.001 +/-5 %	1 min -live
			Thermal power heat storage	O	KW	0.001 +/-5 %	1 min -live
			Thermal counter heat storage	O	KWh	0.001 +/-5 %	1 min -live
			Thermal power cool storage	O	KW	0.001 +/-5 %	1 min -live
			Thermal counter cool storage	O	KWh	0.001 +/-5 %	1 min -live
			Electric power grid connection (bidirectional)	O	W	1 +/-2 %	1 min mean -live
			Electric counter grid import	O	KWh	0.001 +/-2 %	1 min -live
			Electric counter grid export	O	KWh	0.001 +/-2 %	1 min -live
			Outdoor temperature	O	degC	0.1 NaN	15 min -live
			Wind speed in 10 m height	O	m/s	0.1 NaN	15 min -live
			Solar radiation global horizontal	O	W/m²	1 NaN	15 min -live
			Solar radiation global tilted (normal to PV panel)	O	W/m²	1 NaN	15 min -live
			Photovoltaic power DC	O	W	1 NaN	15 min -live
			Photovoltaic power AC	O	W	1 NaN	15 min -live
Energy community live data	Building level	Electric grid connection monitoring	Electric power grid connection (bidirectional)	O	W	1 +/-2 %	1 min mean -live
			Electric counter grid import	O	KWh	0.001 +/-2 %	1 min -live
			Electric counter grid export	O	KWh	0.001 +/-2 %	1 min -live

7.4 Anhang D

Tabelle 14: Referenz Wärme- und Kältegestehungskosten Ausbaustufe 1

				Wärme/Kältebereitstellung MWh/a		
					Wärme	736,00
					Kälte	215,00
					GESAMT	951,00
				Kapitalkosten jährlich 5%		
		Investitions- kosten	Investitions- förderung	Lebensdauer in a	Wartungskosten jährlich	Abschreibung, Wartung & Kapitalkosten jährlich
Infrastruktur	Booster-Wärmepumpen	€ 561 234,00	30%	20	2,0%	€ 50 511,06
	Wärmeübergabestationen	€ 181 653,00	30%	40	1,0%	€ 11 353,31
	Wärmenetz	€ 325 909,00	30%	40	1,0%	€ 20 369,31
	Solarthermie	€ 162 400,00	12%	20	1,5%	€ 16 727,20
	Geothermie	€ 389 658,00	30%	50	0,0%	€ 19 093,24
		MWh/a	Anteile	EUR/kWh		Laufende Kosten jährlich
Strombedarf	Booster-Wärmepumpen	179,00	94,86%			
	Pumpstrom	9,70	5,14%			
	GESAMT	188,70				
davon für NE5	Netzstrom	50,59	26,81%	0,1903		€ 9 626,83
	Windstrom (BEG)	57,41	30,43%	0,1784		€ 10 242,48
	PV Strom (EEG regional)	80,70	42,77%	0,1305		€ 10 531,27
		Wärme/Kältegestehung NE5 EUR/kWh netto				0,1301
davon für NE7	Netzstrom	50,59	26,81%	0,2653		€ 13 420,91
	Windstrom (BEG)	57,41	30,43%	0,2347		€ 13 474,83
	PV Strom (EEG regional)	80,70	42,77%	0,1827		€ 14 743,77
		Wärme/Kältegestehung NE7 EUR/kWh brutto				0,1679

Tabelle 15: Referenz Wärme- und Kältegestehungskosten Ausbaustufe 2

				Wärme/Kältebereitstellung MWh/a		
				Wärme	1 909,00	
				Kälte	361,00	
				GESAMT	2 270,00	
				Kapitalkosten jährlich 5%		
		Investitions- kosten	Investitions- förderung	Lebensdauer in a	Wartungskosten jährlich	Abschreibung, Wartung & Kapitalkosten jährlich
Infrastruktur	Booster-Wärmepumpen	€ 2 050 501,00	30%	20	2,0%	€ 184 545,09
	Wärmeübergabestationen	€ 582 824,00	30%	40	1,0%	€ 36 426,50
	Wärmenetz	€ 743 806,00	30%	40	1,0%	€ 46 487,88
	Solarthermie	€ 620 200,00	12%	20	1,5%	€ 63 880,60
	Geothermie	€ 711 201,00	30%	50	0,0%	€ 34 848,85
		MWh/a	Anteile	EUR/kWh		Laufende Kosten jährlich
Strombedarf	Booster-Wärmepumpen	464,00	95,67%			
	Pumpstrom	21,00	4,33%			
	GESAMT	485,00				
davon für NE5	Netzstrom	143,16	29,52%	0,1903		€ 27 244,29
	Windstrom (BEG)	155,03	31,97%	0,1784		€ 27 657,63
	PV Strom (EEG regional)	186,80	38,52%	0,1305		€ 24 377,85
		Wärme/Kältegestehung NE5 EUR/kWh netto				0,1635
davon für NE7	Netzstrom	143,16	29,52%	0,2653		€ 37 981,66
	Windstrom (BEG)	155,03	31,97%	0,2347		€ 36 385,91
	PV Strom (EEG regional)	186,80	38,52%	0,1827		€ 34 128,99
		Wärme/Kältegestehung NE7 EUR/kWh brutto				0,2091

Tabelle 16: Referenz Wärme- und Kältegestehungskosten Ausbaustufe 3

				Wärme/Kältebereitstellung MWh/a		
					Wärme	3 134,00
					Kälte	775,00
					GESAMT	3 909,00
				Kapitalkosten jährlich 5%		
		Investitions-	Investitions-	Lebensdauer	Wartungskosten	Abschreibung, Wartung &
		kosten	förderung	in a	jährlich	Kapitalkosten jährlich
Infrastruktur	Booster-Wärmepumpen	€ 3 321 875,00	30%	20	2,0%	€ 298 968,75
	Wärmeübergabestationen	€ 973 500,00	30%	40	1,0%	€ 60 843,75
	Wärmenetz	€ 2 001 911,00	30%	40	1,0%	€ 125 119,44
	Solarthermie	€ 928 900,00	12%	20	1,5%	€ 95 676,70
	Geothermie	€ 1 081 827,00	30%	50	0,0%	€ 53 009,52
		MWh/a	Anteile	EUR/kWh		Laufende Kosten jährlich
Strombedarf	Booster-Wärmepumpen	786,00	94,02%			
	Pumpstrom	50,00	5,98%			
	GESAMT	836,00				
davon für NE5	Netzstrom	258,68	30,94%	0,1903		€ 49 227,30
	Windstrom (BEG)	261,27	31,25%	0,1784		€ 46 611,13
	PV Strom (EEG regional)	316,04	37,80%	0,1305		€ 41 243,78
		Wärme/Kältegestehung NE5 EUR/kWh netto				0,1643
davon für NE7	Netzstrom	258,68	30,94%	0,2653		€ 68 628,49
	Windstrom (BEG)	261,27	31,25%	0,2347		€ 61 320,80
	PV Strom (EEG regional)	316,04	37,80%	0,1827		€ 57 741,29
		Wärme/Kältegestehung NE7 EUR/kWh brutto				0,2101

Tabelle 17: Referenz Wärme- und Kältegestehungskosten Ausbaustufe 4

				Wärme/Kältebereitstellung MWh/a	
				Wärme	5 065,00
				Kälte	2 060,00
				GESAMT	7 125,00
				Kapitalkosten jährlich 5%	
		Investitions-	Investitions-	Lebensdauer	Wartungskosten
		kosten	förderung	in a	jährlich
		Abschreibung, Wartung & Kapitalkosten jährlich			
Infrastruktur	Booster-Wärmepumpen	€ 4 716 337,00	30%	20	2,0%
	Wärmeübergabestationen	€ 1 328 562,00	30%	40	1,0%
	Wärmenetz	€ 4 877 739,00	30%	40	1,0%
	Solarthermie	€ 662 900,00	12%	20	1,5%
	Geothermie	€ 1 847 120,00	30%	50	0,0%
		MWh/a	Anteile	EUR/kWh	Laufende Kosten jährlich
Strombedarf	Booster-Wärmepumpen	1 381,00	93,12%		
	Pumpstrom	102,00	6,88%		
	GESAMT	1 483,00			
davon für NE5	Netzstrom	461,07	31,09%	0,1903	€ 87 742,10
	Windstrom (BEG)	410,40	27,67%	0,1784	€ 73 216,04
	PV Strom (EEG regional)	611,52	41,24%	0,1305	€ 79 803,84
		Wärme/Kältegestehung NE5 EUR/kWh netto			0,1417
davon für NE7	Netzstrom	461,07	31,09%	0,2653	€ 122 322,54
	Windstrom (BEG)	410,40	27,67%	0,2347	€ 96 321,77
	PV Strom (EEG regional)	611,52	41,24%	0,1827	€ 111 725,38
		Wärme/Kältegestehung NE7 EUR/kWh brutto			0,1827

Tabelle 18: Referenz Wärme- und Kältegestehungskosten Ausbaustufe 1b

				Wärme/Kältebereitstellung MWh/a		
					Wärme	1 525,00
					Kälte	1 240,00
					GESAMT	2 765,00
				Kapitalkosten jährlich 5%		
		Investitions- kosten	Investitions- förderung	Lebensdauer in a	Wartungskosten jährlich	Abschreibung, Wartung & Kapitalkosten jährlich
Infrastruktur	Booster-Wärmepumpen	€ 985 327,00	30%	20	2,0%	€ 88 679,43
	Wärmeübergabestationen	€ 257 078,00	30%	40	1,0%	€ 16 067,38
	Wärmenetz	€ 1 005 308,00	30%	40	1,0%	€ 62 831,75
	Solarthermie	€ -	12%	20	1,5%	€ -
	Geothermie	€ 1 412 386,00	30%	50	0,0%	€ 69 206,91
		MWh/a	Anteile	EUR/kWh		Laufende Kosten jährlich
Strombedarf	Booster-Wärmepumpen	483,00	94,52%			
	Pumpstrom	28,00	5,48%			
	GESAMT	511,00				
davon für NE5	Netzstrom	170,26	33,32%	0,1903		€ 32 399,83
	Windstrom (BEG)	133,60	26,15%	0,1784		€ 23 835,05
	PV Strom (EEG regional)	207,14	40,54%	0,1305		€ 27 031,62
		Wärme/Kältegestehung NE5 EUR/kWh netto				0,0965
davon für NE7	Netzstrom	170,26	33,32%	0,2653		€ 45 169,08
	Windstrom (BEG)	133,60	26,15%	0,2347		€ 31 356,99
	PV Strom (EEG regional)	207,14	40,54%	0,1827		€ 37 844,27
		Wärme/Kältegestehung NE7 EUR/kWh brutto				0,1270

Tabelle 19: Referenz Wärme- und Kältegestehungskosten Ausbaustufe 4b

				Wärme/Kältebereitstellung MWh/a		
				Wärme		2 888,00
				Kälte		1 821,00
				GESAMT		4 709,00
				Kapitalkosten jährlich 5%		
		Investitions- kosten	Investitions- förderung	Lebensdauer in a	Wartungskosten jährlich	Abschreibung, Wartung & Kapitalkosten jährlich
Infrastruktur	Booster-Wärmepumpen	€ 1 889 136,00	30%	20	2,0%	€ 170 022,24
	Wärmeübergabestationen	€ 513 255,00	30%	40	1,0%	€ 32 078,44
	Wärmenetz	€ 2 371 977,00	30%	40	1,0%	€ 148 248,56
	Solarthermie	€ -	12%	20	1,5%	€ -
	Geothermie	€ 2 143 621,00	30%	50	0,0%	€ 105 037,43
		MWh/a	Anteile	EUR/kWh		Laufende Kosten jährlich
Strombedarf	Booster-Wärmepumpen	855,00	93,85%			
	Pumpstrom	56,00	6,15%			
	GESAMT	911,00				
davon für NE5	Netzstrom	283,23	31,09%	0,1903		€ 53 899,56
	Windstrom (BEG)	252,11	27,67%	0,1784		€ 44 976,27
	PV Strom (EEG regional)	375,66	41,24%	0,1305		€ 49 023,13
		Wärme/Kältegestehung NE5 EUR/kWh netto				0,1068
davon für NE7	Netzstrom	283,23	31,09%	0,2653		€ 75 142,17
	Windstrom (BEG)	252,11	27,67%	0,2347		€ 59 170,02
	PV Strom (EEG regional)	375,66	41,24%	0,1827		€ 68 632,38
		Wärme/Kältegestehung NE7 EUR/kWh brutto				0,1398

Data Management Plan (DMP)

Sofern Sie in Ihrem Projekt **Daten erheben, verarbeiten, analysieren oder generieren**, ist die Erstellung eines Data Management Plans notwendig. Der DMP muss die Forschungsdaten erfassen und den Umgang mit diesen Daten auf Basis der „FAIR“-Prinzipien (Findable, Accessible, Interoperable, Reusable) regeln. Unter anderem ist festzulegen, inwieweit die Daten für Dritte zugänglich gemacht werden (Speicherort, Lizenzen, Speicherdauer, allfällige Sperrfristen etc.), und zu begründen, warum einzelne Datensätze nicht oder nur mit Einschränkungen geteilt werden. Kosten für das Datenmanagement sind förderfähig.

Ein DMP besteht aus vier Kapiteln:

1. Datenerstellung und Dokumentation

Im Projekt wurden die Energiedaten gemäß Tabelle 20 verwendet.

Tabelle 20 Daten, die im Rahmen des Projekts 5th Generation Heating Grid Neutal erhoben wurden.

Beschreibung	Typ	Art	Quelle	Zugang	Link
Endenergiebedarf Gemeinde Neutal	Numerisch	Räumlich aufgelöste Energiedaten	Energiemosaik Austria (BOKU)	öffentlich	energiemosaik.at
Installierte PV-Leistung je Größenkategorie	Numerisch	Registerdaten	Anlagenregister e-control	öffentlich	anlagenregister.at
Stromlastprofile Trafostationen Neutal	Numerisch, Zeitreihen	15-min-Auflösung, Jahr 2024	Netz Burgenland GmbH	nicht öffentlich (Datenliefervertrag)	
Energiebuchhaltungsdaten	Numerisch und qualitativ	Erhebungsbogen, objektscharf	Gemeinde Neutal	nicht öffentlich	

Beschreibung	Typ	Art	Quelle	Zugang	Link
Gemeindeobjekte				(projektintern)	
Energiedaten LOI-Geber (MCI, Swarco, Handler)	Numerisch, Zeitreihen, qualitativ	Stromlastprofil, 15-min-Auflösung Leistungsdaten, Wärmelastprofil	Betriebe vor Ort	nicht öffentlich (projektintern)	
Energiedaten weitere Betriebe (Fragebogen)	Numerisch / Qualitativ	Energiebedarf, Zeitreihen, Erzeugungskapazität	Ortsansässige Betriebe Neutal	nicht öffentlich (projektintern)	
Daten sozialer Wohnbau (OSG-Objekte)	Numerisch / Qualitativ	Objektscharfe Gebäudedaten	Oberwarther Siedlungsgenossenschaft	nicht öffentlich (projektintern)	
Gebäudedaten Ein-/Zweifamilienhäuser	Numerisch / Qualitativ	Objektscharfe Gebäudedaten	Gemeinde Neutal	nicht öffentlich (projektintern, vertraulich)	
AGWR-Auszug Gebäudedaten	Numerisch / qualitativ	Registerdaten	Gemeinde Neutal / Statistik Austria	nicht öffentlich (projektintern)	
Wetterdaten (Temperatur, Wind, Globalstrahlung)	Numerisch, Zeitreihen	8.760 Stundenwerte	GeoSphere Austria, Station Neudorf bei Landsee	Öffentlich	data.hub.geosphere.at
Winderzeugungsprofile (skaliert auf 1 MW)	Numerisch / Zeitreihe	15-min-Auflösung, Normaljahr	Windpark	nicht öffentlich (projektintern)	
Geothermiestudie Neutal	Qualitativ/Numerisch	Fachgutachten	Geomatrix (P. Faustmann, 2025)	nicht öffentlich (projektintern)	

Beschreibung	Typ	Art	Quelle	Zugang	Link
Statistische Gemeindedaten Neutal	Numerisch	Gemeindestrukturdaten	Statistik Austria, Blick auf die Gemeinde	Öffentlich	statistik.at/atlas/blick
OeMAG-Referenzmarktwert PV (§13 EAG)	Numerisch	Jahreswert 2025	OeMAG	Öffentlich	oem-ag.at/marktpreis

Folgende Daten gemäß Tabelle 21 wurden im Projekt generiert.

Tabelle 21 Im Projekt generierte Daten

ID	Beschreibung	Typ	Art	Verantwortlich	Zugang
Konzept 1-4 - Energie	Simulationsergebnisse nPro Energy – Energiebilanz Konzepte 1–4 (Autarkiegrad, Eigenversorgungsquote, Wärme-/Kältebilanz, Flexibilisierungsszenarien)	Numerisch	Simulationsergebnisse auf Quartiers- und Gebäudeebene; Jahresauflösung; inkl. Vergleichsszenario Luft-WP und Flexibilisierungsanalyse	Hochschule Burgenland GmbH / Woschitz Engineering ZT GmbH	Nicht öffentlich, Ergebnisse in publizierbarem Endbericht zusammengefasst
Konzept 1-4 – Wirtschaftlichkeit	Simulationsergebnisse nPro Energy – Wirtschaftliche Bewertung Konzepte 1–4 (Wärme-/Kältegestehungskosten, Strombezugskosten, Investitionsannahmen)	Numerisch	Berechnete Kostenkennwerte nach Annuitätenmethode; differenziert nach Netzebene 5 (netto) und Netzebene 7 (brutto); inkl. Einzelgebäudebewertung	Hochschule Burgenland GmbH / Woschitz Engineering ZT GmbH	Nicht öffentlich, Ergebnisse in publizierbarem Endbericht zusammengefasst
Ausbaustufen 1-4 bzw. 1b und 4b - Energie	Simulationsergebnisse nPro Energy – Energiebilanz Ausbaustufen 1, 2, 3, 4, 1b, 4b (Autarkiegrad, Wärme-/Kältebedarf,	Numerisch	Simulationsergebnisse für sechs räumliche Ausbaustufen auf Basis linearer Skalierung des	Hochschule Burgenland GmbH / Woschitz Engineering ZT GmbH	Nicht öffentlich, Ergebnisse in publizierbarem Endbericht zusammengefasst

ID	Beschreibung	Typ	Art	Verantwortlich	Zugang
	Anlagendimensionierung (, Strombilanz)		Referenzszenarios		
Ausbaustufen 1-4 bzw. 1b und 4b – Wirtschaft	Simulationsergebnisse nPro Energy – Wirtschaftliche Bewertung Ausbaustufen 1, 2, 3, 4, 1b, 4b (Wärme-/Kältegestehungskosten je Ausbaustufe, differenziert nach Netzebene 5 und 7)	Numerisch	Berechnete Kostenkennwerte auf Basis von Investitions- und Betriebskostennahmen je Ausbaustufe	Hochschule Burgenland GmbH / Woschitz Engineering ZT GmbH	Nicht öffentlich, Ergebnisse in publizierbarem Endbericht zusammengefasst

Die Energiedaten wurden mittels nPro Energy (nPro Energy, 2025) generiert, die wirtschaftlichen Daten über Tabellenkalkulationstools erweitert. In Tabelle 22 bis Tabelle 25 sind die Metadaten im Projekt dargestellt.

Tabelle 22 Beschreibung der Metadaten für Konzept 1-4 - Energie

Attribut	Beschreibung
ID	Konzept 1-4 - Energie
Titel	Energiebilanz Klimaneutralitätskonzepte 1–4, Gemeinde Neutal
Zusammenfassung	Jahressimulationsergebnisse für vier Energieversorgungskonzepte inkl. Vergleichsszenario Luft-WP und Flexibilisierungsanalyse: Autarkiegrade, Eigenversorgungsquoten, Strom-/Wärme-/Kältebilanzen sowie Demand-Side-Flexibility-Potenziale auf Gebäude- und Quartiersebene
Kurzbezeichnung	nPro-Simulation Konzepte 1–4 Energie
Einheit	MWh/a; % (Autarkiegrad, Eigenversorgungsquote); kW (Leistungen)
Zeitintervall	Stundenauflösung (8.760 Zeitschritte/Jahr); Ergebnisaggregation auf Jahresebene
Zeitraum und Referenzjahr	Referenzjahr 2024; Klimadaten Messjahr 2024 (GeoSphere Station Neudorf bei Landsee)
Institution	Hochschule Burgenland GmbH / Woschitz Engineering ZT GmbH; www.fh-burgenland.at / www.woschitz.com
Kontakt	florian.wenig@hochschule-burgenland.at ; k.bosch@voschitz.com
Mitwirkende und Rolle	Florian Wenig (Hochschule Burgenland) – Modellierung, Simulation, Flexibilisierungsanalyse;

Attribut	Beschreibung
	Klaus Bosch, Woschitz Engineering, Konzepterstellung, Dateneingabe in nPro Markus Puchegger (Forschung Burgenland) – Projektleitung, Datenerhebung
Methodik	Integrierte Quartiersenergiesimulation mittels nPro Energy (2025); Kupferplattenannahme Stromnetz; lineare Optimierung Demand-Side-Flexibility (Python, Horizont 48h, Schrittweite 24h, Auflösung 1h); lineare Skalierung erneuerbarer Kapazitäten
Datenvervollständigung	Fehlende Gebäudedaten durch nPro-Standardwerte (Baualtersklassen); fehlende Betriebsdaten durch Branchenkennwerte; E-Mobilitätsbedarf nach (E-Mobilitätsstrategie Burgenland, 2026)
Quelldaten	Primärdaten LOI-Geber (MCI, Swarco, Handler); Netz Burgenland GmbH (2024); Gemeinde Neutal; OSG; GeoSphere Austria; nPro Energy (2025); OeMAG (2026)
Kommentar	-
Erstellungsdatum	Q1/2025 – Q1/2026
Datentyp	Simulationsoutput auf Quartiers- und Gebäudeebene; Jahresauflösung; inkl. Vergleichsszenario Luft-WP und Flexibilisierungsanalyse
Versionsstand	-

Tabelle 23 Beschreibung der Metadaten für Konzept 1-4 - Wirtschaftlich

Attribut	Beschreibung
ID	Konzept 1-4 - Wirtschaftlich
Titel	Wirtschaftliche Bewertung Klimaneutralitätskonzepte 1–4, Gemeinde Neutal
Zusammenfassung	Wärme- und Kältegestehungskosten für Konzept 2 (Anergienetz) und Vergleichsszenario (Luft-WP) auf Quartiers- und Einzelgebäudeebene; differenziert nach Netzebene 5 (netto) und Netzebene 7 (brutto); inkl. Sensitivität nach Strombezugsquelle (EEG/BEG/Reststrom)
Kurzbezeichnung	nPro-Simulation Konzepte 1–4 Wirtschaft
Einheit	€/kWh (Wärmegestehungskosten); €/kWh (Strombezugskosten); Mio. € (Investitionskosten)
Zeitintervall	Jahresebene (keine Zeitreihe; statische Kostenberechnung)
Zeitraum und Referenzjahr	Referenzjahr 2024; Strompreise und Förderquoten Stand 2025
Institution	Hochschule Burgenland GmbH / Woschitz Engineering ZT GmbH; www.fh-burgenland.at / www.woschitz.com
Kontakt	florian.wenig@hochschule-burgenland.at ; k.bosch@voschitz.com
Mitwirkende und Rolle	Florian Wenig (Hochschule Burgenland) – Systemmodellierung

Attribut	Beschreibung
	Klaus Bosch, Woschitz Engineering, Investitionskosten Markus Puchegger (Forschung Burgenland) – Strombezugskosten, Systemmodellierung
Methodik	Annuitätenmethode; komponentenspezifische Lebensdauern; differenzierte Strombezugskosten nach EEG/BEG/Reststrom und Netzebene
Datenvervollständigung	Netzkosten pauschal erhöht für Luft-WP-Szenario (+1/3) auf Basis Lastspitzenerhöhung im Netz Neutal
Quelldaten	Primärdaten LOI-Geber; nPro Energy Simulationsooutput (GEN-SIM-E); Marktpreise 2025; OeMAG Referenzmarktwert § 13 EAG (2025)
Kommentar	-
Erstellungsdatum	Q2/2025 – Q1/2026
Datentyp	Numerisch (Kostenkennwerte, tabellarisch)
Versionsstand	-

Tabelle 24 Beschreibung der Metadaten für Ausbaustufen 1-4 bzw. 1b und 4b - Energie

Attribut	Beschreibung
ID	Ausbaustufen 1-4 bzw. 1b und 4b - Energie
Titel	Energiebilanz Ausbaustufen 1–4, 1b, 4b, Gemeinde Neutal
Zusammenfassung	Jahressimulationsergebnisse für sechs räumliche Ausbaustufen auf Basis von Konzept 2: Autarkiegrade, Wärme-/Kältebedarf, Anlagendimensionierung (Geothermie, Solarthermie, PV, Wind), Strombilanz
Kurzbezeichnung	nPro-Simulation Ausbaustufen Energie
Einheit	MWh/a; kW (Geothermie); m ² (Solarthermie); kWp/kW (PV/Wind); % (Autarkiegrad)
Zeitintervall	Stundenauflösung (8.760 Zeitschritte/Jahr); Ergebnisaggregation auf Jahresebene
Zeitraum und Referenzjahr	Referenzjahr 2024; Klimadaten Messjahr 2024 (GeoSphere Station Neudorf bei Landsee)
Institution	Hochschule Burgenland GmbH / Woschitz Engineering ZT GmbH; www.fh-burgenland.at / www.woschitz.com
Kontakt	florian.wenig@hochschule-burgenland.at ; k.bosch@woschitz.com
Mitwirkende und Rolle	Florian Wenig (Hochschule Burgenland) – Modellierung, Skalierung, Klaus Bosch, Woschitz Engineering, Rohrnetzplanung, Dimensionierung Ausbaustufen

Attribut	Beschreibung
Methodik	Integrierte Quartiersenergiesimulation mittels nPro Energy (2025); manuelle Definition der Ausbaustufen; lineare Skalierung der Erzeugungskapazitäten (wärmebedarfsbasiert ohne Industrie; strombedarfsbasiert mit Industrie)
Datenvervollständigung	Analog zu Energieszenario Konzept 1-4
Quelldaten	Analog zu Energieszenario Konzept 1-4
Kommentar	-
Erstellungsdatum	Q4/2025 – Q1/2026
Datentyp	Simulationsoutput auf Quartiers- und Gebäudeebene
Versionsstand	-

Tabelle 25 Beschreibung der Metadaten für Ausbaustufen 1-4 bzw. 1b und 4b - Wirtschaftlich

Attribut	Beschreibung
ID	Ausbaustufen 1-4 bzw. 1b und 4b - Wirtschaftlich
Titel	Wirtschaftliche Bewertung Ausbaustufen 1-4 bzw. 1b und 4b, Gemeinde Neutal
Zusammenfassung	Wärme- und Kältegestehungskosten für alle sechs Ausbaustufen; differenziert nach Netzebene 5 (netto) und Netzebene 7 (brutto); inkl. detaillierter Annahmen zu Investitionskosten, Förderquoten, Lebensdauern und Wartungskosten
Kurzbezeichnung	nPro-Simulation Konzepte 1–4 Wirtschaft
Einheit	€/kWh (Wärmegestehungskosten); €/kWh (Strombezugskosten); Mio. € (Investitionskosten)
Zeitintervall	Jahresebene (keine Zeitreihe; statische Kostenberechnung)
Zeitraum und Referenzjahr	Referenzjahr 2024; Strompreise und Förderquoten Stand 2025
Institution	Hochschule Burgenland GmbH / Woschitz Engineering ZT GmbH; www.fh-burgenland.at / www.woschitz.com
Kontakt	florian.wenig@hochschule-burgenland.at ; k.bosch@woschitz.com
Mitwirkende und Rolle	Florian Wenig (Hochschule Burgenland) – Systemmodellierung Klaus Bosch, Woschitz Engineering, Investitionskosten Markus Puchegger (Forschung Burgenland) – Strombezugskosten, Systemmodellierung
Methodik	Annuitätenmethode; komponentenspezifische Lebensdauern; differenzierte Strombezugskosten nach EEG/BEG/Reststrom und Netzebene je Ausbaustufe

Attribut	Beschreibung
Datenvervollständigung	Analog zu wirtschaftlichem Konzept 1-4
Quelldaten	Analog zu wirtschaftlichem Konzept 1-4
Kommentar	-
Erstellungsdatum	Q2/2025 – Q1/2026
Datentyp	Numerisch (Kostenkennwerte, tabellarisch)
Versionsstand	-

2. Ethische, rechtliche und Sicherheitsaspekte

Im Projekt 5th Gen HG Neutal unterliegen mehrere Datenkategorien Persönlichkeits-, Datenschutz- oder vertraglichen Schutzrechten, die eine differenzierte Behandlung erfordern. Die Energiedaten der LOI-Geber sowie der weiteren befragten Betriebe wurden auf Basis vertraglicher Vertraulichkeitszusagen zur Verfügung gestellt und dürfen nicht in betriebsindividuell rückführbarer Form veröffentlicht werden; gleiches gilt für die Stromlastprofile der Netz Burgenland GmbH, die auf Basis eines Datenlieferungsvertrags ausschließlich für die projektinterne Nutzung freigegeben wurden. Die aus dem Baubuch der Gemeinde Neutal sowie von der Oberwarther Siedlungsgenossenschaft (OSG) bereitgestellten Gebäudedaten unterliegen ebenfalls einer Vertraulichkeitszusage und können nur in aggregierter, nicht objektscharf rückführbarer Form in Publikationen verwendet werden. Öffentlich zugängliche Datenquellen – darunter Energiemosaik Austria, das Anlagenregister der e-control, Wetterdaten der GeoSphere Austria sowie Statistik Austria – unterliegen keinen projektspezifischen Beschränkungen und können im Rahmen der jeweiligen Nutzungsbedingungen frei verwendet werden. Eine Veröffentlichung projektgenerierter Datensätze ist grundsätzlich nur in aggregierter, anonymisierter oder anderweitig nicht rückführbarer Form möglich, wie sie im vorliegenden Endbericht umgesetzt wurde

3. Datenspeicherung und -erhalt

Die projektrelevanten Daten werden zentral auf dem institutionellen Server der Forschung Burgenland GmbH gespeichert, der als Tochtergesellschaft der Hochschule Burgenland über eine eigene, lokal betriebene und nicht cloudbasierte Serverinfrastruktur verfügt. Die

Datenhaltung erfolgt ausschließlich auf diesem institutionellen Server, der durch die IT-Abteilung der Hochschule Burgenland betrieben und gewartet wird. Automatisierte tägliche Backups werden durch die IT-Abteilung durchgeführt; die Verantwortung für die ordnungsgemäße Ablage und Strukturierung der Projektdaten liegt bei der Projektleitung (Forschung Burgenland GmbH). Für den Austausch nicht sensibler Arbeitsdokumente und Kommunikation zwischen den Projektkonsortialpartnern wird Microsoft Teams als kollaborative Kommunikationsplattform genutzt; die verbindliche und dauerhafte Datenhaltung erfolgt jedoch ausschließlich auf dem institutionellen Server. Sensible Daten – insbesondere personenbezogene Daten sowie vertrauliche Betriebsdaten – werden ausschließlich auf dem institutionellen Server mit eingeschränkten Zugriffsrechten gespeichert und nicht über externe Plattformen ausgetauscht.

4. Wiederverwendbarkeit der Daten

Die im Projekt generierten Daten werden in aggregierter und anonymisierter Form über den publizierbaren Endbericht auf den Plattformen nachhaltigwirtschaften.at und klimaneutralerstadt.at öffentlich zugänglich gemacht. Dieser Bericht stellt die primäre Form der Datenweitergabe dar und richtet sich an eine breite Öffentlichkeit aus Wissenschaft, Praxis und Verwaltung. Darüber hinaus werden ausgewählte Ergebnisse im Rahmen wissenschaftlicher Publikationen und Konferenzbeiträge – erstmals bei der internationalen Konferenz e-nova 2026 in Pinkafeld – veröffentlicht. Der Zugang zu den zugrundeliegenden Rohdaten und projektinternen Datensätzen ist auf die beteiligten Projektkonsortialpartner beschränkt. Die Datenhaltung erfolgt auf dem institutionellen Server der Forschung Burgenland GmbH; der Zugriff ist auf autorisierte Projektmitarbeiter:innen mit rollenbasierter Berechtigungsstruktur beschränkt. Sensible Daten – insbesondere personenbezogene Daten sowie vertrauliche betriebliche Energiedaten – sind ausschließlich auf dem institutionellen Server mit eingeschränkten Zugriffsrechten abgelegt und werden nicht über externe Plattformen oder Kommunikationskanäle geteilt. Für mehrere Datenkategorien bestehen Opt-Out-Gründe, die eine vollständige Offenlegung der Rohdaten ausschließen:

Die betrieblichen Energiedaten der LOI-Geber sowie weiterer befragter Betriebe unterliegen dem Opt-Out-Grund 2 (Geheimhaltung/Sicherheitsgründe) sowie dem Opt-Out-Grund 6 (Sonstige legitime Gründe – vertragliche Vertraulichkeitszusagen): Diese Daten wurden auf Basis schriftlicher Vertraulichkeitsvereinbarungen zur ausschließlich

projektinternen Nutzung bereitgestellt und dürfen nicht in betriebsindividuell rückführbarer Form veröffentlicht werden.

Die Stromlastprofile der Netz Burgenland GmbH unterliegen dem Opt-Out-Grund 2 (Geheimhaltung) auf Basis eines Datenlieferungsvertrags, der eine ausschließlich projektinterne Nutzung vorsieht.

Die Gebäudedaten der Gemeinde Neutal (Baubuch) sowie die Objektdaten der Oberwarter Siedlungsgenossenschaft (OSG) unterliegen dem Opt-Out-Grund 1 (Unvereinbarkeit mit dem Schutz der Ergebnisse) sowie Opt-Out-Grund 3 (Datenschutzgründe), da eine objektscharfe Veröffentlichung Rückschlüsse auf private Eigentümer:innen und Mieter:innen ermöglichen würde.

Die Simulationsergebnisse werden in zusammengefasster, nicht rückführbarer Form im Endbericht veröffentlicht und stehen damit der wissenschaftlichen und praktischen Nachnutzung zur Verfügung. Eine Weitergabe der zugrundeliegenden Rohdatensätze und Simulationsmodelle kann auf begründete Anfrage an die Forschung Burgenland GmbH (markus.puchegger@hochschule-burgenland.at) geprüft werden, sofern keine vertraglichen oder datenschutzrechtlichen Hindernisse entgegenstehen.

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1 Erhebung bei weiteren Betrieben	23
Tabelle 2 Spezifischer Raumwärmebedarf und Vorlauftemperatur, orientiert an nPro Energy (2025).....	24
Tabelle 3: Wärme- und Kältebedarf sowie Anlagendimensionierung der sechs räumlich unterschiedlichen Ausbaustufen sowie des Referenzszenarios Abdeckung über die gesamte Gemeinde	32
Tabelle 4: Jährlicher Energiebedarf im Projektgebiet (* direkt-elektrische Erzeugung)	36
Tabelle 5: Identifizierte Potentiale im Projektgebiet	37
Tabelle 6: Autarkie der umsetzungsnahen Konzepte für die Gemeinde Neutal	39
Tabelle 7: Ergebnisse der maximalen Autarkieszenarien in Konzept 4	40
Tabelle 8: Annahmen der wirtschaftlichen Betrachtung	47
Tabelle 9: Strombezugskosten der untersuchten Konzepte	48
Tabelle 10: Wärme-/Kältegestehungskosten für Konzept 2 und Vergleichsszenario.....	48
Tabelle 11: Wärme-/Kältegestehungskosten für ausgewählte Einzelgebäude	51
Tabelle 12: Autarkiegrade der Ausbaustufen und des Referenzszenarios	58
Tabelle 13 Zusammenfassung der Wärme-/Kältegestehungskosten aller Ausbauvariante	59
Tabelle 14: Referenz Wärme- und Kältegestehungskosten Ausbaustufe 1.....	71
Tabelle 15: Referenz Wärme- und Kältegestehungskosten Ausbaustufe 2.....	72
Tabelle 16: Referenz Wärme- und Kältegestehungskosten Ausbaustufe 3.....	73
Tabelle 17: Referenz Wärme- und Kältegestehungskosten Ausbaustufe 4.....	74
Tabelle 18: Referenz Wärme- und Kältegestehungskosten Ausbaustufe 1b.....	75
Tabelle 19: Referenz Wärme- und Kältegestehungskosten Ausbaustufe 4b.....	76
Tabelle 20 Daten, die im Rahmen des Projekts 5th Generation Heating Grid Neutal erhoben wurden.	77
Tabelle 21 Im Projekt generierte Daten	79
Tabelle 22 Beschreibung der Metadaten für Konzept 1-4 - Energie.....	80
Tabelle 23 Beschreibung der Metadaten für Konzept 1-4 - Wirtschaftlich	81
Tabelle 24 Beschreibung der Metadaten für Ausbaustufen 1-4 bzw. 1b und 4b - Energie.	82
Tabelle 25 Beschreibung der Metadaten für Ausbaustufen 1-4 bzw. 1b und 4b - Wirtschaftlich	83

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1 Lageplan Neutal im Mittleren Burgenland – Gemeindegebiet und Technologieareal	15
Abbildung 2 Die 5 Generationen von Wärmenetzen	17
Abbildung 3 Installierte PV-Leistung je Größenkategorie in Neutal (e-control, 2025)	20
Abbildung 4 Monatliche Verteilung von Bezugs- und Einspeiseleistung auf Trafoebene ...	21
Abbildung 5: Heizungsart	26
Abbildung 6: Bevorzugte Energiequelle für zukünftige Wärmeversorgung	27
Abbildung 7 Darstellung der Energiekonzepte in Anlehnung an (nPro Energy, 2025)	28
Abbildung 8: Bewertung eines Szenarios	53
Abbildung 9: Schematische Varianten zur Verrechnung des Wärme- und Kälteenergieaustauschs zwischen Anergienetz und Gebäuden	54
Abbildung 10: Umsetzungszeitplanung	60

Literaturverzeichnis

- BMK. (31. 01 2024). *Die österreichische Wärmestrategie*. Von https://www.bmwet.gv.at/Themen/Energie/Gebaeudeeffizienz_Waermeversorgung/Waermestrategie.html abgerufen
- Boku. (09. 11 2025). *Energiemosaik Austria*. Von <https://www.energiemosaik.at/intro> abgerufen
- e-control. (02. 12 2025). *Anlagenregister der e-control*. Von <https://anlagenregister.at/> abgerufen
- E-Mobilitätsstrategie Burgenland. (11. 03 2026). Von https://www.burgenland.at/fileadmin/user_upload/Downloads/Mobilitaet_und_Sicherheit/Mobilitaet/Relaunch/EMS22_E-Mobilitaetsstrategie_Burgenland.pdf abgerufen
- Google. (2024). *Google Maps [Karte]*. Von <https://www.google.com/maps> abgerufen
- Kranzl, L., Müller, A., Maia, I., Büchele, R., & Hartner, M. (2018). *Wärmezeit 2050 - Erfordernisse und Konsequenzen der Dekarbonisierung von Raumwärme und Warmwasserbereitstellung in Österreich - Endbericht*. TU Wien - Energie Economics Group.
- Netz Burgenland. (12. 02 2025). Stromnetzdaten Neutral. Eisenstadt: Netz Burgenland GmbH, persönliche Übermittlung im Rahmen eines Datenlieferungsvertrags.
- Neutral. (12. 01 2025). Daten aus der Energiebuchhaltung Neutral. neutral: persönliche Übergabe.
- nPro Energy. (2025). *nPro - District Energy Planning tool*. Von <https://www.npro.energy/> abgerufen
- OeMAG. (12. 02 2026). Von <https://www.oem-ag.at/marktpreis>: <https://www.oem-ag.at/marktpreis> abgerufen

- Statistik Austria. (12. 09 2022). *Energiebilanzen Österreich*. Von https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html abgerufen
- Statistik Austria. (2. 12 2025). Von Energiebilanzen Österreich: https://www.statistik.at/web_de/statistiken/energie_umwelt_innovation_mobilitaet/energie_und_umwelt/energie/energiebilanzen/index.html abgerufen
- Statistik Austria. (12. 05 2026). *Statistik Austria; Blick auf die Gemeinde*. Von <https://www.statistik.at/atlas/blick/> abgerufen
- Turek, V., Kilkovsky, B., Daxner, J., Babicka, F., & Jegla, Z. (2024). Von). Industrial Waste Heat Utilization in the European Union—An Engineering-Centric Review. *Energies*, 17(9), 2084: <https://doi.org/10.3390/en17092084> abgerufen
- WEG. (2022). *Bundesgesetz, mit dem das Wohnungseigentumsgesetz 2002 geändert wird (WEG-Novelle 2022 – WEG-Nov 2022)*, BGBl. I Nr. 222/2021.
- Wirtz, M., Schreiber, T., & Müller, D. (2022). *Survey of 53 Fifth-Generation District Heating and Cooling (5GDHC) Networks in Germany. Aachen*. Von <https://doi.org/10.1002/ente.202200749> abgerufen
- WRG. (1959). Bundesgesetz vom 16. Oktober 1959 über die Ordnung der Wasserverhältnisse (Wasserrechtsgesetz 1959 – WRG 1959), BGBl. Nr. 215/1959, .