Hochschule für angewandte Wissenschaften München (HM)
Institut für Nachhaltige Energiesysteme (ISES)

Abschlussbericht zum Projekt

Energienutzungsplan für Höhenkirchen-Siegertsbrunn mit einem Schwerpunkt auf Großanlagen

(„HöSi ENP – Schwerpunkt Großanlagen“)

Projekthintergründe und Ergebnisse

Dem Gemeinderat von Höhenkirchen-Siegertsbrunn
vorgelegt am 28. Juli 2022

Klimawandel – Global denken und HöSi-lokal handeln

Die Themen „Klimawandel“ und „Energiekrise“ dominieren nicht nur aktuell die Schlagzeilen. „Nachhaltige Entwicklung“ und die damit verbundene „Energiewende“ haben sich seit mehr als einem Jahrzehnt als ein Megatrend [1, S. 329] etabliert.

Der Anteil der nachhaltigen Primärenergieversorgung lag in Deutschland im Jahr 2021 bei knapp 16%. Um das Ziel „Klimaneutral 2045“ zu erreichen, gibt es laut Berichten wie dem für ein „Klimaneutrales Deutschland“ vom Think-Tank Agora Energiewende [2] klare technologische Ausbaupfade. Neben der Umstellung auf nachhaltige Primärenergieträger für alle Endenergie-Sektoren wird die Energiewende dabei durch zwei weitere Aspekte geprägt:

a) Neue Technologien müssen 1) für einen reduzierten Primärenergiebedarf sorgen 2) Kurz- und Langzeitspeicher integrieren sowie 3) im Wärme- sowie Mobilitätssektor mit Effizienzsteigerungen auf eine elektrische (und im Wärmesektor massiv Umweltwärme einbeziehende) Primärenergieversorgung umgestellt werden (Hintergrund: Zukünftig genutzte nachhaltige Primärenergieträger liefern vorrangig Elektrizität). Dazu sind (Technologien und Infrastruktur) Investitionen von 30...50Mrd € pro Jahr erforderlich.
b) Die heute massiv durch wenige zentral platzierte Kraftwerke geprägte (vor allem im Elektrizitätssektor) Infrastruktur des deutschen Energiesystems wird zukünftig durch eine Vielzahl dezentraler Einzelanlagen ersetzt werden. Errichtung und Betrieb dieser Anlagen müssen vorrangig von Privathaushalten sowie Kommunen genehmigt und in Auftrag gegeben werden.

Dezentralisierung bedeutet also „Verschiebung der Verantwortung“ auf die kommunale Ebene. Die oben genannten Investition sollen damit zu großen Teilen (laut [2] zu ca. 40%) von Kommunen erfolgen. Das stellt Kommunen nicht nur vor eine finanzielle Verantwortung, sondern wirft auch die Frage auf, wie Kommunen dieser Herausforderung in planerischer und koordinativer Hinsicht gerecht werden sollen. Bereits im Jahr 2010 wurde dazu der „Leitfaden Energienutzungsplanung“ [3] arbeitet. Er zeigt Gemeinderäten und Mitarbeiter:innen kommunaler Verwaltung jedoch weder, wie sie zu einer optimierten Auslegung („Design“) des kommunalen Energiesystems gelangen noch unterstützen sie konkrete Aktionen, um zu abgestimmten Entscheidungen zu gelangen. Vor Allem bei komplexen, sektorengekoppelten

Großanlagen wird dieses Problem deutlich. Das so angesprochene Defizit wird in der vorliegenden Arbeit allgemein angegangen, ein erweiterter Ansatz („ENP V2“) vorgestellt und speziell in Anwendung auf Höhenkirchen-Siegertsbrunn demonstriert.

Im Rahmen des Projekts „HöSi ENP – Schwerpunkt Großanlagen“ ist ein den bisherigen ENP Ansatz erweiternder Referenzprozess entstanden, der Kommunen befähigt…

…den aktuellen sowie zukünftigen Sektor-bezogenen Energiebedarf zu ermitteln
…alle lokalen Potenziale nachhaltiger Primärenergiequellen zu erfassen
…Ausbauoptionen systematisch hinsichtlich Kosten-Nutzen zu bewerten
…eine Entscheidungsbasis optimierter Systemauslegungen bereitzustellen

Der Referenzprozess, die zur Umsetzung benötigte Werkzeugkette sowie die Anwendung auf Höhenkirchen-Siegertsbrunn werden im vorliegenden Abschlussbericht detailliert vorgesellt.

Zunächst erfolgt die retrospektive Analyse des HöSi Energieverbrauchs und darauf aufbauend die Verbrauchsprognose für alle Endenergiesektoren. Im zweiten Schritt werden die Rahmenbedingungen und messbaren Zielindikatoren definiert. Auf dieser Basis werden im weiteren Projektverlauf mögliche Szenarien und Vermarktungsmodelle sowie die Rolle der Kommune entwickelt. Der vierte Schritt dient der Bewertung von Ausbauoptionen individueller Technologien nach den zuvor definierten quantifizierbaren Zielen. Abschließend werden verschiedene Szenarien zur Kombination von Erzeugeranlagen auf Gesamtsystemebene modelliert, simuliert und anhand der Zielkriterien multikriteriell („Pareto-„) optimiert. Die Pareto-optimalen Lösungen bleiben Teil der Betrachtung und in den Fokus gerückt. Die daraus gewonnenen Erkenntnisse und konkreten Anlagenkombinationen versetzen HöSi-Entscheider in die Lage, Kosten-Nutzen optimierte Varianten zu erkennen, zu priorisieren und eine entsprechende Ziel-Ausbauplanung voranzutreiben.

Die Basis einer Kosten-Nutzen optimierten Auswahl zur energetischen Ausbauplanung für HöSi liegt damit vor. Möge sie von allen Entscheidern verstanden und wohl genutzt werden.

München, am 28.07.2022 – das „HöSi ENP Projektteam“
Andreas Stadler, Dominic Mutzhas und Herbert Palm

Zusammenfassung/Executive Summary – 10 Kernaussagen

1) Der summarische **Bedarf an Endenergie (EE)** von Höhenkirchen-Siegertsbrunn (HöSi) für die Sektoren Wärme, Liefer- und Nahverkehr und Elektrizität ist zwischen 2010 und **2018** mit 156GWh und **154GWh** nahezu gleichgeblieben.

Mit 58% kommt dabei 2018 **dem Wärmesektor die mit Abstand größte Bedeutung zu**, gefolgt vom Sektor für Liefer- und Nahverkehr mit 27% und dem Elektrizitätssektor mit 15%. Bezüglich der Versorgung mit Primärenergie (PE) dominiert Erdgas in HöSi als Energieträger mit knapp 54GWh, wovon ca. 93% für Wärmeversorgung (Erdgas-Heizungen) und 7% für den Elektrizitätssektor (Erdgas-Kraftwerke im Öffentlichen Stromnetz) verwendet werden. Dies schafft internationale Abhängigkeit.

An zweiter Stelle der Versorgung steht Biomasse mit 19GWh, die (gemeinsam mit dem regenerativen Anteil im Bayerischen Strommix von 50% im Jahr 2018) auch den **Anteil erneuerbarer Energien** von **21%** in HöSi für das Jahr 2018 dominiert.

2) Durch Energienutzung ergibt sich 2018 für HöSi ein Beitrag an **CO_2-Äquivalente**n von ungefähr **45200 Tonnen**, entsprechend ca. 4,2 Tonnen CO_2 Äquivalente pro Einwohner und Jahr. **47% dieser Menge** kann dabei **dem Wärmesektor, 30% dem Sektor für Liefer- und Nahverkehr und 23% dem Elektrizitäts-Sektor zugeordnet** werden.

72% der jährlichen CO_2-Äquivalenten HöSi Emissionen stammen aus Erdgas (33%), Benzin/Diesel (29%) und Heizöl (10%).

3) Ein energetisch nachhaltiger Ausbau muss sich am zukünftigen Bedarf orientieren.

In einem Klimaschutz-orientierten Bedarfsprognosemodell wurde für 2045 in HöSi ein Gesamt Endenergie Bedarf von 100GWh ermittelt.

In dem gesamten betrachteten Zeitraum wird auch weiterhin der Wärmesektor den Gesamtbedarf dominieren und mindestens dreimal so groß bleiben wie die Sektoren individueller Nahverkehr und Elektrizität.

Wer die Energiewende erfolgreich gestalten möchte, muss sich also auch in Zukunft **auf den Wärmesektor fokussieren**.

4) Für einen nachhaltigen energetischen Ausbau stehen in HöSi lokal verschiedene Technologien alternativ zur Verfügung.

Im Wärmesektor sind das vor allem: a) Biomasse-Heizanlagen (zentral oder dezentral), b) Solarthermie-Anlagen (nur als Zusatz zu anderen Anlagentypen), c) dezentrale Wärmepumpen,

d) Wärmenetz (kommunal oder lokal, gespeist durch Biomasse-Heizanlagen oder Tiefen-Geothermie).

Im Umfeld nachhaltiger Stromproduktion sind es vor allem: Photovoltaik (PV) Gebäude-Dachflächenanlagen, b) PV-Freiflächenanlagen (in den Ausprägungen „konventionell“ oder „Agri-PV“, jeweils mit oder ohne EEG-Förderung), c) Windkraft (WK) Anlagen.

5) Im Rahmen einer Umstellung auf nachhaltige Primärenergieträger kommt den Strom-erzeugenden Technologien (v.a. PV und Windkraft) eine besondere Bedeutung zu. Gleichermaßen kann nachhaltig erzeugter Strom in anderen Segmenten (individueller Nahverkehr und Wärme) ausschließlich dann genutzt werden, wenn auch entsprechende (Strom nutzende und zusätzlich Effizienz steigernde) Technologien ausgebaut verfügbar sind.

Parallele Ausbauaktivitäten auf Seiten der Primärenergie (Bereitstellung von nachhaltig erzeugtem Strom) und Endenergie (Nutzung des nachhaltig erzeugten Stroms plus, v.a. im Wärmesegment Umgebungswärme) sind also unerlässlich.

6) HöSi bieten sich **Potenzial**e, seinen **Endenergie Bedarf** in den kommenden 25 Jahren **durch 100% nachhaltige Primärenergie** Quellen sogar **mehrfach bilanziell** (i.e. über den Zeitraum eines Jahres summarisch betrachtet, aber nicht zu jedem individuellen Zeitpunkt leistungsbezogen) **zu decken**.

Die mit Abstand größten nachhaltigen Ausbaupotenziale zeigen im Wärmesektor ein Tiefen-Geothermie gespeistes Wärmenetz und im Stromsektor PV-Freiflächenanlagen. Beide Technologien sind gleichermaßen mit den niedrigsten Wärme- bzw. Strom-Gestehungskosten verbunden. Wegen unterschiedlicher Betrachtungsaspekte und lokaler Gegebenheiten sollte der Ausbau nicht Technologie-einseitig erfolgen.

Daher wurde eine Vielzahl unterschiedlicher Effizienzmaßnahmen und Systemauslegungen (Kombinationen unterschiedlich gewichteter Technologiekombinationen) technisch, ökologisch und ökonomisch bewertet.

7) **Wichtigste Maßnahme im Wärmesegment** ist die **Reduktion des Bedarfs**, vor allem **durch** eine verbesserte **Gebäudedämmung** (Isolation).

Dem Prognosemodell wurde entsprechend eine auf den Gesamtgebäudebestand bezogene 1.2%-ige jährliche Sanierungsrate zugrunde gelegt. HöSi sollte diese Zielmarke unbedingt erreichen oder übertreffen. Entsprechende Bundesförderungen (e.g. die für effiziente Gebäude *BEG*) unterstützen diesbezügliche Maßnahmen im privaten Sektor. Weitere Pakete,

die auch Maßnahmen im kommunalen Bereich (e.g. die für effiziente Wärmenetze *BEW*) fördern, sind aktuell in Vorbereitung.

8) Eine **vollständig nachhaltig HöSi Wärmeversorgung ist innerhalb der kommenden 25 Jahre nur auf Basis eines kommunalen Wärmenetzes möglich**.

Während der ersten Ausbaustufen kann dieses Wärmenetz durch ein zentrales Biomasse-Heizwerk gespeist werden. Langfristig kann dieses Heizwerk eine Redundanz-Funktion übernehmen und das Wärmenetz auf eine Tiefen-Geothermie-Anlagen Speisung umstellen.

Dazu kann sich HöSi sowohl selbst im Rahmen einer neu zu bauenden („ARGE“) Anlage engagieren oder sich insbesondere an das von den Stadtwerken München (SWM, von der Anlage Dürrnhaar über Kirchstockach zum Wärmeknoten Neuperlach führende) geplante Fernwärmenetz anschließen.

9) Ein **kommunales Wärmenetz ist** als **Generationenprojekt** zu verstehen.

Langfristig ließe sich damit nicht nur eine nachhaltige Wärmeversorgung mit Wertschöpfung auf kommunaler Ebene, sondern auch die Variante mit niedrigsten Wärmegestehungskosten bei gleichzeitig größtem CO_2-Nutzen pro investiertem Euro realisieren.

Gleichermaßen ist der mit dem Aufbau eines kommunalen Wärmenetzes verbundene Aufwand sowie die benötigte Investitionssumme erheblich, lässt sich aber in Abschnitten realisieren. In einer ersten Ausbaustufe könnten in fünf Jahren nach Baugenehmigung ca. 30% des kommunalen Wärmebedarfs nachhaltig gedeckt werden.

10) Im **Stromsektor** sollte zunächst der **Ausbau von Freiflächen-PV Anlagen im Vordergrund** stehen.

Die Stromgestehungskosten von PV-Freiflächenanlagen liegen um gut 40% unter denen einer Windkraftanlage im HöSi Schwachwindgebiet.

Damit zeigen **PV-Freiflächenanlagen** auch ein um **40% höheres Potenzial der bilanziellen CO_2 Reduktion pro investiertem Euro gegenüber den geplanten Windkraftanlagen.** Der gegenseitige Nutzen unterschiedlicher Erzeugungsprofile von PV- und Windkraft-Anlagen beginnt bei einem Ausbau von mehr als 13MWp durch PV-Freiflächenanlagen deutlich zu werden. Über diesen Ausbaugrad von PV- Freiflächenanlagen hinaus sollte jedenfalls der Ausbau von Windkraftanlagen aus Gründen verstärkter CO_2 Reduktion (bei territorialer Bilanzierung + Verursacherprinzip) befürwortet werden.

Inhaltsverzeichnis

Klimawandel – Global denken und HöSi lokal handeln I

Zusammenfassung/Executive Summary – 10 Kernaussagen III

Inhaltsverzeichnis VI

Abbildungsverzeichnis VIII

Tabellenverzeichnis XII

1 Aktueller Stand und Herausforderungen kommunaler Energiewende 1

1.1 Problemstellung 1

1.2 Zielsetzung 2

1.3 Aufbau der Arbeit 2

1.4 Kommunale Instrumente zur Gestaltung der Energiewende 3

1.5 Leifaden zur Erstellung eines Energienutzungsplan 10

1.6 Wichtige Definitionen und Bilanzierungsmethodik 14

2 Erweiterung ENP-Prozess – Methodik und Werkzeugkette 22

2.1 Retrospektive Verbrauchsanalyse 23

2.2 Verbrauchsprognose 25

2.3 Definition der Ziele und Rahmenbedingungen 31

2.4 Einzelbewertung der Ausbauoptionen 34

2.5 Systembewertung und Optimierung 39

3 ENP Höhenkirchen-Siegertsbrunn – Schwerpunkt Großanlagen 45

3.1 Retrospektive Verbrauchsanalyse 45

3.2 Verbrauchsprognose 52

3.3 Definition der Ziele und Rahmenbedingungen 69

3.4 Einzelbewertung der Ausbauoptionen 73

3.5 Systembewertung und Optimierung 139

4 Diskussion und zukünftige Themen 157

4.1 Diskussion und Interpretation 158

4.2 Ausblick 160

5 Zusammenfassung 165

6 Literaturverzeichnis 168

Literatur 168

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Instrumente der kommunalen Energiewende 5
Abbildung 2: Bestandteile der kommunalen Wertschöpfung 9
Abbildung 3: Phasen bei der Erstellung eines Energienutzungsplans 11
Abbildung 4: Schematische Darstellung der Energiebegriffe [8] 15
Abbildung 5:Anzahl sanierter Gebäude in Abhängigkeit der verstrichenen Zeit für unterschiedliche Definitionen der Sanierungsrate 18
Abbildung 6: Treibhausgasbilanzierung im Verkehrssektor nach dem Territorialprinzip..... 19
Abbildung 7: Bilanzierungsmöglichkeiten für kommunalen Stromverbrauch 21
Abbildung 8: Referenzprozess zur Bestandsanalyse und vergleichenden Potenzialanalyse [11] 22
Abbildung 9: Klassifizierungs- und Modellstruktur für ein Energiebedarfsmodell 24
Abbildung 10: Beispielhafte Darstellung zweier verschiedener Bedarfsszenarien für den Energiebedarf einer Kommune 26
Abbildung 11: Prozess zur Erstellung eines Tools zur zeitlichen Auflösung in Lastprofile ... 28
Abbildung 12: Beispielhafte Darstellung zeitlich aufgelöster Jahreslastgänge einer Kommune 30
Abbildung 13:Übersicht zur Funktionsweise des Lastprofil-Tools (vgl. [14]) 30
Abbildung 14: Prozess zur Rahmen- und Zielsetzung 32
Abbildung 15: Beispielhafte Darstellung möglicher Energiepotenziale 35
Abbildung 16: Solarenergie unterteilt in Energiegruppen 36
Abbildung 17: Werkzeugkette zur vergleichenden Potenzialanalyse 41
Abbildung 18: Exemplarische Darstellung der Trade-Offs 43
Abbildung 19: Klassifizierungs- und Modellstruktur für des retrospektiven Energiebedarfsmodells für Höhenkirchen-Siegertsbrunn 46
Abbildung 20: Zusammenhang zwischen -Leistung, Batteriekapazität und Eigenverbrauchsanteil einer PV-Dachanlage [24] 47
Abbildung 21: Veranschaulichung des retrospektiven Wärmebedarfsmodells 48
Abbildung 22: Veranschaulichung des retrospektiven Mobilitätsbedarfsmodells..... 49

Abbildung 23: Retrospektive Verbrauchsanalyse für 2018 50
Abbildung 24: Endenergie und CO_2 -Äquivalente Emissionen der Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr im Jahr 2018 51
Abbildung 25: Relative Aufteilung des Auf Wirtschaftssektoren in den Energiesektoren Wärme und Strom 52
Abbildung 26: Klassifizierungs- und Modellstruktur für des prospektiven Energiebedarfsmodells für Höhenkirchen-Siegertsbrunn 53
Abbildung 27: Bedarfsszenario Höhenkirschen Siegertsbrunn 2045 54
Abbildung 28: Basisfunktion für Bevölkerungsmodell 55
Abbildung 29: Verwendete Datenpunkte und angepasstes Bevölkerungsmodell..... 56
Abbildung 30: Übersicht zum Wärmebedarfsmodell im Ist-Zustand und prospektiv 58
Abbildung 31: Entwicklung des Gebäudebestandes und des dazugehörigen Nutzwärmebedarfs 59
Abbildung 32: Übersicht zur Ermittlung der prospektiven Mobilitätsnachfrage und dem Endenergiebedarf im Verkehrssektor 60
Abbildung 33: Sub-Modell zur Veränderung der Fahrzeugkilometer in Höhenkirchen-Siegertsbrunn bis 2045. Obere Abbildung aus [11] 62
Abbildung 34: Prospektive Neuzulassungen und Fahrzeugbestand für LKW und PKW bis 2050 [11] 63
Abbildung 35: Sektor gekoppelter Strombedarf für die beiden Klimaschutz-orientierten Ausbauvarianten 67
Abbildung 36: Stromlastprofile des sektorgekoppelten Strombedarfs beider Klimaschutz-orientierten Ausbauvarianten 68
Abbildung 37: Potenzialbegriff nach Kaltschmitt [32] 74
Abbildung 38: Unterteilung der Technologiegruppe PV-FFA 77
Abbildung 39: Benachteiligte Fläche entlang S-Bahn Schienennetz..... 79
Abbildung 40: Analyse zu Stromgestehungskosten für Standard PV-FFA 82
Abbildung 41: Analyse zur Amortisationszeit für PV-FFA – EEG vs. PPA..... 84
Abbildung 42: Tornado-Chart zur Amortisationszeit für PV-FFA mit PPA 85
Abbildung 43: Tornado-Chart zur Amortisationszeit für PV-FFA mit EEG..... 86

Abbildung 44: Darstellung verschiedener Agri-PV-Varianten 87
Abbildung 45: Analyse zu Stromgestehungskosten für Agri-PV 90
Abbildung 46: Analyse zur Amortisationszeit für Agri-PV mit PPA 91
Abbildung 47: Tornado-Chart zur Amortisationszeit für Agri-PV mit PPA 92
Abbildung 48: Analyse zur Amortisationszeit für Agri-PV über Innovationsausschreibung.. 92
Abbildung 49: Tornado-Chart zur Amortisationszeit für Agri-PV 93
Abbildung 50: Histogramm über die Volllaststunden bei PV-Dachanlagen 96
Abbildung 51: Analyse zu Stromgestehungskosten in ct/kWh für PV-DFA 100
Abbildung 52: Analyse zur Amortisationszeit für PV-DFA 102
Abbildung 53: Tornado-Chart zur Amortisationszeit für PV-DFA 104
Abbildung 54: Potenzialflächen für Windenergie mit geplanten Anlagen 106
Abbildung 55: Analyse zu Stromgestehungskosten für WKA 108
Abbildung 56: Analyse zur Amortisationszeit für WKA 109
Abbildung 57: Tornadochart zur Amortisationszeit für WKA 109
Abbildung 58: Schematische System-Darstellung der Luft/Wasser-Wärmepumpe 112
Abbildung 59: Schematische System-Darstellung der Sole/Wasser-Wärmepumpe 113
Abbildung 60: Kartenausschnitt der Bohrtiefenbegrenzung bei Erdwärmesonden 114
Abbildung 61: Kartenausschnitt der spezifischen Entzugsleistung bei Erdwärmesonden 114
Abbildung 62: Kartenausschnitt der spezifischen Entzugsleistung bei Flächenkollektoren.. 115
Abbildung 63: Schematische System-Darstellung für Wasser/Wasser-Wärmepumpe..... 117
Abbildung 64: Kartenausschnitt zum Flurabstand Grundwasser 117
Abbildung 65: Kartenausschnitt zur typischen Grundwassertemperatur 118
Abbildung 66: Kartenausschnitt zum maximalen Fördervolumen bei Grundwassernutzung 119
Abbildung 67: Beispielhafte Abbildung einer energetischen Gebäudesanierung..... 120
Abbildung 68: Tornado-Chart zu Energiegestehungskosten bei Wärmepumpen (NT) 124
Abbildung 69: Tornado-Chart zu Energiegestehungskosten bei Wärmepumpen (HT) 125
Abbildung 70: Ermittlung der Gebäude-basierten Potenziale im Szenario ohne Wärmenetz 134
Abbildung 71: Ermittlung der Gebäude-basierten Potenziale im Szenario mit Wärmenetz.. 135
Abbildung 72: Trade-Off zwischen Wärmegestehungskosten (LCOH) und CO_2-Äquivalente Emissionen im Wärmebereich 142

Abbildung 73: Ein-Knoten-Modell für WKA mit PV-FFA und Dachanlagen 144
Abbildung 74: Parameteranalyse für Szenario ohne Wärmenetz..... 146
Abbildung 75: Trade-Off für jährlichen CO_2-Äquivalente Ausstoß pro Bürger vs. Investitionskosten im Szenario **ohne Wärmenetz** 148
Abbildung 76: Trade-Off für jährlichen CO_2-Äquivalente Ausstoß pro Bürger vs. Investitionskosten im Szenario **mit Wärmenetz**..... 150
Abbildung 77: spezifische Kosten für jährliche Emissionsreduktion im Szenario mit Fernwärmenetz 153
Abbildung 78: Bilanzielle Abdeckbarkeit der Energienachfrage in den Sektoren Strom und Wärme in den Szenarien mit- und ohne Wärmenetz..... 155
Abbildung 79: Endenergienachfrage der Energiesektoren und resultierende CO_2 Emissionen nach BISKO-Standard. 157

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Beispiele zu Instrumenten der Kommune 33
Tabelle 2: Beispiele zu Zielindikatoren 33
Tabelle 3: Beispielhafte, vereinfachte Darstellung eines Design Space 38
Tabelle 4: Berechnung von Fahrzeug- und Tonnenkilometern im Ist-Zustand und prospektiv 61
Tabelle 5: Endenergiebedarf pro Fahrzeugkilometer bzw. Tonnenkilometer der verschiedenen Antriebstypen in kWh/km 64
Tabelle 6: Nutzwärmebedarf-Deckung und resultierender Strombedarf der zwei betrachteten Ausbauvarianten im Wärmesektor in GWh 66
Tabelle 7: Übersicht der verwendeten Basislastprofile 67
Tabelle 8: Definierte Themenfelder und Zielindikatoren 69
Tabelle 9: Annahmen zur Monte-Carlo-Simulation für PV-FFA 81
Tabelle 10: Annahmen zur Monte-Carlo-Simulation für Agri-PV 88
Tabelle 11: Technisch-wirtschaftliche Ergebnisse für PV-Freiflächenanlagen 94
Tabelle 12: Annahmen zur Monte-Carlo-Simulation für PV-DFA 98
Tabelle 13: Technisch-wirtschaftliche Ergebnisse für PV-Dachanlagen 105
Tabelle 14: Annahmen zur Monte-Carlo-Simulation für WKA 107
Tabelle 15: Technisch-wirtschaftliche Ergebnisse für Windkraftanlagen 110
Tabelle 16: Annahmen zur Monte-Carlo-Simulation für dezentrale Wärmepumpen 122
Tabelle 17: Technisch-wirtschaftliche Ergebnisse für dezentrale Wärmepumpen 126
Tabelle 18: Zugrunde gelegte Annahmen für dezentrale Biomasse Pelletkessel 127
Tabelle 19: Zugrunde gelegte Annahmen für Solarthermie 128
Tabelle 20: Zugrunde gelegte Annahmen für das kommunale Fernwärmenetz 129
Tabelle 21: Zugrunde gelegte Annahmen für Gasheizungen 130
Tabelle 22: Zugrunde gelegte Annahmen für Anschluss an Tiefengeothermie der SWM 131
Tabelle 23: Zugrunde gelegte Annahmen für ein Biomasse-Heiz4werk 131

Tabelle 24: LCOH, Emissionsfaktoren und Potenziale [GWh] der Wärmetechnologien in den jeweiligen Gebäudeklassen für das Jahr 2045 136
Tabelle 25: Resultierender Design Space für Höhenkirchen-Siegertsbrunn 138

1 Aktueller Stand und Herausforderungen kommunaler Energiewende

Die im Pariser Klimaabkommen [1] auf internationaler Ebene vereinbarten Ziele einer klimaneutralen Energieversorgung bedingen einen dreifach disruptiven Wechsel zugrundeliegender Energiesysteme. Neben der Umstellung fossiler auf nachhaltige Primärenergieträger werden effizienz- und ressourcen-getrieben bislang zentrale Formen der Netztopologie mit sektorenentkoppelten Anlagen einer dezentral geprägten Netztopologie mit sektorengekoppelten Anlagen weichen. Diese Dezentralisierung verlagert den Schwerpunkt der Verantwortung für Konzeption, Bau und Betrieb von Energiesystemen auf die kommunale Ebene. Um der so wachsenden kommunalen Verantwortung nachkommen zu können, müssen kommunale Entscheidungsträger befähigt werden, die Vielfalt möglicher Ausbaualternativen kommunaler Energiesysteme zu kennen, zu überblicken und im Sinne einer Auswahl bestmöglicher Kompromisse zu beherrschen.

1.1 Problemstellung

Vor dem Hintergrund der zunehmenden Dezentralisierung des Energiesystems und damit einhergehend der Verschiebung der Verantwortung auf die kommunale Ebene wurde im Jahr 2010 der prozessuale Ansatz der „Energienutzungsplanung“ mit dem zugehörigen Leitfaden [2] als kommunales Planungsinstrument im bayerischen Energiesektor etabliert. Das Konzept der Energienutzungsplanung folgt einem dreistufigen Prozess ausgehend von einer „Bestands- und Potenzialanalyse“ über die „Konzeptentwicklung“ bis zur „Umsetzung“. Trotz vielfacher Anwendungserfolge fehlt für kommunale Entscheidungen großer Trageweite jedoch der vergleichende Aspekt der Potenzialanalyse. Eine quantitative Bewertung alternativer Investitionen in Anlagen zur nachhaltigen Bereitstellung von Energie erscheint jedoch zwingend notwendig, um insbesondere bei Bürgerbeteiligungen zur Anlagenfinanzierung eine gesamtoptimierte Lösung propagieren und umsetzen zu können.

1.2 Zielsetzung

Die Zielsetzung dieser Arbeit ist es, mit Grundlage des bestehenden Energienutzungsplans und dem damit verbundenen Leitfaden [2], einen Erweiterungsprozess mit einer definierten Werkzeugkette zu entwickeln. Dieser Prozess soll kommunale Entscheider dazu befähigen, anstatt Einzellösungen nur integrierte und hinsichtlich aller Zielkriterien optimale Systemauslegungen auszuwählen und umzusetzen.

Dazu ist es erforderlich die zukünftigen Umgebungsbedingungen der Energieversorgung, dabei vor allem den zeitlich aufgelösten Verbrauch, für eine Kommune zu ermitteln. Gleichzeitig sollen konkrete, quantifizierbare Zielkriterien, welche individuell auf eine Kommune abgestimmt werden können, zur Bewertung der Einzelmaßnahmen als auch der Systembewertung herangezogen werden. Anhand der zukünftigen Umgebungsbedingungen und den definierten quantifizierbaren Zielkriterien soll eine multikriterielle Optimierung des Gesamtsystems, nach dem methodischen Ansatz der Hyper Space Exploration, stattfinden. Die Ergebnisse dieser Optimierung und die daraus resultierenden Systemkonfigurationen sollen Entscheidern die notwendigen Informationen geben, um Projekte mit komplexen, sektorengekoppelten Energiesystemen in einer für alle Stakeholder optimaler Dimension umzusetzen.

1.3 Aufbau der Arbeit

Im ersten Kapitel der Arbeit werden die Rahmenbedingungen hinsichtlich der Möglichkeit zur kommunalen Gestaltung der Energiewende genannt. Zudem wird der aktuelle Standard zur Energienutzungsplanung beleuchtet und Schwachstellen dargelegt.

Das zweite Kapitel stellt den theoretischen Ansatz des Erweiterungsprozesses und damit verbunden die Methodik und Werkzeugkette dar. Diese gliedert sich in die retrospektive Verbrauchsanalyse, die Verbrauchsprognose, Definition der Ziele und Rahmenbedingungen, die Bewertung der Einzeltechnologien und die abschließende Systembewertung und Optimierung.

Entsprechend dem theoretischen Ansatz wird dann in Kapitel 3 die Umsetzung des Erweiterungsprozesses am Beispiel der Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn auf Basis der gesammelten Daten durchgeführt. Bei der abschließenden Systembewertung und Optimierung wurde ein Szenario mit und einem Szenario ohne Wärmenetz analysiert und so aufbereitet, dass kommunalen Entscheidungsträgern auch eine fundierte Entscheidung ermöglicht wird.

Anschließend werden sowohl die konkreten Ergebnisse aus dem Erweiterungsprozess für Höhenkirchen-Siegertsbrunn als auch die allgemeinen Herausforderungen und Verbesserungspotenziale diskutiert. Dabei erfolgt der Ausblick auf zukünftige Themen und Handlungsfelder.

Abschließend werden die in dieser Arbeit entstandene Methodik und die resultierenden Ergebnisse zusammengefasst.

1.4 Kommunale Instrumente zur Gestaltung der Energiewende

Unter dem Begriff der Kommune versteht man nach [3, S. 329] und [4] sowohl die Gemeinden, kreisfreien Städte, kreisangehörigen Städte als auch die Landkreise. Dabei ist die kommunale Ebene die unterste politische Ebene, welche im deutschen politischen System über ein grundgesetzlich garantiertes Selbstverwaltungsrecht verfügt. Des Weiteren werden auf dieser Ebene wesentliche politische Entscheidungen getroffen, welche einen unmittelbaren Einfluss auf die Lebensumstände der Bürger haben. Dazu zählen beispielsweise die Bereiche Versorgung, Fürsorge und Raumplanung. Durch diese geringe Distanz auf der lokalen Ebene entstehen direkte Mitwirkungsmöglichkeiten für die Bürger (vgl. [4]).

Dazu schreibt auch der Wissenschaftliche Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU) den Kommunen eine zentrale Rolle zu: „Städte sind Orte, in denen sich globaler Wandel niederschlägt und vorangetrieben wird: Städte und ihre Bevölkerungen sind gleichzeitig Treiber und Betroffene globalen Wandels.“ [5, S. 43]

Aktuell zeichnen sich auf kommunaler Ebene viele unterschiedliche Wege zur Umsetzung der globalen nachhaltigen Entwicklungsziele ab. Aufgrund der unmittelbaren Relevanz dieser

Entscheidungen für das Leben der Bürger sowie ihrer umfassenden Aufgabenbereiche, rücken Entscheidungsträger hierbei immer mehr in den Fokus (vgl. [3, S. 329]).

Bereits vor dem Jahr 2017 wurden durch Bund als auch durch Länder vermehrt Anforderungen an die Kommunen hinsichtlich Nachhaltigkeit und Energiewende gestellt. In einer Regierungserklärung des Bundestags werden keine konkreten Forderungen genannt, die Kommunen sollen aber in der Bevölkerung Akzeptanz für Infrastrukturmaßnahmen schaffen und als Vorbild in Bezug auf Energieeinsparung und -effizienz voran gehen (vgl. [6, S. 15]). Die Aufgaben einer Kommune bei der Energiewende liegen vor Allem in der Raumplanung, Flächennutzung, Bebauungsplanung, Verkehrsplanung, Infrastrukturplanung und nicht zuletzt in der eines Motivators für die einzelnen Bürger und Unternehmen (vgl. [6, S. 16]).

Auch die Länder weisen verstärkt auf die Vorbildfunktion der Kommunen hin, wobei auch die strategische Bedeutung von Energie-, Klimaschutz- bzw. Quartierskonzepten in den Fokus gerückt werden. Diese sind nach Ansicht der Länder dringend erforderlich, um die lokale und regionale Energiewende zu stemmen. Zudem wird auf die Steuerungsmöglichkeit im Bereich der Energieversorgung hingewiesen und zum Teil eine stärkere (finanzielle) Beteiligung der Kommunen gefordert (vgl. [6, S. 17-18]).

Angelehnt an [6] lassen sich die kommunalen Instrumente in vier thematische Gruppen unterteilen. Dabei handelt es sich zum einen um *Kommunikationsinstrumente*, zu denen unter anderem die Beratung, Presse- und Öffentlichkeitsarbeit fällt. Als zweites Themenfeld ergeben sich die *Management-Instrumente* mit dem Klimaschutz- oder Energiemanagement. Als Drittes ergibt sich die *wirtschaftliche Betätigung* der Kommune durch die Umsetzung von erneuerbaren Energien, Energieeffizienz- oder Energieeinsparungsmaßnahmen. Abschließend gibt es noch die Gruppe der *juristischen Instrumente* mit den Baustandards, Konzessionsverträgen, Flächennutzungsplanungen, usw. (vgl. [6, S. 41]). Diese Unterteilung wird auch in Abbildung 1 deutlich.

Abbildung 1: Instrumente der kommunalen Energiewende, angelehnt an [6, S. 44]

Das *Klimaschutzmanagement* soll als Teil der **Management-Instrumente** der übergreifenden Potenzialanalyse sowie der Identifikation der wesentlichen Akteure dienen. Dabei liegt der Fokus auf der gemeinsamen Entwicklung von Maßnahmen und damit verbundenen Zielen. Die Verantwortlichkeit kann dabei sowohl im Landkreis als auch auf Gemeinde-Ebene umgesetzt werden (vgl. [6, S. 53-54]).

Gleichzeitig kann über die Implementierung eines *Energiemanagements* innerhalb der Kommune eine Verbesserung des Energieverbrauchs erzielt werden. Dieses Tool muss von allen Beteiligten als sinnvoll erachtet und gelebt werden, nur dann wird schlussendlich auch ein Nutzen entstehen. Dabei können schon in der Anfangsphase ortsansässige Unternehmen mit eingebunden werden. Diese verfügen häufig bereits über ein Energiemanagement, wodurch die Kommune auf das bestehende Knowhow zurück greifen kann(vgl. [6, S. 54]).

Ein weiterer wesentlicher Punkt ist die *Evaluation* zur Analyse des Erfolgs und der Auswirkungen einzelner Maßnahmen. Problematisch ist hierbei immer die Beschaffung der

Daten. Auch hierbei ist es sinnvoll, Akteure aus Gewerbe und Industrie einzubinden, da diese oftmals bereits über eine weitreichende Datengrundlage verfügen (vgl. [6, S. 54]).

Ein wesentlicher Baustein der **Kommunikationsinstrumente** ist nach [6] die *interkommunale Vernetzung*. Hierbei liegt der Fokus auf die Kommunikation zu den angrenzenden Kommunen mit ihren Angestellten und Funktionsträgern. Durch eine funktionierende und gute Kommunikation zwischen den einzelnen Gemeinden können bereits frühzeitig Interessenskonflikte identifiziert und nach Möglichkeit beseitigt, aber auch gemeinsame Interessen bestärkt werden, um daraus Projekte zu generieren. Gleichzeitig werden dadurch übergeordnete Lösungen bestärkt, als einfaches Beispiel dient hier ein Verbundwärmenetz, welches ohne ein Zusammenwirken mehrere Kommunen nicht zustande kommen würde. Speziell für große Städte ist die interkommunale Vernetzung im Hinblick auf die Energiewende essenziell. Diese Städte können ihren Energieverbrauch oftmals nicht auf eigener Fläche decken und sind somit auf die mithilfe der umliegenden Kommunen angewiesen. Eine entscheidende Rolle übernimmt bei der interkommunalen Vernetzung der Landkreis. Dieser fungiert sowohl als Moderator als auch Motivator für die Projekte der einzelnen Kommunen und kann die Plattform zum gemeindeübergreifenden Austausch schaffen. Zudem kann gezielt die Umsetzung von Energieprojekten mit engagierten Kommunen vorangetrieben werden, um so im nächsten Schritt als Vorbild für die restlichen Gemeinden zu dienen. Die interkommunale Vernetzung ist also ein absolut notwendiger Grundstein zur effizienten und koordinierten Umsetzung der Energiewende auf regionaler Ebene, welche gleichzeitig den Erfolg kommunaler Unternehmen bestärkt und unnötige Konkurrenzsituationen vermeidet (vgl. [6, S. 44-46]).

Ein weiterer Baustein ist die *Presse- und Öffentlichkeitsarbeit*. Diese ist hauptsächlich ein begleitendes Instrument zur Bewerbung von Projekten, Förderungen oder anderen aktuellen Themen. Trotzdem hat man hier durch die Vorbildrolle der Kommune einen wesentlichen Einfluss auf den einzelnen Bürger und Unternehmen. Beispielsweise können spezielle Thementage zur Energie veranstaltet werden. Bürger sollen darüber informiert werden, dass, anders als häufig in diversen Medien propagiert, die Energiewende nicht die Preise steigen lässt,

sondern vielmehr Chance für jeden Einzelnen ist, eine Kostenersparnis zu erreichen. Auch geben Informationsangebote wie Solarkataster Verbrauchern den entscheidenden Anstoß zur Umsetzung von Projekten (vgl. [6, S. 49]).

Der letzte Schwerpunkt innerhalb der Kommunikationsinstrumente ist die *Bildung und Beratung* durch die Kommune. Durch die oftmals sehr stark differierenden Ausgangsniveaus der unterschiedlichen Personen, ist es eine Herausforderung die Beteiligten auf eine Ebene zu bringen, , um ein breites Verständnis in der Bevölkerung für Projekte, Infrastrukturmaßnahmen und ähnliche Vorhaben zu erzielen. Dadurch soll gleichzeitig jeder Einzelne dazu motiviert werden, eigene Projekte (z.B. Austausch der Heizung, Wärmedämmung…) umzusetzen und hinsichtlich Energieeinsparung sensibilisiert werden. Da jedem jederzeit eine große Auswahl an Informationsmaterial zur Verfügung steht, ist der vielversprechendere Ansatz durch Veranstaltungen, wie z.B. Themenabenden oder Energiemessen die Bevölkerung abzuholen, zu informieren und zu sensibilisieren. Gleichzeitig können auch Schulen als kommunale Einrichtungen zur Bildung im Bereich nachhaltiger Energien bereits im Kindesalter genutzt werden. Bei Kindern ist zusätzlich eine leichtere Akzeptanz zu erwarten, da diese unvoreingenommen sind. Diese Bildung kann in Form von Thementagen oder Gemeinschaftsprojekten durchgeführt werden. Ein weiterer, wesentlicher Punkt ist die Bildung der Verwaltung und der Entscheidungsträger innerhalb der Kommune. Diese sind die Akteure in der Energiewende und sollen dabei auf ein fundiertes Basiswissen zurückgreifen können (vgl. [6, S. 46-48]).

Durch die **juristischen Instrumente** bieten sich unterschiedliche Möglichkeiten für Kommunen, Vorgaben über Verträge oder Planungen zu machen. Eines in diesem Zuge oftmals thematisiertes Instrument sind die *Konzessionsverträge*. Kommunen können durchaus den Betrieb des Stromnetzes nach Ablauf eines Konzessionsvertrags in die eigene Hand nehmen. Dies birgt aber nicht unerhebliche Risiken beim Rückkauf des Stromnetzes und anschließend beim Betrieb, da die Forderung nach immer mehr Mess- und Steuerungstechnik steigt. Außerdem ist der Nutzen dadurch nur unwesentlich, da Erzeugeranlagen nach EEG ein

gesetzlich festgehaltener bevorzugter Anschluss ans Stromnetz gewährt werden muss (vgl. [6, S. 51-52]).

Eine zweite Möglichkeit ist der *Anschluss- und Benutzungszwang* bei Wärmenetzen. Dies ist eine gute Option, um bei Neubaugebieten ein effizientes Wärmenetz zu etablieren. Da aber vor allem bei neuen Bauwerken der Energieverbrauch sehr niedrig ist, ist für die Anschlussnehmer oftmals eine effiziente, dezentrale Heizung günstiger in der Anschaffung und dem Betrieb. Dies muss also vor einer Entscheidung gut kalkuliert und begründet werden. Bei bestehenden Wärmenetzen hat der Anschlusszwang oftmals eine Verfestigung von bestehenden konventionellen Kraftwerksstrukturen zur Folge, was nicht im Sinne der Nachhaltigkeit und der Energiewende steht (vgl. [6, S. 52]). Eine klare Ausnahme hiervon sind Wärmenetze, welche mittelfristig über Tiefengeothermie betrieben werden können.

Ein weiteres Instrument ist die Flächennutzungsplanung. Sie ist aus Sicht der Experten vorrangig für Windkraftanlagen entscheidend – wobei diese auch als „Verhinderungsplanung“ in der Kritik steht. Dabei sollte wieder auf die interkommunale Vernetzung verwiesen werden, welche eine solche Verhinderungsplanung vermeiden soll. Des Weiteren ist die Flächennutzungsplanung auch für solare Freiflächenanlagen sinnvoll. Das gilt auch für die Identifikation von Wärmesenken und -quellen im Zuge der Flächennutzungsplanung (vgl. [6, S. 52-53]). Darüber hinaus ist es für die Erstellung von solaren Freiflächenanlagen essenziell die langwierigen Schritte zur Anpassung des Bebauungsplans frühzeitig in die Wege zu leiten.

Ein weiteres Handlungsfeld ist nach [6] die direkte **wirtschaftliche Beteiligung** durch die Kommune in erneuerbare Energien, der Energieeffizienz oder der Energieeinsparung. Bei der *Investition in erneuerbare Energien* kann grundsätzlich unterschieden werden zwischen Anlagen, welche direkt kommunale Liegenschaften versorgen (z.B. Heizkessel für das Rathaus) oder kleinen PV-Dachanlagen und übergeordneten Anlagen (z.B. Windparks und große PV-Freiflächenanlagen), welche durch kommunale Unternehmen betrieben werden. Bei Ersteren ist wieder das Augenmerk auf die Vorbildfunktion der Kommune zu legen. Diese Maßnahmen sollten eng in die Kommunikationsarbeit eingebunden werden (vgl. [6, S. 49-50]). Die Vorbildfunktion sollte die Kommunen auch durch *Investitionen in Energieeffizienz* und

Energieeinsparungen beibehalten. Dabei gilt es vor Allem die bestehenden kommunalen Liegenschaften auf den Stand der Technik zu bringen und gleichzeitig übergeordnete Konzepte zusammen mit lokalen Unternehmen anzustreben (vgl. [6, S. 51]).

Bei übergeordneten (Groß-)Anlagen haben Kommunen und Bürger durch die zunehmende Dezentralisierung eine Möglichkeit zur Demokratisierung der Energieerzeugung. Neben der Erfüllung der Klimaziele und dadurch aktive Mitgestaltung an einer nachhaltigen Zukunft, haben solche Investitionen auch monetäre Vorteile für Kommunen und Regionen. Dabei sind zur Verdeutlichung die Säulen der kommunalen Wertschöpfung nach [7] in Abbildung 2 dargestellt.

Abbildung 2: Bestandteile der kommunalen Wertschöpfung, angelehnt an [7, S. 69]

Nach [7] kann die kommunale oder regionale Wertschöpfung auch als Summe der Einkommen und Einnahmen der beteiligten Akteure in einer Kommune oder Region verstanden werden. Dabei setzt sich die Wertschöpfung aus den Einkommensanteilen der Arbeitnehmer (Löhne, Gehälter) in der Kommune, den Kapitalgebern (Zinsaufwendungen) mit Sitz in der Kommune, dem Staat (Steuern, Abgaben) und den lokalen Unternehmen (Gewinn) zusammen. Auf Ebene einer Kommune sind allerdings nur die Steuereinnahmen relevant, welche direkt in den

kommunalen Haushalt fließen. Darüber hinaus tragen die Einkommen zu einer Erhöhung der Kaufkraft der Bürger in der Kommune bei. Dies ist auch bei den Unternehmensgewinnen der Fall, welche an die Gesellschafter ausgeschüttet werden oder für Neuinvestitionen genutzt werden (vgl. [7, S. 69-70]).

Es ist also sinnvoll, wenn sich Gemeinden und Städte über kommunale Unternehmen zusammen mit den Bürgern als Investoren beim Ausbau von erneuerbaren Energien beteiligen. Durch beispielsweise einer Installation einer großen PV-Freiflächenanlage innerhalb einer Kommune, bei der die Kommune zusammen mit den Bürgern als Investor dient, resultieren mehrere Einnahmequellen, welche sich positiv auf die Gemeinde auswirken. Zum einen erhält die Gemeinde direkt Gewinne durch die Beteiligung am Unternehmen. Zum anderen fallen anteilig die Gewerbesteuer und Einkommenssteuer für die Kommune ab. Gleichzeitig wird durch die Einbindung der Bürger als Investoren die Kaufkraft innerhalb der Kommune gestärkt, wodurch neue Investitionen getätigt werden können. Nicht berücksichtigt ist hierbei die potenzielle Ansiedelung von Dienstleistern für den Betrieb der Anlage als auch der Umsatz bei anderen Betrieben innerhalb der Kommune, welche durch die Installation, Wartung und Reparaturen bei der Anlage Umsätze generieren.

1.5 Leifaden zur Erstellung eines Energienutzungsplan

Ein Energienutzungsplan ist grundsätzlich ein informelles Planungsinstrument für Gemeinden zum Thema Energie. Es gliedert sich in die drei Phasen „Bestands- und Potenzialanalyse“, „Konzeptentwicklung“ und „Umsetzung“, wie sie in Abbildung 3 dargestellt sind. Der Energienutzungsplan zeigt ganzheitlich energetische Konzepte und Planungsziele auf, welche mit räumlichem Bezug dargestellt werden. Bei der Erstellung sollen dabei die Haupthandlungsfelder „Energieeinsparung“, „Steigerung der Energieeffizienz“ und „Einsatz erneuerbarer Energien“ in dieser Reihenfolge adressiert werden (vgl. [2, S. 5]). Betrachtet werden dabei die Sektoren „Haushalte“, „Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD)“ und „Industrie“. Der Sektor „Verkehr“ wird nicht näher betrachtet, da die Energieströme hier „[…] sehr weiträumig verflochten und nur schwer zu verorten sind“ [2, S. 6].

Zur Erstellung solcher Energienutzungspläne wurde im Jahr 2011 der „Leitfaden Energienutzungsplanung“ [2] von der Technischen Universität München erarbeitet und von dem Bayerischen Staatsministerium für Umwelt und Gesundheit, von dem Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft, Infrastruktur, Verkehr und Technologie und der Obersten Baubehörde im Bayerischen Staatsministerium des Innern herausgegeben. Dieser Leitfaden soll dabei sowohl den Entscheidungsträgern und Mitarbeitern in Kommunen als auch Ingenieurbüros eine grundlegende Einführung als auch eine methodische Anleitung für die Erstellung des Energienutzungsplans geben (vgl. [2, S. 7-8]).

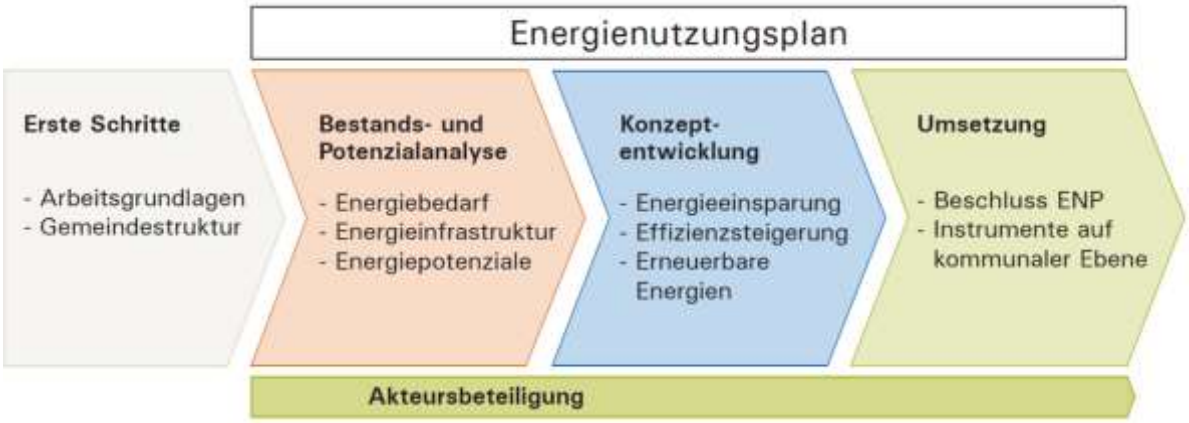

Abbildung 3: Phasen bei der Erstellung eines Energienutzungsplans [2, S. 5]

Als erster Schritt ist eine Arbeitsgrundlage zu schaffen. Dabei ist festzulegen, wie raumbezogene Daten verarbeitet bzw. verortet werden können, als auch was als Datengrundlage genutzt werden kann. Gleichzeitig ist die Gemeindestruktur grundlegend zu analysieren und in ein Bearbeitungsraster aufzuteilen (vgl. [2, S. 9-12]).

Nach [2] startet darauf aufbauend dann die eigentliche Energienutzungsplanung mit der **Bestands- und Potenzialanalyse**. Ziel dabei ist es, alle energiebezogenen Datengrundlagen mit ihrer räumlichen Verteilung auf dem Gemeindegebiet zu ermitteln. Dies umfasst den aktuellen Energiebedarf der Kommune, die bestehende Energieinfrastruktur und die

Energiepotenziale im Gemeindegebiet. Dabei wird zur Ermittlung des Energiebedarfs der ortsbezogene Wärmebedarf anhand des Gebäudebestands ermittelt und verortet. Beim Strom wird lediglich der Gesamtstromverbrauch der Gemeinde betrachtet und daher vorzugsweise über den Verteilnetzbetreiber abgefragt. Die Erfassung der Energieinfrastruktur bildet den aktuellen Stand der Energieversorgung in einer Kommune ab. Dabei werden im Bereich Wärme vorrangig die größeren zentralen und dezentralen Erzeugungsanlagen sowie die Gas- und Wärmenetze betrachtet, zudem sollen aber auch die gebäudespezifischen Erzeugungsanlagen erfasst werden. Im Bereich Strom sind alle vorhandenen Erzeugungsanlagen aufzunehmen. Abschließend werden die vorhandenen, regenerativen Energiepotenziale in der Gemeinde ermittelt. Diese Betrachtung ist, wie auch bei den vorherigen Schwerpunkten, bezogen auf die jährliche Energiemenge, nicht aber dem zeitlich aufgelösten Lastgang durchzuführen. Dabei werden die Themen Solarenergie, Biomasse, oberflächennahe Geothermie und Tiefengeothermie sowie Abwärme, Abwasser, Wind und Wasser betrachtet. Dadurch erhält man ein detailliertes, umfassendes Karten- und Datenmaterial zum aktuellen Bestand als Basis für die darauf aufbauende Konzeptentwicklung und gleichzeitig detaillierte Kenntnis des energetischen Bestands der Kommune (vgl. Kapitel 3 in [2]). Durch die lediglich retrospektive Betrachtung des Bestands fußt die Konzeptentwicklung auf den aktuellen und historischen Verbräuchen, nur bedingt aber auf den zukünftig anzunehmenden. Dadurch werden Ausbauoptionen bei verbrauchsoptimierter Auslegung nicht auf den tatsächlichen zukünftigen Bedarf quantifiziert, da der zukünftige Bedarf lediglich durch grobe Abschätzung beim Wärmeverbrauch in der Konzeptentwicklung einfließt. Gleichzeitig wird durch die rein bilanzielle Jahresbetrachtung ein wichtiger Punkt nicht betrachtet, welcher vor Allem bei fluktuierenden Erzeugern entscheidend ist – die zeitliche Verteilung der Erzeugung. Auf Grund dieser beide Punkte werden bereits im ersten Prozessschritt entscheidende Unsicherheiten ein- und mitgeführt.

Im nächsten Schritt beginnt die **Konzeptentwicklung**. Dabei sollen die drei Haupt-handlungsfelder „Energieeinsparung“, „Steigerung der Energieeffizienz“ und „Einsatz erneuerbarer Energien“ in dieser Reihenfolge betrachtet und priorisiert werden. Als Grundlage

dient dabei immer die vorhergehende Bestands- und Potenzialanalyse. Zunächst wird bewertet, wo sich ein Wärmenetz eignet und wo als Alternative dezentrale Einzellösungen erforderlich sind. Dies lässt sich im Wesentlichen aus der räumlichen Struktur und der Dichte des Wärmebedarfs ableiten. Hierbei sollen auch grobe Abschätzungen zu zukünftigen Erwartungen einfließen. Nach der Klassifizierung der Gebiete muss jeweils definiert werden, ob und wo Handlungsbedarf besteht. Dabei sollen, anhand der bestehenden Energieinfrastruktur und Wärmebedarfsdichten, auch die möglichen Handlungsoptionen festgelegt werden. Daraus entstehen anschließend die Energiekonzepte mit den jeweiligen Konzeptalternativen. Dies gestaltet sich in jeder Gemeinde sehr individuell und hängt stark von den jeweiligen Gegebenheiten ab. Im letzten Schritt ergibt sich dann durch das Zusammenfassen der entwickelten Energiekonzepte und Alternativen in Form von (digitalem) Kartenmaterial und erläuternden Texten der Energienutzungsplan. Dieser enthält neben der räumlichen Zuordnung der ermittelten Energiepotenziale Handlungsempfehlungen zur regenerativen Stromerzeugung, der Definition von Prioritätsgebieten für Einsparungsmaßnahmen und anderen Dokumenten, den zusammenfassenden Maßnahmenkatalog inklusive zeitlicher Priorisierung und den zugehörigen Empfehlungen seitens des Erstellers (vgl. Kapitel 4 in [2]).

Für die konkrete Umsetzung der einzelnen Maßnahmen sind anschließend exakte Machbarkeitsüberlegungen, Wirtschaftlichkeitsberechnungen sowie Ausführungsplanungen erforderlich. Dazu müssen die zu betrachtenden Maßnahmen durch die Kommune bereits vorselektiert werden, um dann die näheren Betrachtungen für ausgewählte Maßnahmen anstoßen zu können. Genau das erweist sich als eine große Herausforderung. Der Maßnahmenkatalog von Energienutzungsplänen umfasst oft mehr als 100 Einzelmaßnahmen, angefangen von kleinen Projekten zur Effizienzsteigerung, wie z.B. den Austausch von Heizungspumpen bis hin zu Großprojekten mit der Errichtung von Windkraftanlagen im Megawatt-Bereich. Dabei müssen die Entscheider auf kommunaler Ebene, welche meist kein tiefgreifendes energietechnisches Wissen aufweisen, diese Auswahl treffen. Die Entscheider sind durch die Ergebnisse des Energienutzungsplans nicht dazu befähigt, die Maßnahmen vernünftig zu quantifizieren, gegeneinander zu vergleichen und zu priorisieren. Es fehlt eine vorab definierte Bewertung hinsichtlich individuell wählbaren, auf die Gemeinde zugeschnittenen Zielkriterien. Gleichzeitig ist eine Entscheidung für eine integrierte

Ausbauvariante, welche die optimale Lösung im Anblick der vielfältigen Anforderungen einer Kommune und deren Bürger bedienen soll, ohne eine multikriterielle Bewertung Szenarien hinsichtlich der Zielkriterien nicht möglich. Diese Schwierigkeit besteht vor allem bei kostenintensiven Großanlagen und der Kombination dieser, da Kommunen zur detaillierten Analyse bereits signifikant in Vorleistung gehen müssen. Durch diese und andere Hürden bei der Entscheidungsfindung werden vielversprechende Maßnahmen oftmals bereits im Keim erstickt.

Abschließend erfolgt dann im Schritt der **Umsetzung** der Beschluss des Energienutzungsplans mit dessen Einzelmaßnahmen durch den Gemeinderat. Als informelles Planungsinstrument hat der Beschluss des Energienutzungsplan jedoch keine Rechtsverbindlichkeit nach außen, weshalb bei der Umsetzung seiner Ziele ggf. bestehende Planungsinstrumente zu Hilfe genommen werden müssen (vgl. Kapitel 5 in [2]). Dabei stehen im Wesentlichen die in Kapitel 1.4 beschriebenen Instrumente, wie Bauleitplanung sowie Anschluss- und Benutzungszwang, zur Verfügung.

Die genannten Herausforderungen zur Bestands- und Potenzialanalyse als auch zur Konzeptentwicklung und Umsetzung sollen durch den in Kapitel 2 beschriebenen erweiterten Prozess für integrierte Großanlagen vereinfacht werden, um somit den kommunalen Entscheidern die Möglichkeit zur einfachen und begründeten Entscheidungsfindung zu geben.

1.6 Wichtige Definitionen und Bilanzierungsmethodik

Um die Projektergebnisse schnell begreifen zu können ist es erforderlich einige verschiedene Energiebegriffe, sowie die verschiedenen Ansätze zur Treibhausgasbilanzierung zu kennen und zu verstehen.

1.6.1 Energiebegriffe

Der Energiebegriff ist in der heutigen Gesellschaft vielseitig verwendet und muss selbst innerhalb der Energiebranche genauer definiert werden, um ein einheitliches Verständnis der präsentierten Modelle und Ergebnisse zu erreichen. Besonders relevant im Kontext dieses Berichts sind die in Abbildung 4 veranschaulichten Begriffe Primär-, End und Nutzenergie. Wie nachfolgend abgebildet, stellt die Endenergie eine Teilmenge der Primärenergie dar und die Nutzenergie wiederum eine Teilmenge der Endenergie.

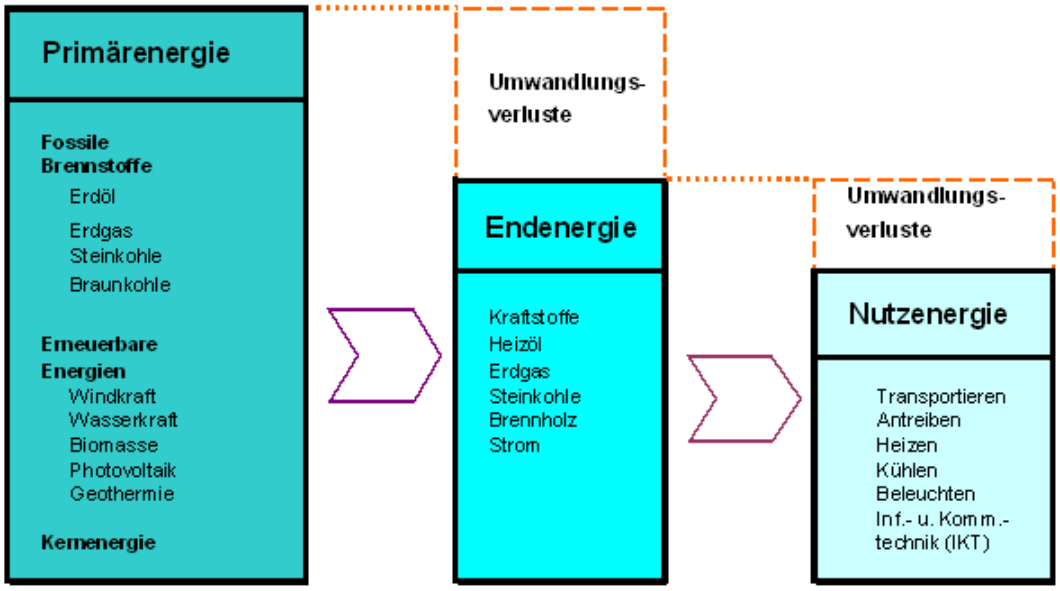

Abbildung 4: Schematische Darstellung der Energiebegriffe [8]

Erstere bezeichnet die rohe Form der Energie, bevor durch Transport, Verfeuerung oder andere Umwandlungsprozesse etwaige Verluste auftreten. Die Endenergie umfasst die Energiemenge, welche beim Endverbraucher ankommt, also beispielsweise Fernwärme, Heizöl oder Benzin für das Auto. Die Nutzenergie definiert die Energiemenge, welche dem Endverbraucher nach Abzug aller Verluste übrigbleibt, um sie für seine Zwecke, wie zum Beispiel Raumwärme oder Beleuchtung, zu nutzen.

Es ist zu betonen, dass die Nutzenergie dabei die Größe ist, von der ausgehend sich die anderen beiden Größen ableiten. Für die Beheizung eines Gebäudes mit einem festgelegten Raumwärmebedarf (Nutzenergie) bedarf es bei Verwendung eines klassischen Heizlüfters wesentlich mehr Strom (Endenergie) als bei Verwendung einer Wärmepumpe. Zur Bereitstellung derselben Menge an Strom für den Betrieb der Wärmepumpe, bedarf es bei Betrieb eines veralteten Kraftwerkes mit geringem Wirkungsgrad wiederrum wesentlich mehr Primärenergie als bei Bereitstellung durch ein hochmodernes Kraftwerk mit höherem Wirkungsgrad.

Zur Modellierung und Simulation eines jeden Energiesystems ist es stets unabdingbar den Energiebedarf zu kennen auf den die Erzeugungsanlagen ausgelegt werden sollen. Dabei ist die Endenergie besonders interessant, da durch sie die Energiemenge festgelegt wird, welche das Energiesystem and die Verbraucher liefern muss. Ist bekannt wieviel Strom ein Verbraucher benötigt, so ist aus der Sicht des Energieversorgers zunächst irrelevant mit welchen Umwandlungsverlusten der Verbraucher diesen zu Nutzenergie umwandelt. Die Modellierung und Bewertung verschiedener Wärmeversorgungsysteme bedarf jedoch unbedingt eine Betrachtung der Nutzwärme, da die Endenergie je Technologievariante unterschiedlich ausfällt, also ein Output der Simulation des Systems darstellt.

Für die Treibhausgasbilanzierung eignet sich die Primärenergie theoretisch am besten, praktisch wird dafür wird dafür jedoch auf die Endenergie zurückgegriffen. Diese ist durch Abfragen bei den lokalen Netzbetreibern (Strom, Gas) zum Großteil recht einfach zu ermitteln. Da die Umwandlungsverluste bei der Gewinnung aus Primärenergieträgern immer annäherungsweise gleich sind, werden zumeist allgemein anerkannte Endenergie-Emissionsfaktoren verwendet.

1.6.2 Sanierungsrate

Der Begriff der Sanierungsrate ist in der politischen Landschaft heute ubiquitär und auch für die Erstellung von Bedarfsmodellen zentral. Allerdings existiert Stand heute keine

bundeseinheitliche Definition dieser Kennzahl, weshalb im Folgenden anhand eines Beispiels drei verschiedene Definitionsmöglichkeiten vorgestellt werden. Die Beispielgemeinde hat im Ist-Zustand etwa 2750 Gebäude, wovon etwa 1850 sanierungsbedürftig sind und etwa 900 einen guten energetischen Zustand aufweisen. Des Weiteren wird davon ausgegangen, dass Neubauten keinerlei energetische Sanierung benötigen, also nicht mitbetrachtet werden müssen. Im Beispiel wird von einer Sanierungsrate ≈ 1,2% und einem Betrachtungszeitraum von 27 Jahren (2018-2045) ausgegangen.

Die erste Möglichkeit wäre die Sanierungsrate anfangs auf den gesamten Ist-Bestand von **2750** zu beziehen und dies über den gesamten Betrachtungszeitraum beizubehalten. Dieser Ansatz ist in Abbildung 5 orange dargestellt und führt wegen des konstanten Bezuges auch zu einer gleichbleibenden Anzahl von etwa **33** sanierten Gebäuden pro Jahr.

Als zweiten Ansatz kann die Sanierungsrate zwar auf den gesamten Ist-Bestand von 2750 bezogen, jedoch im weiteren Verlauf die jeweils sanierten Gebäude vernachlässigt werden (siehe Abbildung 5, blau). Würden im ersten Jahr **2750 *1.2% ≈ 33** Gebäude saniert werden, so würden nach dieser Definition im folgenden Jahr noch **(2750-33) * 1.2% ≈ 32.6** Gebäude saniert und im Jahr darauf nur noch **(2750-33-32.6) * 1.2% ≈ 32.2** Gebäude werden. Über den gesamten Betrachtungszeitraum ergibt sich hierfür ein Mittelwert von etwa **28** Gebäuden pro Jahr.

Zuletzt kann die Sanierungsrate auch auf den sanierungsbedürftigen Ist-Bestand von **1850** Gebäuden bezogen werden. Diese Rate wird über den gesamten Betrachtungszeitraum beibehalten (siehe Abbildung 5 grau). Damit liegt der einzige Unterschied zur zweiten Definition in dem geringeren initialen Bezugs-bestand. Der Mittelwert fällt deswegen mit etwa **20** Gebäuden pro Jahr am geringsten aus.

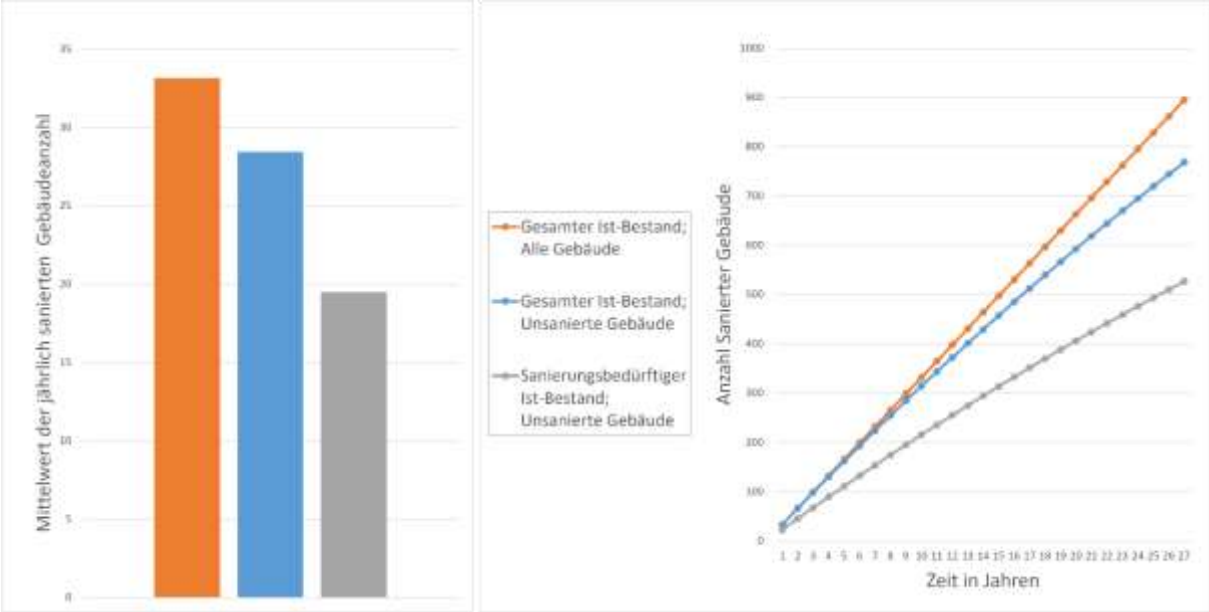

Abbildung 5:Anzahl sanierter Gebäude in Abhängigkeit der verstrichenen Zeit für unterschiedliche Definitionen der Sanierungsrate

Mit Ausnahme der ersten Definition wird also davon ausgegangen, dass die Anzahl der jährlich sanierten Gebäude maßgeblich vom Bestand unsanierter Gebäude in der Gemeinde abhängt und deswegen mit der Zeit abnimmt. Die erste Definition hingegen verkörpert im Kern die Annahme, dass die Anzahl sanierbarer Gebäude vor allem durch die Ausbaukapazität (Verfügbarkeit von: Material, Handwerker, Kapital, …) begrenzt ist und es keine Rolle spielt, wie viele unsanierte Gebäude in der Gemeinde weiterhin vorhanden sind. Da die Sanierungsrate in den nächsten 30 Jahren voraussichtlich mehr von limitierenden Faktoren, als von der Anzahl zu sanierender Gebäude abhängen wird, findet in diesem Bericht ausschließlich die erste Definition Anwendung.

1.6.3 Treibhausgasbilanzierung

Prinzipiell gibt es zwei zentrale Ansätze zur globalen Bilanzierung von Treibhausgasen, welche bei konsistenter Bilanzierung beide denselben Wert ergeben. Auf oberster Ebene wird die Erde dabei auf Nationalstaaten aufgeteilt.

Das erste Prinzip ordnet jedem Nationalstaat alle CO_2-Äquivalente zu, welche durch den Verbrauch von Dienstleistungen und Produkten in seinem Gebiet entstehen und wird deshalb als Verursacherprinzip bezeichnet. Dieses Prinzip ist am Beispiel des Stromverbrauches einer Gemeinde in Abbildung 7 rechts dargestellt.

Das zweite Prinzip berücksichtigt hingegen alle Emissionen die innerhalb eines Territoriums (Nationalstaat) entstehen, wobei egal ist wo der tatsächliche Verbrauch stattfindet. Exportiert also ein erster Staat beispielsweise Kohlestrom in einen zweiten Staat, so werden die Emissionen dem ersten Staat angerechnet, da diese dort entstehen. In Abbildung 6 ist diese Methode am Beispiel des Verkehrssektors veranschaulicht, wobei nur die mit einer durchgezogenen Linie dargestellten Wege in die Territorialbilanz eingehen, da diese auf dem betrachteten Territorium entstehen.

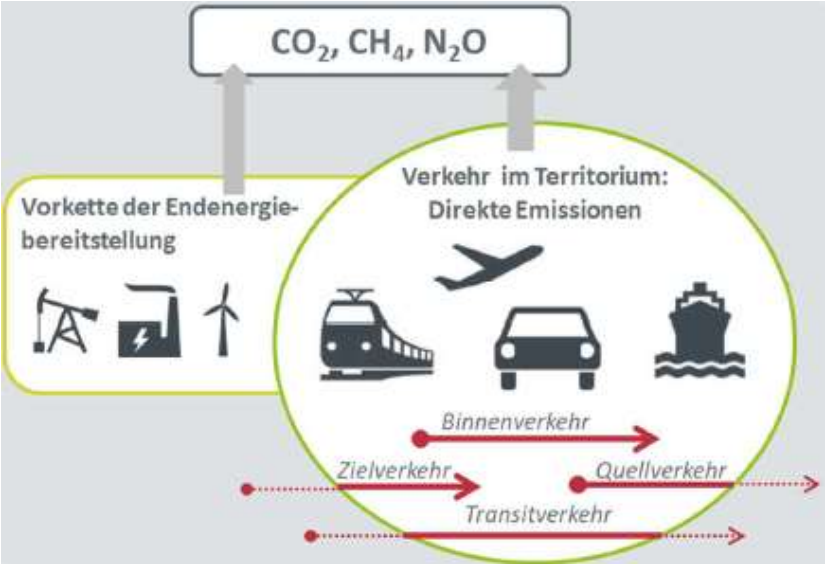

Abbildung 6: Treibhausgasbilanzierung im Verkehrssektor nach dem Territorialprinzip

Obwohl das Verursacherprinzip das Verbrauchsverhalten wohl präziser abbildet, wird auf globaler-, Bundes- und Landesebene das Territorialprinzip verwendet, da die Schwierigkeiten bei der Ermittlung einer Verursacherbilanz zu schwerwiegend sind. Durch diesen Ansatz kann

aus den Landesbilanzen eine Bundesbilanz und aus den nationalen Bilanzen eine globale Bilanz aggregiert werden.

Auf kommunaler Ebene hingegen würde ein rein territorialer Bilanzierungsansatz jedoch zu Problemen führen. Hat eine Gemeinde zum Beispiel keinerlei Kraftwerke, so entstehen auch keine territorialen Emissionen aus der Stromerzeugung, was zu Null-Emissionen im Stromsektor führen würde. Möchte man Transparenz zur aktuellen Lage der Energiewende, oder den Effekten neuer Klimaschutzmaßnahmen haben, so ist dieser Ansatz also ungeeignet.

Da ein Standard für kommunale Bilanzierung zum einen als Leitfaden fungieren kann und zum anderen die Verständlichkeit und Vergleichbarkeit von kommunalen Bilanzen verbessert, erstellte das ifeu (Institut für Energie- und Umweltforschung) aufgrund eines Beschlusses des Bundestages eine geeignete Methodik, den sogenannten BISKO-Standard [9]. Dieser empfiehlt anstatt einer rein territorialen Bilanzierung die sogenannte endenergiebasierte Territorialbilanz. Dieser Ansatz basiert ebenfalls auf dem Territorialprinzip, nur dass Strom und Fernwärme nach dem Verursacherprinzip bilanziert werden sollen. Nach dieser Methode taucht also jeglicher Strom, der innerhalb eines Gemeindegebiets verbraucht wird, auch in ihrer Treibhausgasbilanz auf, wohingegen die lokale Energieerzeugung für die Bilanz keinerlei Rolle spielt. Wie rechts in Abbildung 7 veranschaulicht, fließt jeglicher Strombedarf über den Emissionsfaktor des Bundesstrommix in die Bilanz ein.

Das Vorhandensein großer erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen wie PV-Freiflächen- und Windkraftanlagen wirken sich demnach nicht auf die Treibhausgasbilanz aus. Dadurch können Gemeinden ihre Bilanz im Bereich Strom lediglich verbessern, indem sie lokale Maßnahmen ergreifen, wie etwa den Eigenstromverbrauch aus einer PV-Dachanlage (dieser kann nicht vom örtlichen Stromverteilnetzbetreiber erfasst werden und geht nach der BISKO demnach nicht in die Bilanz ein) oder das Einsparen von Strom durch effizientere Technik und suffizienteres Verbrauchsverhalten. Aus der Sicht des Bundes ist dies ein Vorteil, da Strom gut verteilbar ist und die Stromerzeugung zur Not auch auf Landesebene oder gar Bundesebene umgestellt werden kann, lokale Einsparungsmaßnahmen jedoch nur lokal in den Kommunen. Außerdem verschiebt es den Fokus auf die größeren und wesentlich schwieriger zu dekarbonisierenden Sektoren Wärme und Verkehr.

Laut dem Abschlussbericht zur Weiterentwicklung des BISKO-Standards besteht auch Kritik an dieser Indifferenz der Treibhausgasbilanzierung gegenüber großen erneuerbaren Strom-Erzeugungsanlagen. Schließlich birgt dieser Bilanzierungsansatz die Gefahr mangelnder Betrachtung dieses integralen Bestandteils kommunaler Energiewende [10]. Mangelnder Fokus in diesem Bereich wäre gerade deshalb fatal, da der Strombedarf aufgrund der Elektrifizierung des deutschen Energiesystems zukünftig weiter ansteigen wird [11]. Aus diesem Grund kann es Sinn machen neben einer BISKO-konformen Bilanz für das gesamte Energiesystem zusätzlich noch eine Einzelbetrachtung des Stromsektors vorzunehmen, für welche der Stromverbrauch (Verursacherprinzip) mit der territorialen Stromerzeugung verrechnet wird. Dafür wird der jährliche Stromverbrauch zeitlich aufgelöst (z.B. in 15-Minuten Intervallen) und für jedes Intervall bestimmt welcher Anteil des Strombedarfes aus Stromerzeugungsanlagen innerhalb des Gemeindegebiets gedeckt werden kann, bzw. welche Menge aus dem öffentlichen Netz zugeführt werden muss. Der lokal erzeugte Anteil wird dann mit den anlagenspezifischen Emissionsfaktoren bilanziert, wohingegen der zugeführte Strom mit dem Emissionsfaktor des fossilen Bundesstrommix bilanziert wird (siehe Abbildung 7 links).

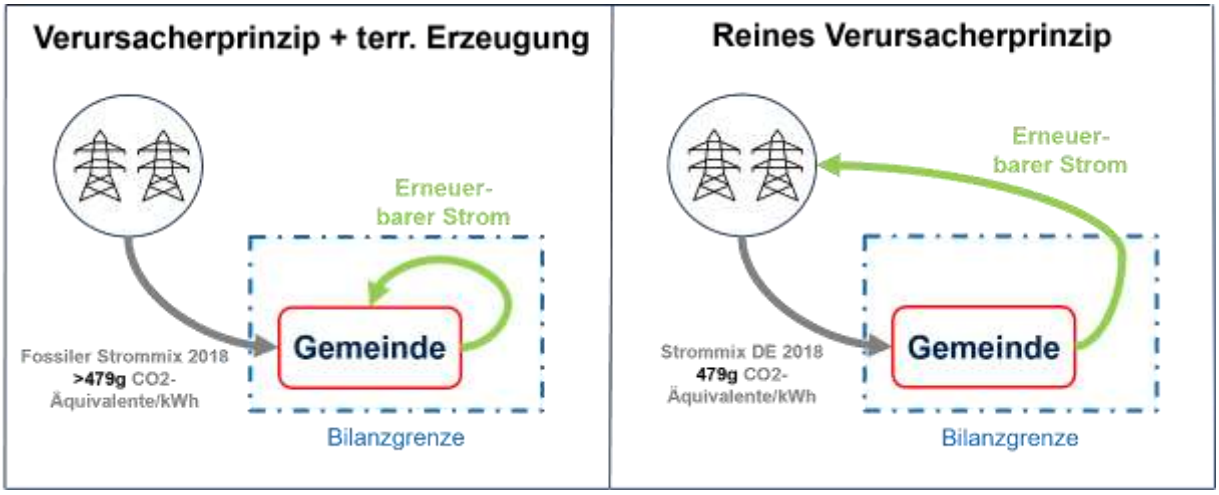

Abbildung 7: Bilanzierungsmöglichkeiten für kommunalen Stromverbrauch

2 Erweiterung ENP-Prozess – Methodik und Werkzeugkette

Nachfolgend wird die um die Aspekte der Verbrauchsprognose und der Systembewertung und Optimierung erweiterte Werkzeugkette zur Energienutzungsplanung Phase 1 „Bestands- und Potenzialanalyse“ und Phase 2 „Konzeptentwicklung“ dargestellt (vgl. 1.5). Dabei werden der aktuelle Bedarf ermittelt, Ausbaupotenziale für die jeweiligen technologiespezifischen Anlagentypen bestimmt und diese als Gesamtsystem abschließend anhand anfangs definierter Ziele bewertet. Dies lässt sich durch die in Abbildung 8 gezeigten Arbeitsschritte erreichen.

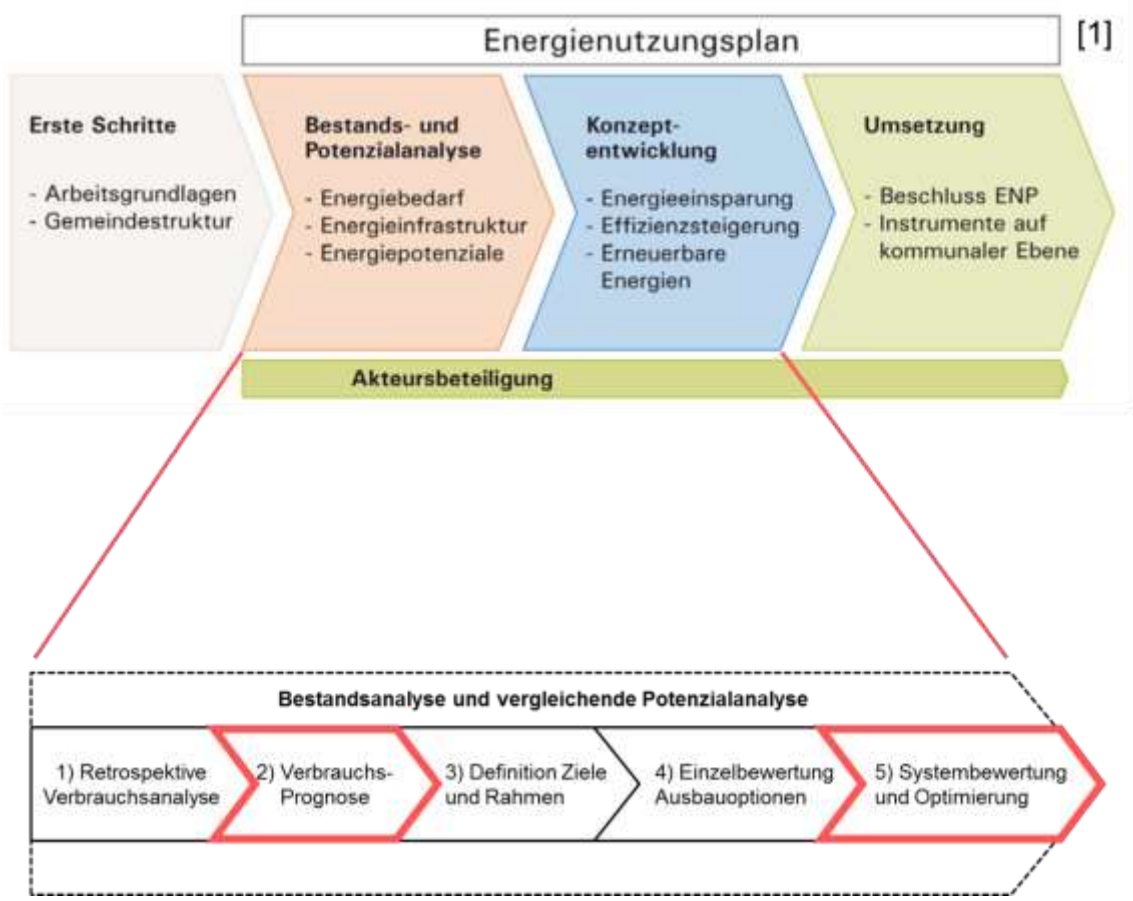

Abbildung 8: Referenzprozess zur Bestandsanalyse und vergleichenden Potenzialanalyse [11]

Die Schritte 1 „retrospektive Verbrauchsanalyse“ und 2 „Verbrauchsprognose“ liefern einen Überblick zum historischen bzw. prognostizierten zukünftigen Bedarf in der Verbrauchssektoren Wärme, Verkehr und Elektrizität als Zeitreihe. In Schritt 3 werden messbare Zielindikatoren sowie die einzuhaltenden Rahmenbedingungen definiert. In Schritt 4 werden die möglichen Ausbauoptionen ermittelt und somit der Rahmen technologiespezifischer Ausbauvarianten festgelegt. Abschließend bewertet Schritt 5 die Trade-offs dieser Optionen im Kontext einer multikriteriell optimierten Systemarchitektur. Die Ergebnisse werden in Form von Trade-offs zwischen den Zielindikatoren dargestellt.

2.1 Retrospektive Verbrauchsanalyse

Der unmittelbare Einflussbereich einer kommunale Energienutzungsplanung ist vorrangig auf die Deckung des regional begründeten Bedarfs in den Endenergiesegmenten der Energiewirtschaft beschränkt. Demnach werden im Folgenden nur Beiträge der kommunalen Energiewirtschaft betrachtet. Die Deckung des überregionalen Bedarfs, z.B. Konsumgüter oder überregionaler Verkehr, wird hier bewusst nicht berücksichtigt. Dies entspricht grundsätzlich der Vorgehensweise bei der Erstellung eines Energienutzungsplans. Der Energienutzungsplan enthält dabei, vor allem hinsichtlich der zeitlichen Auflösung, weniger detaillierte Informationen. Trotzdem können die Ergebnisse eines Energienutzungsplans als maßgebliche Grundlage für die retrospektive Verbrauchsanalyse dienen.

Um eine retrospektive Verbrauchsanalyse zu erstellen, muss zunächst eine Methodik zur Treibhausgasbilanzierung festgelegt werden (siehe Kapitel 18). Je nach Anforderungen und Zielen des Projekts empfiehlt sich hier als prominentes Beispiel etwa die endenergiebasierte Territorialbilanz des BISKO-Standards [9].

Die subsequente Analyse des retrospektiven Endenergiebedarfs benötigt dann eine vollständige (sämtliche relevante Bedarfe erfassende) und disjunkte Klassifikation der Endenergie in den jeweiligen Energiesektoren. Die in Schritt 4 zu identifizierenden Maßnahmen müssen innerhalb

der einzelnen Klassen über zugeordnete Lastprofile bewertbar sein. Entsprechend hat sich im Endenergiebereich eine Einteilung in die Sektoren Elektrizität, Wärme und Verkehr bewährt (vgl. [12]). Um die benötigten Lastprofile ableiten zu können, ist es außerdem notwendig, den Bedarf des Wärme- und Stromsektors den Wirtschaftssektoren Haushalte, Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD) und Industrie zuzuordnen. Darüber hinaus ist es für die retrospektive Verbrauchsanalyse meist essenziell den Energiebedarf kommunaler Liegenschaften, trotz deren geringen Anteils am Gesamtbedarf, separat abzubilden. Dies begründet sich durch den direkten Einfluss der Kommune auf diesen Anteil und der daraus hervorgehenden Möglichkeit hierbei eine Vorbildfunktion einnehmen zu können. Die Lastprofile der Wirtschaftssektoren unterscheiden sich wesentlich voneinander, wobei lediglich kommunale Liegenschaften und GHD sich recht ähnlich sind. Für den Wirtschaftssektor Industrie variiert das Lastprofil abhängig von dem konkreten Prozess bzw. der Produktion, weshalb industrielle Verbraucher hier gesondert betrachtet, werden müssen.

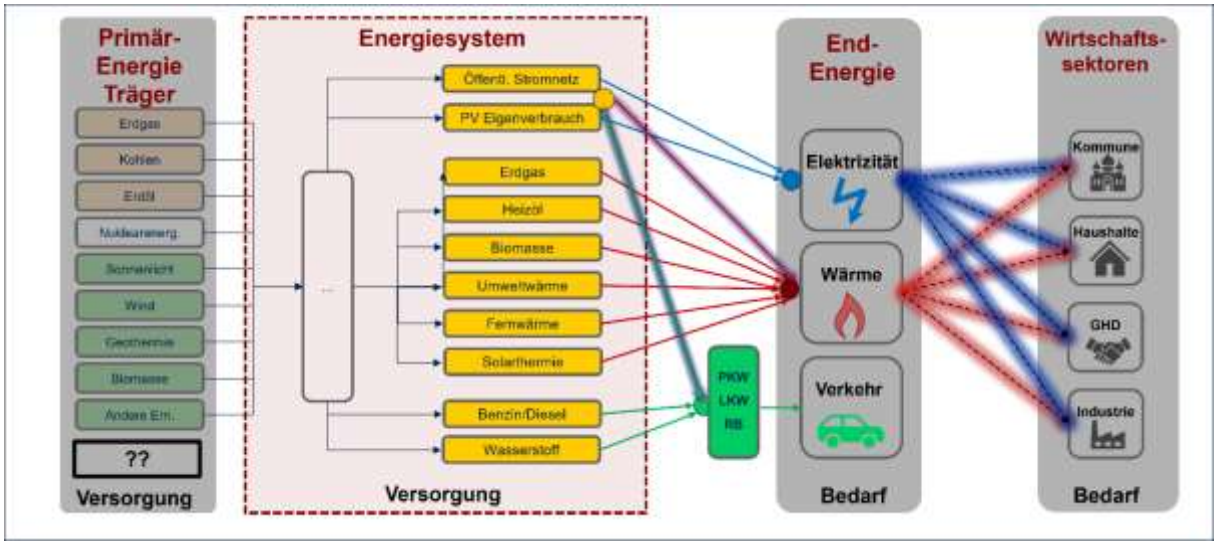

Abbildung 9: Klassifizierungs- und Modellstruktur für ein Energiebedarfsmodell

Für eine Bewertung der Effekte genutzter Endenergie muss der Endenergiebedarf auf Primärenergieträge abgebildet werden. Erst diese Abbildung ermöglicht , wesentliche in Schritt 3 definierte Zielindikatoren, wie zum Beispiel die CO_2 -Äquivalente, zu quantifizieren und kann

meist durch Endenergie-Emissionsfaktoren vereinfacht werden. Abbildung 9 zeigt in diesem Zusammenhang einen Vorschlag zur Klassifizierungs- und Modellstruktur.

Die Datenbasis zur Bestückung der einzelnen Endenergieklassen kann dann bei zentralen Netz- und Anlagenbetreibern abgefragt, dem Marktstammdatenregister entnommen, aus bestehenden Regionalen Modellen bestimmt, oder durch das Aufstellen eigener Modelle (Bsp. Wärmekataster) entwickelt werden und gegebenenfalls durch begründete Annahmen ergänzt werden.

2.2 Verbrauchsprognose

Die Prognose des Verbrauchs und die darauf aufbauende Erstellung der zukünftigen Lastprofile ist elementar, um in den späteren Schritten der Einzelbewertung und der Systembewertung und Optimierung das betrachtete Energiesystem auf zukünftige und nicht historische Bedarfe auszulegen. Das damit verbundene Tool zur Erstellung von Lastprofilen wurde detailliert durch eine Projektarbeit innerhalb des Gesamtprojekts betrachtet und definiert (vgl. [14]).

Zunächst wird der prospektive Energiebedarf je Sektor, unter Verwendung geeigneter Annahmen, durch eine summarische Prognose ermittelt. Dabei ist zu berücksichtigen, dass in Strom- und Verkehrssektor die Endenergie und im Wärmesektor die Nutzenergie die entscheidenden Prognosegrößen sind (siehe Kapitel 1.6.1 für Erläuterung). Zur summarischen Prognose zu berücksichtigen sind insbesondere die prognostizierte Entwicklung der Einwohnerzahl, die erwartete Gebäudesanierungsrate und gewerbliche Entwicklung sowie weitere Modellannahmen. Diese können – um Vergleichbarkeit mit Szenarien, welche bereits auf überregionaler Ebene existieren – aus bereits bestehenden Endenergie-Prognosemodellen übernommen werden.

Des Weiteren können im Schritt der Bedarfsprognose durch Variieren der Werte verschiedener Annahmen, wie etwa der Sanierungsrate, unterschiedliche summarische Prognosen für den Energiebedarf erreicht und so verschiedene Bedarfsszenarien definiert werden. Abbildung 10 zeigt beispielhaft den prospektiven Energiebedarf einer Gemeinde in den drei Sektoren für jeweils ein optimistisches und ein pessimistisches Bedarfsszenario.

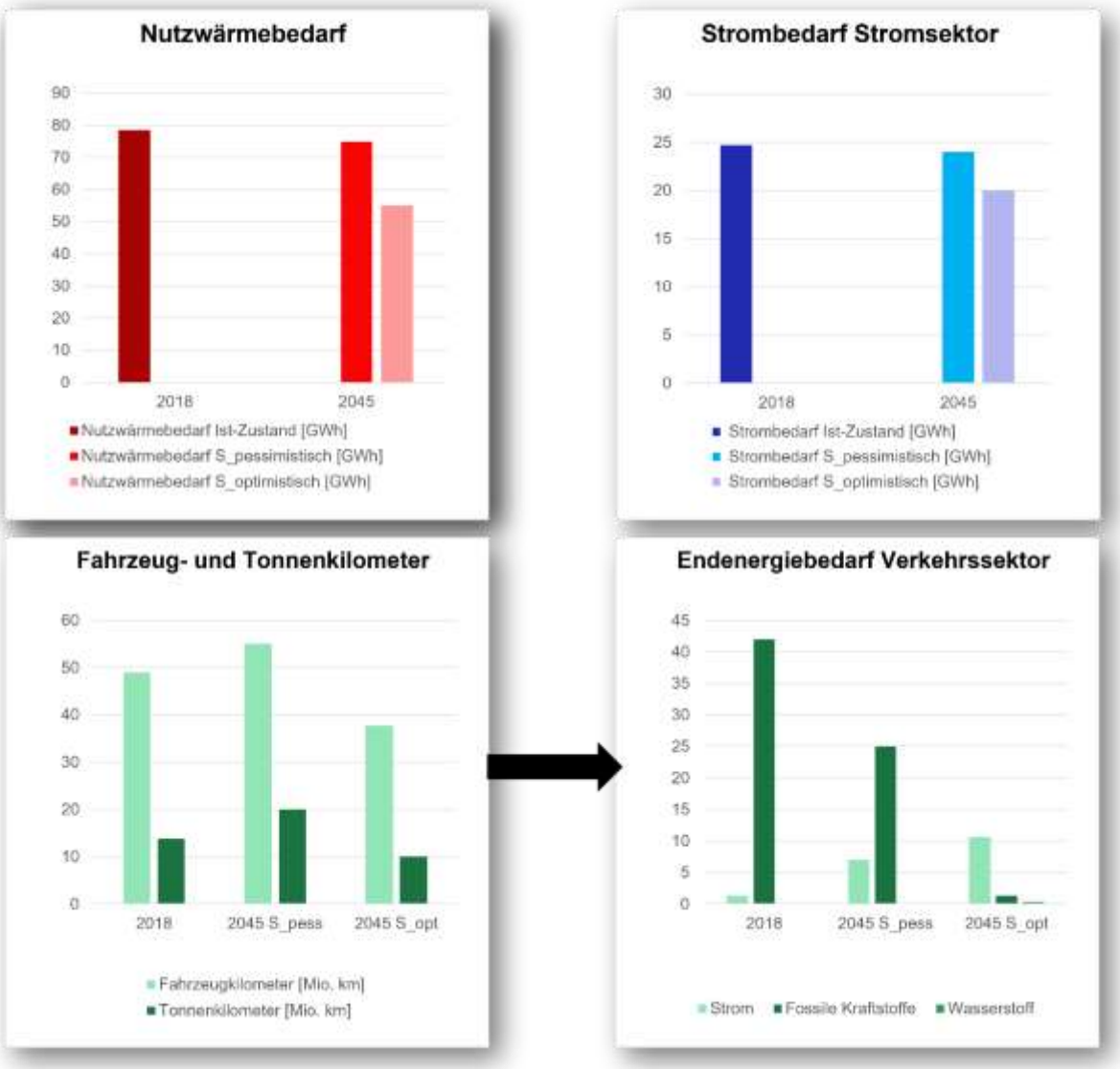

Abbildung 10: Beispielhafte Darstellung zweier verschiedener Bedarfsszenarien für den Energiebedarf einer Kommune

Die Zuordnung des Endenergiebedarfs der einzelnen Sektoren auf die in Abbildung 9 gelb dargestellten Endenergieklassen wird in den drei Energiesektoren teils unterschiedlich vorgenommen. Im Allgemeinen hängt jedoch die Endenergienachfrage davon ab, welche Energieanlagen die Verbraucher zur Deckung ihres Nutzenergiebedarfs verwenden. Verwendet ein Verbraucher beispielsweise eine Wärmepumpe anstatt einer Ölheizung, oder ein

Elektroauto anstatt einem Verbrenner, so führt ersteres jeweils zu einem höheren Strombedarf und einem verringerten Bedarf an fossilen Brenn- bzw. Kraftstoffen.

Da der Verkehrsbereich in aller Regel nicht in das Simulationsmodell zur Auslegung des kommunalen Energiesystems aufgenommen wird, kann die Aufteilung hier auf Basis der Entwicklung des Fahrzeugbestandes in den jeweiligen Antriebskategorien (Strom, Benzin/Diesel, Wasserstoff) und den dazugehörigen Fahrzeugkilometern, direkt vorgenommen werden (vgl. Abbildung 10). Die dazu notwendigen Annahmen können im Wesentlichen (z.B. bezüglich LKW-Tonnenkilometer, PKW-Personenkilometer und Modalaufteilung sowie Aufteilung des Fahrzeugbestands auf Energieträger) bestehenden Quellen wie [11] entnommen werden, oder es kann ein bereits existierendes Verkehrsmodell verwendet werden.

Im Wärmesektor ist die Zuordnung abhängig von der betrachteten Auslegung des Energiesystems, also abhängig von der Menge an Endenergie, den die simulierten Energieerzeugungsanlagen zur Bereitstellung der nachgefragten Nutzenergie jeweils benötigen.

Für die Zuordnung der Nachfrage aus dem Stromsektor zu den Endenergieklassen muss lediglich bestimmt werden, welcher Anteil durch Photovoltaik-Dachanlagen zukünftig bereitgestellt werden wird. Dies kann zum Beispiel anhand eines Ausbauziels für die prospektive Gesamtleistung solcher Anlagen in der Gemeinde angenommen werden. Der Rest wird dem öffentlichen Netz zugeschrieben.

Möchte man nun den gesamten (sektorgekoppelten) Strombedarf ermitteln, so muss zu dem Strombedarf aus dem Stromsektor derjenige Strombedarf addiert werden, welcher aus den anderen beiden Energiesektoren nachgefragt wird. Für jede betrachtete Ausbauvariante, welche aus der Auslegung in den anderen beiden Sektoren entspringt, muss der sektorgekoppelte Strombedarf individuell ermittelt werden. Dieser dient dann als Basisbedarf für die Simulation von Ausbauvarianten der Stromerzeugung.

Aus der Prognose des zukünftigen Energiebedarfs in den jeweiligen Energiesektoren entstehen als Zwischenergebnis also zunächst nur die Bedarfsszenarien (siehe Abbildung 10), woraufhin

der jährliche Energiebedarf anhand von Standardlastprofilen zeitlich über das Jahr aufgelöst werden kann. Dazu muss wegen des unterschiedlichen Verbrauchsverhaltens zusätzliche eine geeignete Aufteilung des Energiebedarfs auf die jeweiligen Wirtschaftssektoren vorgenommen werden. Der Prozess zur Erstellung eines Software-Tools zur subsequenten Erstellung der benötigen Lastprofile ist in Abbildung 11 dargestellt.

Abbildung 11: Prozess zur Erstellung eines Tools zur zeitlichen Auflösung in Lastprofile (vgl. [14])

Unter 1) ergeben sich nach [14] die folgenden Verbraucherklassen für die Endenergie Elektrizität:

- Haushalte
- Gewerbe, Handel, Dienstleistung (GHD)
- Industrie
- Heizstrom
- Elektromobilität

Jeder dieser Verbraucherklassen wurde ein sogenanntes Basisprofil zugewiesen. Bei den Haushalten wurde das H0-Profil, bei GHD das G0-Profil verwendet, welche in [15] detailliert erläutert sind. Anders als Tarifkunden verfügen Industriekunden stets über eine reale Lastgangmessung (RLM). Die Profile der Industriekunden werden für jeden Messzeitpunkt aufsummiert, das resultierende Profile wird als Industrie-Basisprofil herangezogen. Vor Allem in diesem Sektor ist der Lastgang stark vom jeweiligen Prozess beim Kunden abhängig und somit die Verwendung des tatsächlichen Lastgangs unentbehrlich. Das Basislastprofil für den

Heizstrom ergibt sich aus einem Temperaturprofil, sowie einer Profilschaar welche von den Stadtwerken München verwendet wird (vgl. [16]). Abschließend wurden zur Erstellung eines Basislastprofil die Ergebnisse von [17] verwendet, um ein Basis-Profil für die Elektromobilität zusammenzusetzen. Für den Energiesektor „Wärme“ ergeben sich ebenfalls verschiedene Kategorien, welche anhand von Standard-Lastprofilen abgedeckt und in [14] detaillierter erläutert werden.

Im Schritt 2) werden die jeweiligen Basislastprofile dann normiert, sodass sie durch Multiplikation mit dem Jahresverbrauch einer Verbraucherklasse nach Belieben skaliert werden können, jedoch aufsummiert wieder den Jahresbedarf ergeben. Dies ist in der folgenden Formel mathematisch beschrieben:

$$\frac{P_{Last}(t)}{\int_{t=0}^{1\,Jahr} P_{Last}(t) \cdot dt} = p_{last,norm} \qquad [1]$$

Verwendeter Basislastgang	P_{Last}
Normierter Basislastgang	$p_{Last,norm}$

Dabei ist $[p_{last,norm}] = \frac{1}{h}$ wodurch sich bei der Multiplikation mit einer Energiemenge wieder die Einheit der Leistung ergibt.

Anschließend wurde in Schritt 3) eine Lastprofil-Klasse auf Grundlage der normierten Basislastprofile erstellt, welche in Schritt 4) verwendet werden kann. Die Verwendung ergibt sich durch einfaches Multiplizieren des prognostizierten Jahresenergiebedarfs je Verbraucherklasse mit dem Basislastprofil und eine anschließende Summation dieser entstandenen Lastprofile je Energiesektor. Ein Beispielhaftes Ergebnis dieses Vorgehens ist in Abbildung 12 zu sehen.

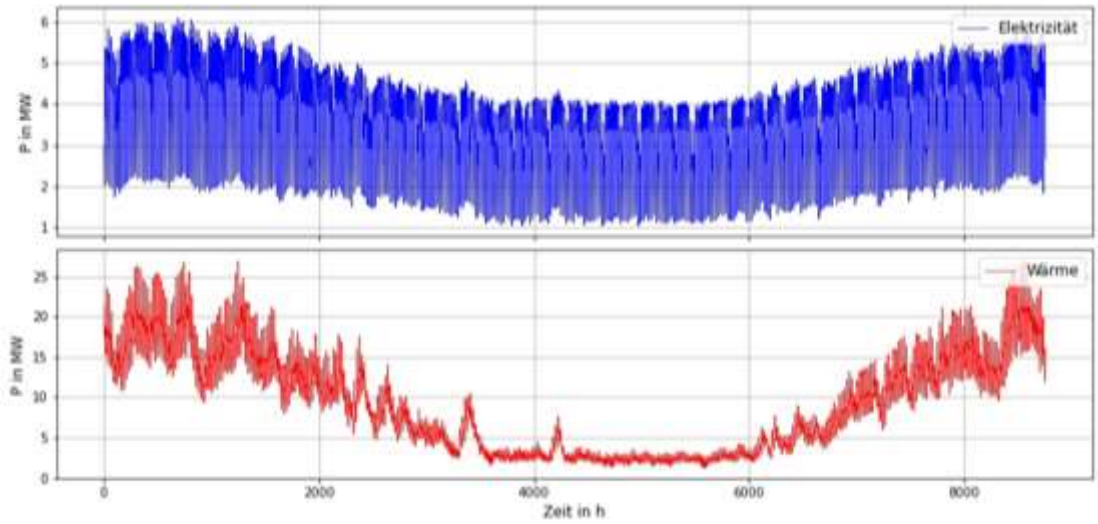

Abbildung 12: Beispielhafte Darstellung zeitlich aufgelöster Jahreslastgänge einer Kommune

Die vereinfachte Übersicht des entstandenen Tools ist in der folgenden Abbildung 13 dargestellt.

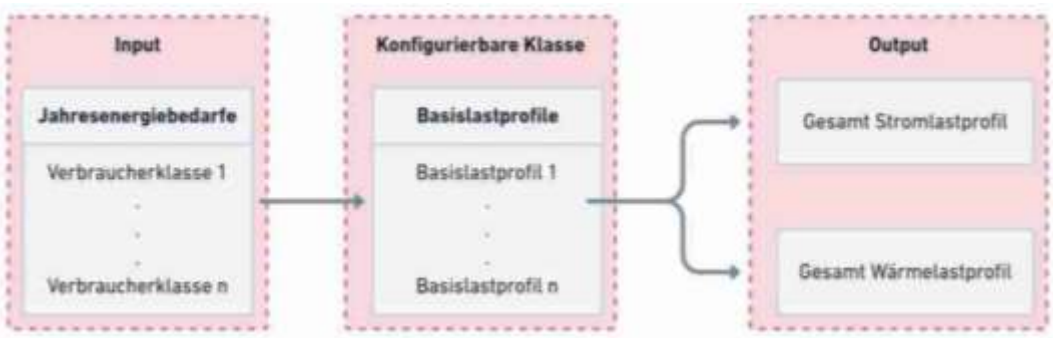

Abbildung 13:Übersicht zur Funktionsweise des Lastprofil-Tools (vgl. [14])

Dabei wird bei der späteren Verwendung lediglich der Jahresenergiebedarf je Verbraucherklasse durch den Nutzer eingetragen. Für die Endenergie „Verkehr“ wird auf Grund der mangelnden Sinnhaftigkeit kein Lastprofil erstellt, sondern nur mit den summarischen Werten weitergearbeitet.

2.3 Definition der Ziele und Rahmenbedingungen

Der Ausbau von erneuerbaren und nachhaltigen Energiesystemen hat meist langfristige Auswirkungen auf das Natur- und Landschaftsbild sowie auf den finanziellen Haushalt einer Kommune. Entscheidet sich eine Kommune beispielsweise für die Errichtung von Windkraftanlagen, so beeinflusst dies das Landschaftsbild wesentlich und nachhaltig. Abhängig von dem jeweiligen Wohnort aber auch von persönlichen Idealen, fühlen sich Bürger durch diese Entscheidung mehr oder weniger beeinträchtigt. Gleichzeitig ist der direkte und offensichtliche Nutzen für den Einzelnen meist nicht gegeben. Gerade deshalb ist es elementar wichtig, einen transparenten Rahmen für die Weiterentwicklung zu setzen und zudem auch die Ausbauoptionen an vorab definierten und allgemein unterstützten Zielen zu messen und zu bewerten. Dadurch sind Bürger in der Lage, die Entscheidungen nachzuvollziehen. Es ist sinnvoll die Bürger in den Prozess der Zieldefinition im Rahmen eines Partizipationsprozesses mit einzubeziehen, um eine noch höhere Akzeptanz in der Bevölkerung zu erzielen.

Abbildung 14: Prozess zur Rahmen- und Zielsetzung

Der zugehörige Prozess zur Rahmen- und Zieldefinition ist in Abbildung 14 dargestellt. Im ersten Schritt wird der Rahmen definiert. Dieser beantwortet grundsätzliche Fragen im Zusammenhang mit der Rolle der Kommune beim Ausbau der Energiesysteme und der späteren Zielsetzung. Dazu werden anfangs die möglichen Eingriffsbereiche einer Kommune zur (Weiter-) Entwicklung von nachhaltigen Energieversorgungen auf Grundlage der aktuellen Gesetze ermittelt und mit den Entscheidungsträgern diskutiert. In Abschnitt 2.1 wurden bereits die derzeit möglichen Eingriffsbereiche für Kommunen betrachtet. Der Fokus liegt hierbei auf der *wirtschaftlichen Betätigung* und auf den *juristischen Instrumenten*. Dazu sind in der folgenden Tabelle 1 exemplarisch einige Beispiele aufgeführt.

Tabelle 1: Beispiele zu Instrumenten der Kommune[6, S. 40-43]

Wirtschaftliche Betätigung	Investition in Erneuerbare Energien; Investition in Energieeffizienz; Investition in Energieeinsparung
Juristische Instrumente	Anschluss- und Benutzungszwang bei Wärmenetzen; Baustandards über Bebauungspläne; Bauleitplanung für Wind- und Solarenergie;

Unter Anbetracht dieser Möglichkeiten für Kommunen wird der Rahmen, zusammen mit den Entscheidungsträgern, des Vorhabens definiert.

Im zweiten Schritt werden zunächst die als relevant betrachteten Themenfelder definiert. Die Relevanz sollte sich mit der Einschätzung der breiten Bevölkerung innerhalb der Kommune decken. Anschließend werden den jeweiligen Themenfeldern messbare Indikatoren zugewiesen. Diese müssen zusammen mit der Berechnungsmethode dokumentiert sein. Beispielsweise könnte dies im Themenfeld „Beitrag zum Klimaschutz“ die Zielindikatoren „Erneuerbarer Energieanteil“ oder „CO_2-Äquivalenten Energieeffizienz“ sein, siehe Tabelle 2.

Tabelle 2: Beispiele zu Zielindikatoren

Themenfeld	Zielindikator	Einheit
Beitrag zum Klimaschutz	Erneuerbarer Energieanteil	$[RS] = \%$
	CO_2-Äquivalente Energieeffizienz	$[CO_2] = \frac{kg\ CO_2}{kWh}$
Wirtschaftlichkeit	Energiegestehungs-kosten	$[LCOE] = \frac{€}{MWh}$

Abschließend muss das Ergebnis dieses Prozesses ausformuliert und in einem Schreiben dokumentiert werden. Die Definition des Rahmens sowie die Zieldefinition mit den zugehörigen Zielindikatoren und deren Berechnung müssen eineindeutig beschrieben werden. Das entstandene Dokument „Rahmen und Zieldefinition“ sollte von allen Projektmitgliedern (Gemeinderat oder gesondertes Gremium für Projekt) unterzeichnet und anschließend öffentlich kommuniziert werden. Das Ergebnis des Schritts 3 „Definition Ziele und Rahmen“ dient zur Bewertung der in Schritt 5 „Systembewertung und Optimierung“ gewonnenen Erkenntnisse und ist somit essenziell für den Erfolg des gesamten Projekts.

2.4 Einzelbewertung der Ausbauoptionen

Im vierten Schritt werden zu Beginn die lokal verfügbaren Potenziale auf Basis individueller Technologien umfassend analysiert und quantifiziert. Anschließend werden diese hinsichtlich ausgewählter Zielkriterien bewertet. Als letzter Schritt wird der Raum möglicher Ausbauvarianten (Design Space) definiert.

2.4.1 Potenzialanalyse der Einzeltechnologien

Entscheidend für eine umfassende Potenzialanalyse ist eine gute Datengrundlage. Hierfür eignen sich, wie bereits bei der retrospektiven Verbrauchsanalyse, die Ergebnisse des Energienutzungsplans. Dabei sind besonders die ausgearbeiteten Kartenmaterialien von Bedeutung für die Potenzialanalyse. In der nachfolgenden Abbildung 15 ist eine beispielhafte Übersicht möglicher Energiepotenziale dargestellt.

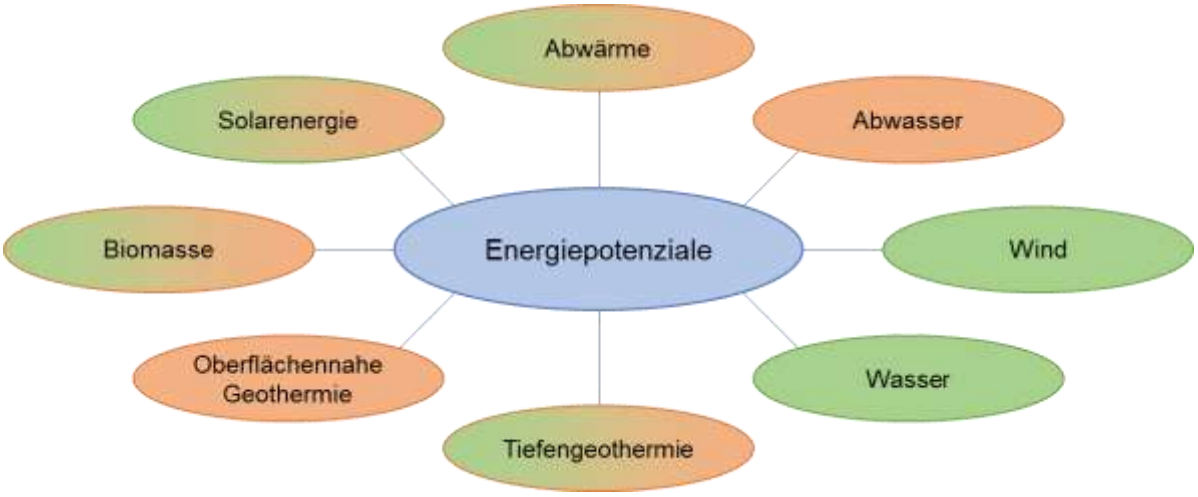

Abbildung 15: Beispielhafte Darstellung möglicher Energiepotenziale mit farblicher Kennzeichnung nach Endenergie (grün entspricht elektrischer Energie, orange Wärmeenergie), angelehnt an [2]

Dabei ist es sinnvoll Energiepotenziale in Technologiegruppen zu unterteilen. Dies ist exemplarisch für das Potenzial der Solarenergie in der nachfolgenden Abbildung 16 dargestellt. Für jede dieser Technologiegruppen (dunkel- bzw. hellgrau dargestellt) muss dann das individuell nutzbare Potenzial ermittelt werden.

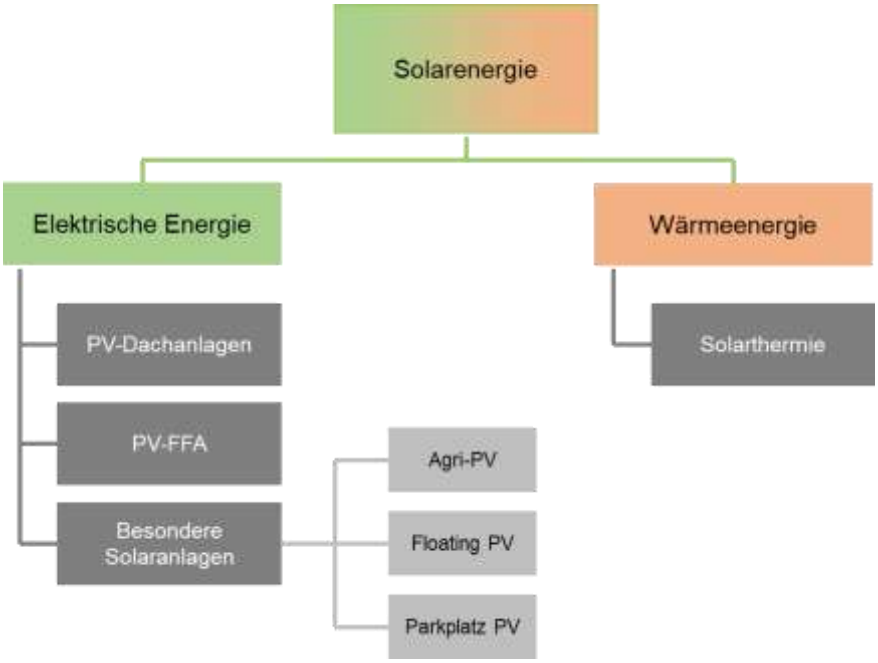

Abbildung 16: Solarenergie unterteilt in Energiegruppen

Aufbauend auf dieser technologiespezifischen Potenzialermittlung folgt dann im nächsten Schritt die Wirtschaftlichkeitsberechnung.

2.4.2 Technisch-wirtschaftliche Bewertung

Anhand der Potenzialanalyse wird dann als erstes ein vereinfachtes technisch-wirtschaftliches Modell erstellt. Dieses sollte sowohl die aufsummierte jährliche Erzeugungsmenge als auch die über die Lebensdauer verteilten Kostenströme für beispielsweise Instandhaltungsmaßnahmen, Betriebsführung, Reparaturen usw., enthalten. Über die rechtlichen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen (z.B. EEG, KWKG, Ausschreibungen der Bundesnetzagentur, sowie aktuelle Preisen für Power Purchase Agreements…) kann dann ein konkreter Business-Case entwickelt und das Modell um die Erträge ergänzt werden.

Da die Eingangsgrößen immer gewissen Schwankungen und somit statistischen Einflüssen unterliegen, sollte dies in dem Modell mitberücksichtigt werden. Dazu eignen sich Tools, welche eine Risiko-Analyse, meist mithilfe einer Monte Carlo Simulation, erstellen können.

Als Ergebnis resultiert dann eine Wahrscheinlichkeitsverteilung für die Zielindikatoren, mit der Auswertung, welche Parameter einen wesentlichen Einfluss auf die Zielerreichung haben (Sensitivitätsanalyse). Dies steigert den Informationsgehalt der Ergebnisse sowie den Zusammenhang der Aussagen signifikant.

Zur Verifikation dieser technisch-wirtschaftlichen Modelle ist es sinnvoll, sich mit Experten abzustimmen und das Modell mit deren Einschätzungen abzugleichen.

Ziel ist es die wirtschaftlichen Indikatoren, wie beispielsweise Gesamtinvestment (CAPEX), interner Zinssatz (IRR) und Nettobarwert (NPV) für das Projekt zu berechnen. Gleichzeitig sind die technisch-wirtschaftlichen Größen, wie z.B. Energiegestehungskosten (LCOE), die Einsparung an CO_2 -Äquivalenten (CO_2) und bilanzielle Autarkie (OA) für eine erste Einordnung von Bedeutung. Die Auswahl der Merkmale erfolgt aus den in Kapitel 2.3 definierten Zielindikatoren. Dabei sollen Zielindikatoren immer auf das Zieljahr (siehe Kapitel 2.2) bezogen werden, um eine Vergleichbarkeit zu schaffen. Dadurch erhalten die Entscheider bereits eine erste quantitative Einordnung zu den jeweiligen Maßnahmen und können sie miteinander vergleichen sowie bewerten.

2.4.3 Definition des Design Space

Für jede der verfügbaren Technologien und deren Varianten ist der Raum an möglichen Auslegungen – der Design Space – zu bestimmen. Dabei muss zuerst die Skalierbarkeit einer Technologie untersucht werden. Beispielsweise ist die Auslegung der Erzeugerleistung einer PV-Freiflächenanlage annähernd stufenlos möglich, wobei dies bei Windkraftanlagen nicht möglich ist. Die Windkraftanlagen mit unterschiedlichen Leistungen unterscheiden sich zum Teil wesentlich in ihrer Höhe, somit in der mittleren Windgeschwindigkeit und dadurch in den Volllaststunden. Ebenfalls muss der Zusammenhang zwischen Kosten (CAPEX und OPEX) und der zu skalierenden Größe betrachtet werden. Dieser sollte möglichst linear sein, um eine gute Qualität der Optimierung erreichen zu können. Im ersten Ansatz werden dabei Skalierungseffekte vernachlässigt. Auch bei z.B. PV-Freiflächen ist kein durchgängig linearer Zusammenhang, vor Allem bei Annäherung an die untere Schranke, zwischen Kosten und

Generatorleistung zu erwarten. Diese Vereinfachung sollte bei der späteren Auswertung im Hinterkopf behalten werden.

Abgeleitet von dieser Erkenntnis muss dann die zu skalierende Größe je Technologie bestimmt werden. Bei PV-Freiflächenanlagen wird trotzdem üblicherweise die Generatorleistung und bei Windkraftanlagen die Anzahl der Anlagen verwendet. Zudem muss festgelegt werden, ob die Dimensionierung kontinuierlich oder nur zu diskreten Werten zur Verfügung steht.

Tabelle 3: Beispielhafte, vereinfachte Darstellung eines Design Space

Technologie-gruppe	**Variante**	**Design Space Parameter**	**Untere Grenze**	**Obere Grenze**
PV-FFA	PV-FFA ohne Förderung	P_{el} in MWp (kontinuierlich)	0	100
WKA	WKA mit jeweils: $P_{el} = 5{,}7\ MWp$	Anzahl WKA (diskret)	0	3

In der Tabelle 3 ist eine beispielhafte und vereinfachte Darstellung des Design Space für PV-Freiflächenanlagen und Windkraftanlagen beschrieben. Es fehlen die Werte für die spezifischen Investitionskosten und die spezifischen operativen Kosten.

Als untere Schranke eines Ausbaus wird bewusst Null und nicht der bereits genutzte Ausbaugrad festgelegt. Dadurch kann im Sinne einer langfristigen Planung ggf. auch der, aus Sicht einer multikriteriell optimierten Gesamtauslegung notwendige Rückbau, als Option bewertet werden. Die obere Schranke der Dimensionierung einer Technologiegruppe, bzw. deren Variante, ergibt sich aus individuellen Abschätzungen, welche im Kapitel 2.4.1 vorgenommen wurde.

2.5 Systembewertung und Optimierung

Anhand der in Schritt 3 definierten Rahmenbedingungen und Ziele werden im Schritt der Systembewertung und Optimierung, die notwendigen Modelle aufgebaut, um basierend auf den Bedarfsszenarien, verschiedene Erzeugungsszenarien (Ausbauvarianten) zu simulieren. Diese Ausbauvarianten werden als Gesamtsystem bewertet und hinsichtlich der Design Space Parameter, welche im Schritt 4 definiert wurden, auf Basis der Zielindikatoren aus Schritt 3 optimiert. Somit ergeben sich schlussendlich eine reduzierte Auswahl an pareto-optimalen Lösungen, welche den Entscheidern zur Bewertung und Entscheidung zur Verfügung stehen.

Die Vorteile der multikriteriellen Optimierung von Energiesystemen beruht vor allem auf den geänderten Rahmenbedingungen. Zentralisierte Erzeugungsstrukturen weichen der dezentralen Erzeugung bei gleichzeitigem Ausbau von nachhaltigen Erzeugeranlagen, welche nur bedingt zeitlich planbar ihre Energie zur Verfügung stellen können. Zudem rücken zunehmend auch dezentrale Lösungen zur Speicherung von Energie in den Fokus, bei gleichzeitig verstärkter Sektorenkopplung zwischen den jeweiligen Energieformen. Der Schlüssel zu einer nachhaltigen Energiewende liegt im optimalen Gesamtenergiesystem und nicht in der einzelnen Anlage. Diese Steigerung an Komplexität und die damit verbundene gesamtheitliche Betrachtung fordern eine systematische Bewertung und Optimierung hinsichtlich definierter Zielkriterien.

2.5.1 Modellbildung und Simulation

Zu Beginn einer jeden Modellbildung und Simulation muss anhand der Zielsetzung aus Schritt 3 und der Einzelbewertung aus Schritt 4 das konkrete Szenario abgeleitet werden. Um ein solches Modell aufzubauen ist eine grobe Projektierung des Vorhabens nötig. Die notwendigen wirtschaftlichen und technischen Rahmenbedingungen können aus den Ergebnissen des Schritts 4 entnommen werden. Das Bedarfsszenario und die dazugehörigen Lastprofile aus Schritt 2. Demzufolge müssen lediglich die Leistungsprofile für die Wärme- und Stromerzeugungstechnologien erstellt werden. Zahlreiche Softwarelösungen machen dies aber

bereits automatisiert anhand verschiedener zeitlich aufgelöster Umweltbedingungen, wie z.B. Sonneneinstrahlung, Temperaturverlauf und Windgeschwindigkeit.

Die Modellierung des Energiesystems erfolgt als Ein-Knoten-Modell. Dabei wird eine bestimmte Region als große Einheit bewertet und alle ihre Komponenten und Subsysteme zu einem virtuellen Knoten zusammengefasst (bei Bedarf siehe Abbildung 73). Dieser Knoten steht dann repräsentativ für die gesamte betrachtete Region. In diesem Ein-Knoten-Modell haben alle Energiequellen, Energieumwandler und Energiesenken theoretisch keinen Abstand zueinander. Sämtliche Kantenelemente wie Leitungen, Transformatoren und im thermischen Bezug Pumpen und Ventile, wie auch die damit verbundenen Unterhaltskosten werden vernachlässigt. Vorteil dabei ist sowohl die schnellere und einfachere Modellierung als auch die damit verbundene reduzierte Rechenzeit der Simulation (vgl. [18]).

Innerhalb des Ein-Knoten-Modells sind die jeweiligen Komponenten, wie Erzeugungsanlagen und Verbraucher, durch den objektorientierten Ansatz dargestellt. Dadurch können diese als geschlossenes Objekt verwendet werden, welches sich nur über die definierten Schnittstellen mit anderen Objekten austauscht. Demzufolge ist es möglich, einzelne Anlagentypen ohne weitreichende Anpassungen im bestehenden Modell gegen andere Anlagentypen zu ersetzen. Dies macht die Analyse von mehreren verschiedenen Szenarien wie auch die Modellbildung im Allgemeinen sehr effizient möglich.

Wie bereits beschrieben, erfolgt die Modellierung und Simulation anhand von zeitlich aufgelösten Last- und Erzeugungsprofilen. Dies ist auch, trotz der signifikanten Vereinfachungen durch die Annäherung über das Ein-Knoten-Modell, unabdingbar. Nur so kann eine Kombination bzw. Sektorenkopplung von fluktuierenden Erzeugern, wie Sonnenenergie und Windkraft, in Kombination mit anderen Energiequellen optimal auf ein Bedarfsprofil ausgelegt werden.

Durch die in Schritt 3 definierten quantifizierbaren Zielindikatoren wird der Zielraum aufgespannt. Jede Simulation des Energiesystems bildet dabei die Eingangsparameter (Design Space Parameter) $(d_1, \dots, d_n)$ auf die individuellen Zielkriterien $(t_1, \dots, t_m)$ ab:

$$D \subset R^n \rightarrow T \subset R^m \qquad [2]$$

Variantenraum (Design Space)	D
Design Space Parameter	$d = (d_1, \dots, d_n)$
Zielraum (Target Space)	T
Zielindikatoren	$t = (t_1, \dots, t_m)$

Jede Simulation und die damit verbundene Systemauslegung kann nur anhand dieser Zielindikatoren mit einer anderen Systemauslegung verglichen und bewertet werden. Dies wird im nächsten Schritt zur Optimierung genutzt.

2.5.2 Multikriterielle Optimierung von Energiesystemen

Wie bereits beschrieben liegt der Fokus auf dem Energiesystem und nicht auf der einzelnen Anlage. Diese Energiesysteme werden nicht mehr nur nach wirtschaftlichen, sondern auch vor allem nachhaltigen Gesichtspunkten dimensioniert. Dadurch steigt die Komplexität für den Konzeptions- und Projektierungsprozess signifikant.

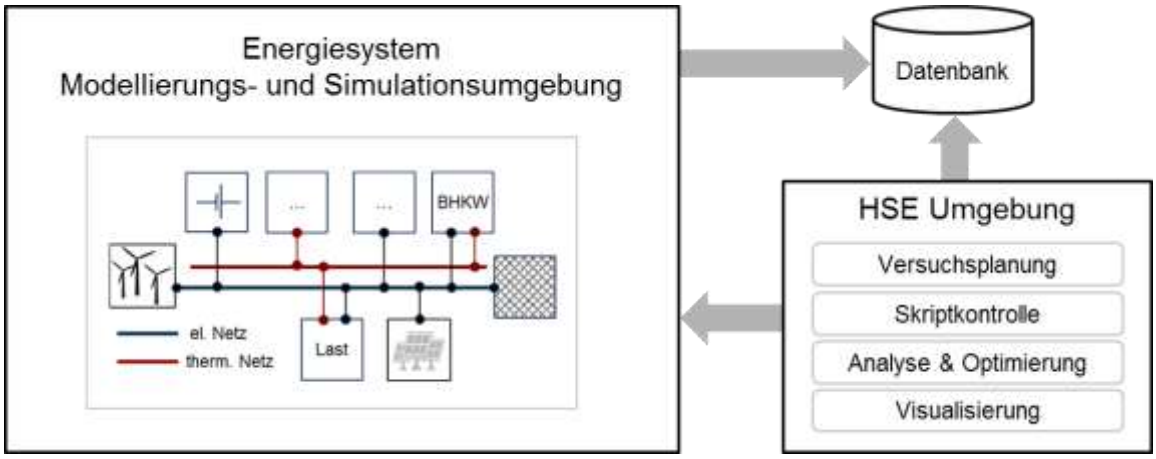

Abbildung 17: Werkzeugkette zur vergleichenden Potenzialanalyse [19]

Die multikriterielle Systemoptimierung für Energiesysteme folgt methodisch dem Ansatz der Hyper Space Exploration (HSE), wie sie in [20] beschrieben ist. Im Kern werden dazu neben einer zentralen Datenbank die in Abbildung 17 gezeigte Modellierungs- und Simulationsumgebung für Energiesysteme, sowie die HSE spezifische Umgebung zu Versuchsplanung, Skriptkontrolle, Analyse, Optimierung und Visualisierung eingesetzt.

Wie bereits in Formel [2] dargestellt, bildet die Modellierungs- und Simulationsumgebung die Eingangsparameter aus dem Design Space auf den Zielraum ab. Diese Eingangsparameter werden anschließend durch die HSE so verändert, dass sich die Zielindikatoren minimieren

(vgl. [20] und [21]):

$$\underset{d \in D}{argmin}\, f(d) \qquad [3]$$

Dies erfolgt über eine definierte Zahl von Iterationsschritten bzw. bis zur Konvergenz. Als Ergebnis resultiert dann eine Vielzahl von möglichen Systemauslegungen, geknüpft an ihre jeweilig quantifizierten Zielindikatoren. Durch die Wahl von geeigneten Visualisierungstools, lässt sich anschließend der aufgespannte Raum darstellen. Dies ist beispielhaft in Abbildung 18 ersichtlich. Zur exemplarischen Darstellung wurde eine Optimierung für die Zielindikatoren $1 - LA$ (Lokaler Autarkie) und $LCOE$ (Stromgestehungskosten), mit dem Eingangsparameter Generatorleistung einer Photovoltaik in Kombination mit dem Energieinhalt eines Batteriespeichers verwendet. Jeder Punkt in der Grafik steht für eine individuelle Auslegung des Energiesystems. Die farbliche Kennzeichnung eines Punktes stellt dabei die Höhe des jeweiligen Eingangsparameters bei dieser individuellen Systemauslegung dar. Die obere und untere Grafik geben Information über die unterschiedlichen Eingangsparameter. Zur Verdeutlichung wurden die beiden blauen Pfeile eingefügt, welche in Richtung des steilsten Anstiegs in Bezug auf die Eingangsparameter zeigen.

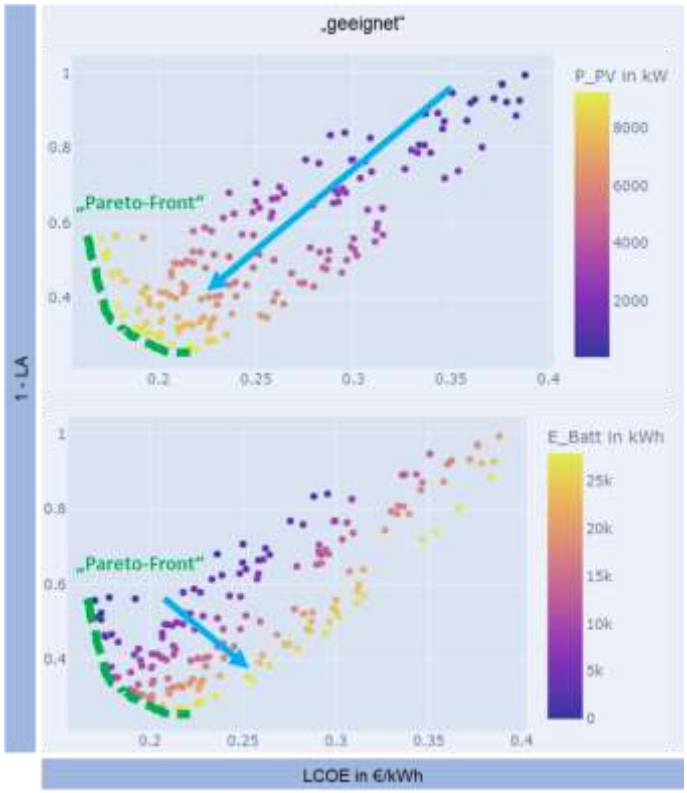

Abbildung 18: Exemplarische Darstellung der Trade-Offs bei PV Anlagen in Kombination mit Batteriespeicher

Der Algorithmus versucht sowohl $1 - LA$ als auch $LCOE$ zu minimieren. Dabei entsteht am linken unteren Rand eine Grenze, welche durch keine Systemauslegung unterschritten wird. Diese Grenze bezeichnet man als „Pareto-Front" (in Abbildung 18 grün gekennzeichnet), dabei sind nur diese Auslegungen Teil einer Pareto-Front, welche sich bei Verbesserung hinsichtlich eines beliebigen Zielkriteriums unweigerlich die anderen Zielkriterien verschlechtern (vgl. [20]).

Im weiteren Verlauf der Betrachtung können alle Auslegungen, welche nicht Teil der Pareto-Front sind, vernachlässig werden, da diese nicht pareto-optimal sind.

Anhand der Abbildung 18 folgt, dass in diesem speziellen Fall nur Auslegungen mit dem maximalen Ausbau von PV-Leistung pareto-optimal sind. Die Menge der optimalen Lösungen unterscheidet sich nur hinsichtlich der Kapazität des Batteriespeichers.

Diese Pareto-Front stellt den sogenannten Trade-Off dieses Energiesystems zwischen den betrachteten Zielkriterien dar. Basierend auf dieser Darstellung können nun konkrete Systemkonfigurationen ausgewählt werden. Alternativ kann der Zielraum begrenzt werden, wodurch wieder eine Vielzahl möglicher Konfigurationen entfällt. Dadurch verkleinert sich die Anzahl an zu bewertenden Optionen immer weiter. Schlussendlich bleibt daher eine kleine Menge an pareto-optimalen Lösungen, welche detailliert analysiert und geplant werden müssen. Auf dieser Basis kann anschließend eine fundierte Entscheidung mit Berücksichtigung der Zielkriterien und der Rahmenbedingungen erfolgen. Dies stellt eine wesentliche Verbesserung im Vergleich zum bestehenden ENP-Prozess dar.

2.5.3 Arbeitsumgebung

Abschließend soll zudem der derzeit verwendete Workspace beschrieben werden. Als Grundlage zur Modellierung und Simulation wurde das Tool PSS®DE von Siemens verwendet. Dieses ist speziell für technisch-wirtschaftliche Simulationen mit Schwerpunkt auf verteilte und sektorgekoppelte Energiesysteme ausgelegt. Dabei deckt es sowohl die Sektoren Wärme, Kälte und Elektro als auch neue Konzepte wie Power-to-Gas ab (vgl. [22]) und bildet somit eine optimale, intuitiv zu bedienende Arbeitsumgebung für diese Problemstellung.

Aufbauend auf dieser Software wurde in einem vorhergehenden Projekt (vgl. [21]) eine Tool entwickelt, welches es zulässt PSS®DE über ein definiertes Interface zu automatisieren. Dadurch ist es möglich, eine Verbindung zwischen der Simulationsumgebung und der Optimierungsumgebung herzustellen. Als Optimierungsansatz wurde die Hyper-Space Exploration Methode verwendet, welche auf dem SOCEMO Algorithmus basiert. Nähere Informationen zum Algorithmus sind unter [23] verfügbar.

Abschließend erfolgt die Visualisierung des Zielraumes mit einem Siemens-internen Python-Package. Dadurch lassen sich sehr leicht die Trade-Offs darstellen, ohne dass die Information über die konkreten, den Systemkonfigurationen zugeordneten Auslegungen, verloren gehen.

3 ENP Höhenkirchen-Siegertsbrunn – Schwerpunkt Großanlagen

In den nachfolgenden Kapiteln werden die fünf generischen Schritte aus dem in Kapitel 2 definierten Prozess auf die Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn angewandt. Aufgrund gewisser Latenzen in der Datenbereitstellung wurde das Jahr 2018 als IST-Zustand des Projektes festgelegt. Höhenkirchen-Siegertsbrunn ist eine oberbayerische Gemeinde im südlichen Teil des Landkreises München mit direktem Anschluss an das Münchner S-Bahn-Netz. Die Gemeinde ist eine klassische Trabantenstadt mit derzeit ca. 11.000 Einwohnern. Sie verfügt über mehrere Kindergärten, eine reine Grund- sowie eine Grund- und Mittelschule als auch ein Gymnasium. Es sind zahlreiche Betriebe, welche dem Sektor „Gewerbe, Handel und Dienstleistung“ zuzuordnen sind ansässig, Industriebetriebe verursachen Stand 2018 etwa **21.5%** des Strombedarfs und **7.3%** des Wärmebedarfs.

3.1 Retrospektive Verbrauchsanalyse

Im Kern wird die retrospektive Verbrauchsanalyse für Höhenkirchen-Siegertsbrunn nach dem in Kapitel 1.6.3 erklärten Prinzip der endenergiebasierten Territorialbilanz durchgeführt. Dementsprechend ist der erste Schritt zur Bilanzierung eine vollständige und disjunkte Endenergieklassifikation. Da später auch eine Verbrauchsprognose folgen soll, ist es wichtig, den tatsächlichen Energiebedarf der Gemeinde so gut wie möglich zu kennen, weshalb in Abweichung von dem gewählten Bilanzierungsansatz zusätzlich der durch PV-Eigenverbrauch gedeckte Strombedarf bestimmt wurde (siehe Abbildung 19). Die Bilanzierung der CO_2 -Äquivalente hingegen erfolgt strikt nach BISKO-Standard. Dieser berücksichtigt nur den Strombedarf, welcher vom Verteilnetzbetreiber geliefert wird, weshalb dem PV-Eigenverbrauch im Folgenden kein Emissionsfaktor zugeordnet wird.

Als Datenbasis dienen die Verbrauchsdaten vom Verteilnetzbetreiber, die Verbrauchsdaten vom Gasnetzbetreiber, ortsaufgelöste (Geoinformationssystem-basierte) Daten zum Gebäudewärmebedarf sowie weiteren vom statistischen Landes- und Landratsamt zur

Verfügung gestellte Modelldaten („digitale Energienutzungsplanung“ und „Klimaschutzplaner“). Die resultierenden Bedarfszahlen sind in Abbildung 23 zu sehen.

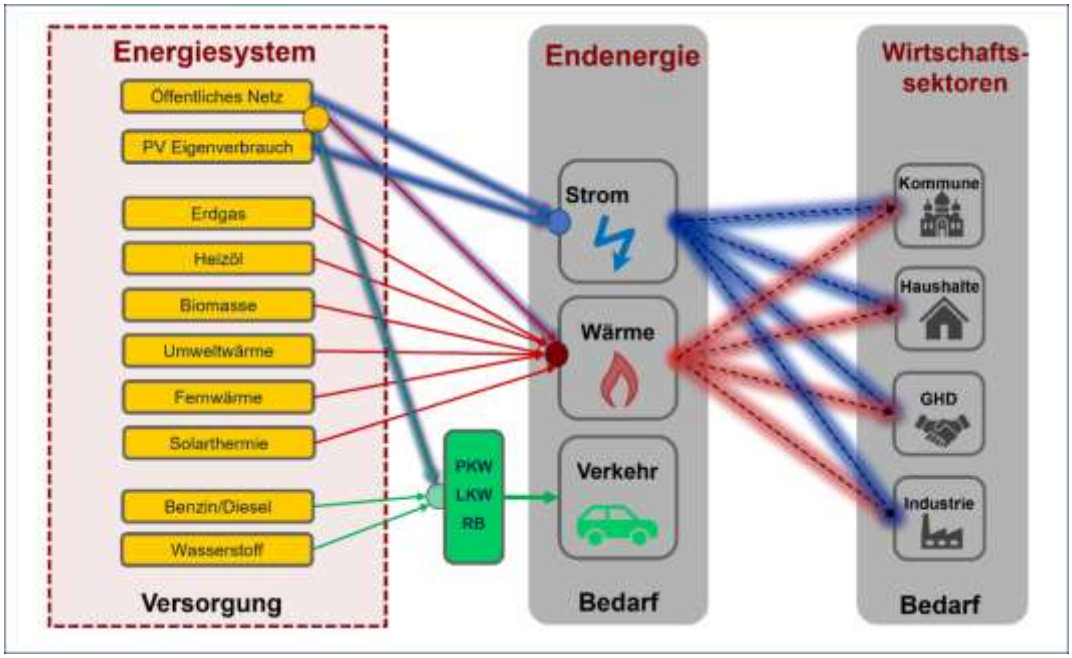

Abbildung 19: Klassifizierungs- und Modellstruktur für des retrospektiven Energiebedarfsmodells für Höhenkirchen-Siegertsbrunn

Der Strombedarf wurde in Höhenkirchen-Siegertsbrunn 2018 vorrangig über das öffentliche Netz sowie über Photovoltaik (Anteil Eigenverbrauch) gedeckt. Dies verhindert zum einen, genau wie der BISKO-Standard, erneuerbare Energien bei der Treibhausgasbilanzierung doppelt zu zählen, zum anderen erlaubt es, den Bedarf möglichst vollständig zu erfassen. Je besser der Ist-Zustand abgebildet ist, desto besser kann später auch der zukünftige Bedarf prognostiziert werden. Daten zum öffentlichen Netz stammen vom Verteilnetzbetreiber (hier Bayernwerk AG). Der PV-Eigenverbrauch wird gemittelt als das Produkt von bekannter lokaler PV-Stromerzeugung (Einspeisung bei Bayernwerken) und einem durchschnittlichen Eigenverbrauchsanteil von **17%** berechnet. Letzterer basiert auf Abbildung 20 bei Betrachtung einer Referenzanlage mit optimaler Ausrichtung, 9 kWp und 0 kWh Batterieleistung.

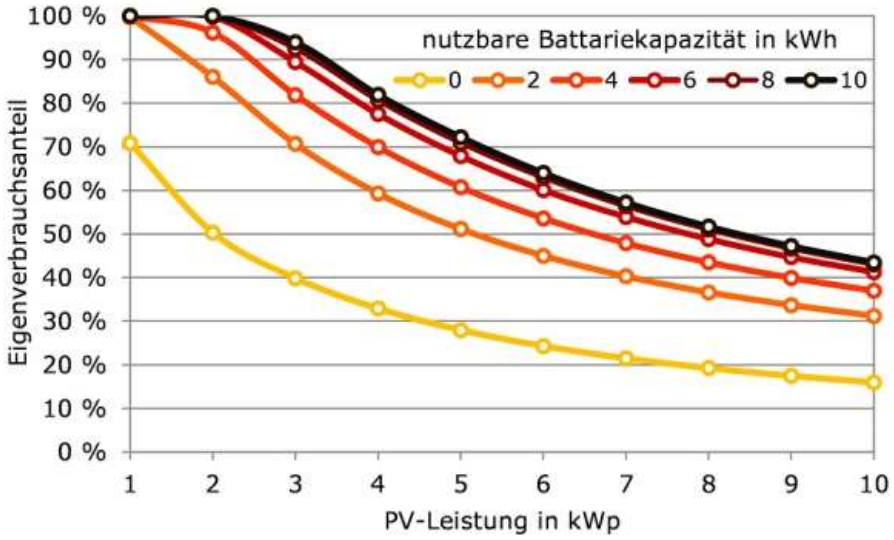

Abbildung 20: Zusammenhang zwischen -Leistung, Batteriekapazität und Eigenverbrauchsanteil einer PV-Dachanlage [24]

Der Gesamtwärmebedarf wird zunächst über ein dem Wärmekataster zugrundeliegendes Modell zur Raumwärme inklusive des Bedarfs für Brauchwassererwärmung abgeschätzt. Der in Höhenkirchen-Siegertsbrunn benötigte Bedarf für Prozesswärme liegt bei weniger als einem Prozent des Gesamtwärmebedarfs. Das Wärmekataster wurde aus dem Projekt „Digitale Energienutzungsplanung“, welches von der Energieagentur Ebersberg-München in Kooperation mit der ENIANO Technologies GmbH im Auftrag des Landratsamtes durchgeführt wurde, übernommen. Der so ermittelte Gesamtwärmebedarf wird im zweiten Schritt den gelb dargestellten Endenergieklassen zugeteilt, siehe Abbildung 21. Dazu werden direkt verfügbare Messdaten von Gasnetz-, Stromnetz-, und Fernwärmenetzbetreiber, Daten aus dem Marktstammregister, und (über-)regionale statistische Durchschnittsdaten (für Biomasse) verwendet. Die final verbleibende Differenz zwischen der Summe individueller Beiträge zur Deckung des Wärmebedarfs zum Gesamtwärmebedarf wird dem Energieträger Heizöl zugeordnet.

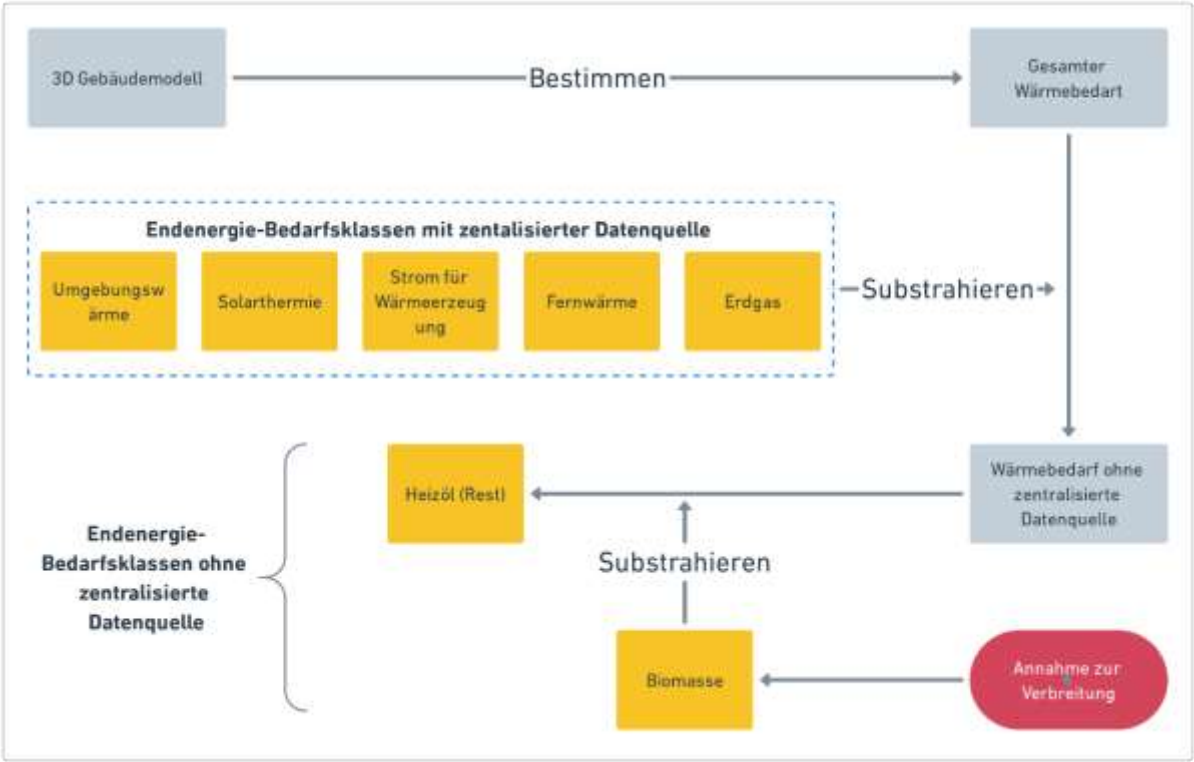

Abbildung 21: Veranschaulichung des retrospektiven Wärmebedarfsmodells

Eine Übersicht zum Vorgehen im Verkehrssektor ist in Abbildung 22 zu sehen. Es werden hier der regionale Personenkraftwagen basierte individuelle Nahverkehr (ohne Autobahnanteile im Fernverkehr), der Lastkraftwagen basierte Güterverkehr sowie der schienengebundene Personennahverkehr berücksichtigt. Der Endenergie-Bedarf der dadurch definierten Verkehrsverbrauchsklassen wird mittels regionaler statistischer Kennwerte aus dem zugrundeliegenden Modell des Treibhausgasbericht [25] bestimmt. Dabei werden jedoch die Klassen *motorisierte Zweiräder, leichte Nutzfahrzeuge* und *PKW* zusammengefasst, um die subsequente Prognose zu vereinfachen. Die dahinterstehende Annahme ist, dass diese Klassen zukünftig ähnliche Elektrifizierungsraten aufweisen werden und deshalb die Kompliziertheit des Modells ohne signifikante Einbußen der Genauigkeit merkbar reduziert werden kann. Dies wird auch dadurch untermauert, dass der Energiebedarf in den zwei eingegliederten Mobilitätsklassen vergleichsweise gering ist (mit zusammen 4400 MWh fast eine Größenordnung kleiner als PKW).

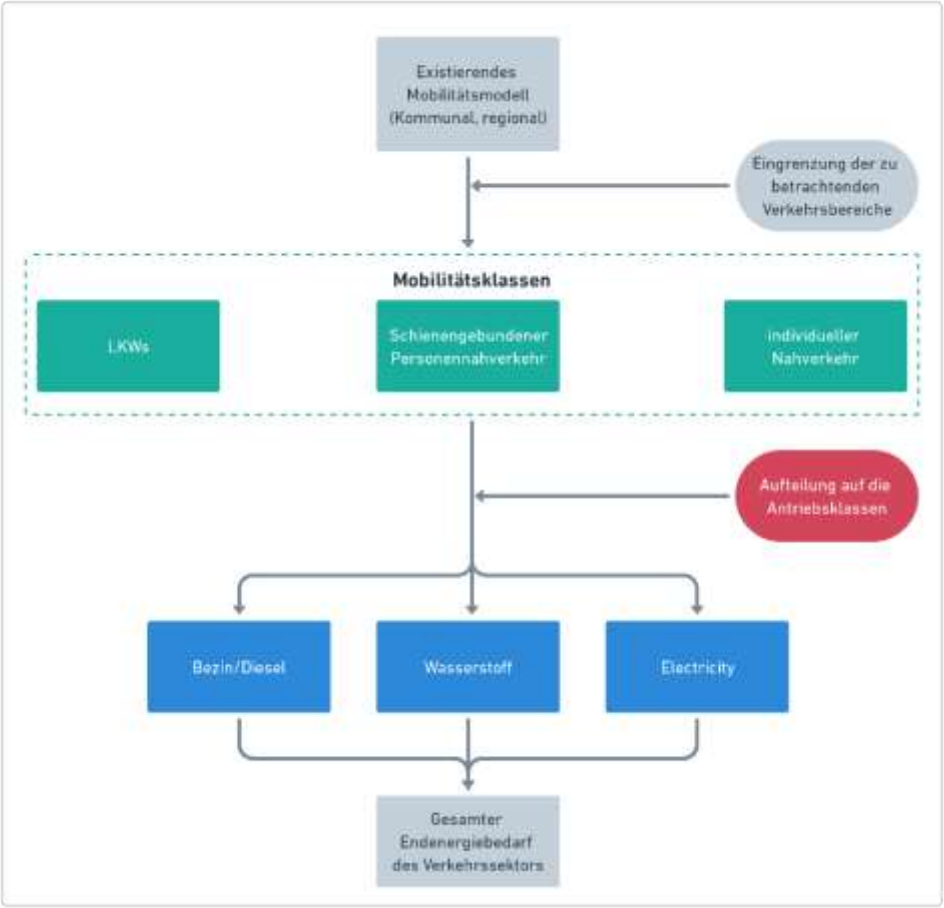

Abbildung 22: Veranschaulichung des retrospektiven Mobilitätsbedarfsmodells

Durch diese Vorgehensweise ergibt sich Abbildung 23, in der bereits eine Zuordnung der Nachfrage aus den Energiesektoren *Elektrizität*, *Wärme* und *Verkehr* auf die Endenergieklassen, als auch eine Berechnung der dazugehörigen jährlichen CO_2 -Äquivalente dargestellt ist. Die Emissionsfaktoren und deren Quellen können dem übergebenen Dokument „*Datenmodell_Hosi_übergabe.xlsm*“ entnommen werden. Wo möglich war die Quelle eine Zusammenstellung vom bayerischen Landesamt für Umwelt (LfU) [26]. Von den Endenergieklassen sind die drei zentralen CO_2 -Äquivalente Emittenten der Strombezug aus dem öffentlichen Netz, der Gasbedarf und der durch Benzin- und Diesel angetriebene Verkehr.

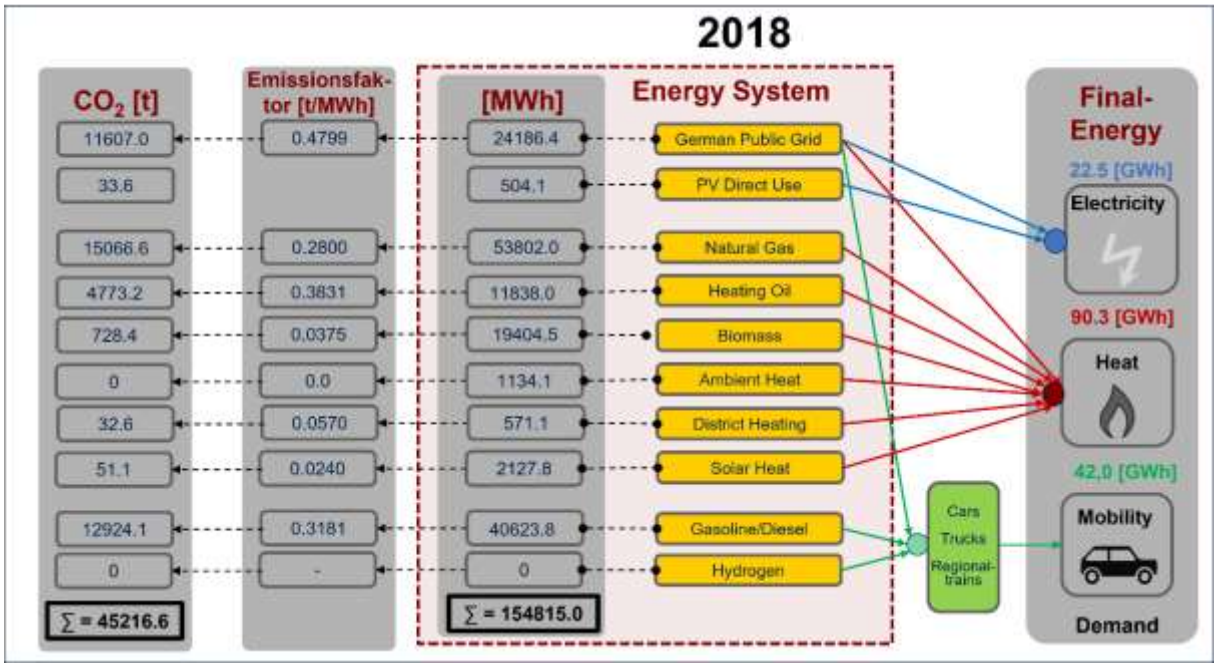

Abbildung 23: Retrospektive Verbrauchsanalyse für 2018 [13]

Darüber hinaus entsteht ein typisches Bild für Gemeinden ohne größere Industriebetriebe, welches in Abbildung 24 aufgezeigt wird: Der Wärmesektor ist mit Abstand die größte Energiesenke und ist für **58 %** des Energiebedarfs verantwortlich. Dabei ist er aber „nur“ für **47 %** der CO_2 -Äquivalenten Emissionen die Ursache, wobei die beiden Hauptquellen in der Verbrennung von Erdgas und Heizöl liegen. Aus der Abbildung geht außerdem hervor, dass der Endenergiebedarf im Stromsektor am geringsten ist, jedoch die Emissionen pro Energieeinheit mit einem Verhältnis von 23/15 Stand 2018 am höchsten sind. Links in der Abbildung ist ausserdem erkennbar, dass in der Gemeinde bereits 2018 ein kleiner Strombedarf in den Sektoren Wärme und Verkehr entsteht, diese aber von einem sektorgekoppelten Energiesystem mit den dazugehörigen Effizienzvorteilen weit entfernt ist.

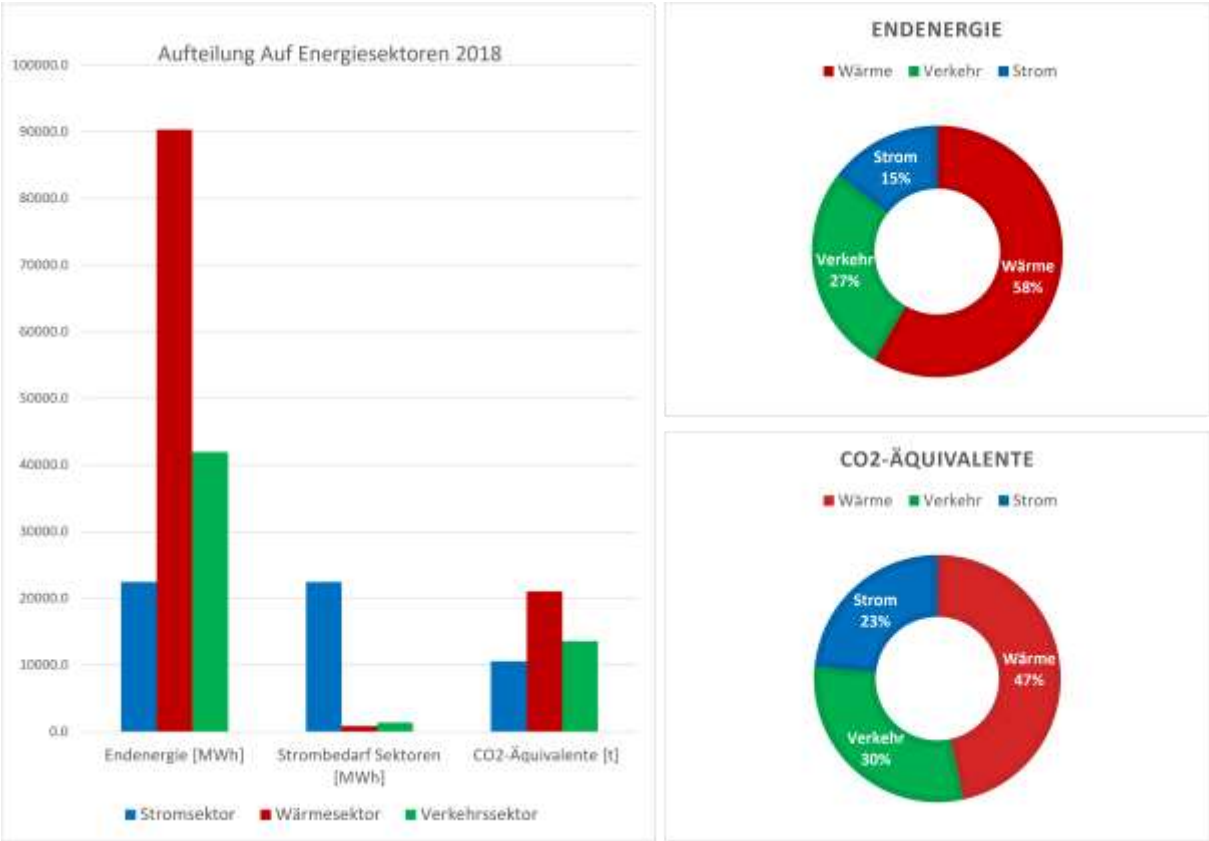

Abbildung 24: Endenergie und CO_2-Äquivalente Emissionen der Energiesektoren Strom, Wärme und Verkehr im Jahr 2018

Auch die Aufteilung auf Wirtschafssektoren unterstreicht das typische Bild mit einem dominanten Haushaltssektor. Ebenfalls typisch ist das große Verhältnis von Strom zu Wärme im Industriesektor und die Dominanz der Haushalte beim Wärmebedarf. Die kommunalen Einrichtungen machen mit **4%** und **3%** einen eher kleinen Anteil aus, stehen aber dafür unter direktem Einfluss der Gemeinde.

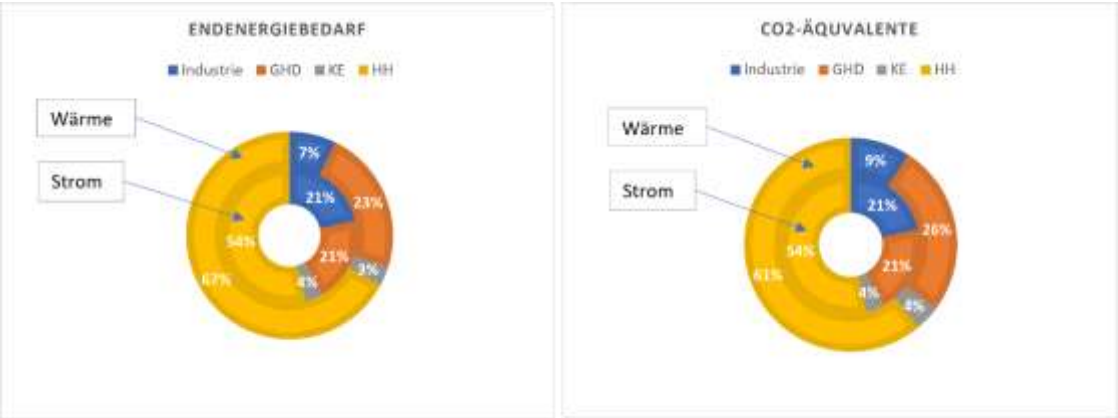

Abbildung 25: Relative Aufteilung des Auf Wirtschaftssektoren in den Energiesektoren Wärme und Strom

3.2 Verbrauchsprognose

Die Verbrauchsprognose zielt wie in Kapitel 2.2 schon erwähnt schlussendlich darauf ab den prospektiven Energiebedarf der Gemeinde mit einer geeigneten zeitlichen Auflösung dazustellen. Wegen der Ähnlichkeit des zeitlichen Lastverhaltens und des geringen Anteils, wird deshalb der Wirtschaftssektor *Kommune* zum Sektor *GHD* gezählt um das Bedarfsmodell im Sinne von Occam's Rasiermesser zu vereinfachen.

Als erster Schritt der Verbrauchsprognose in wird die Gesamtnachfrage der jeweiligen Energiesektoren für Höhenkirchen-Siegertsbrunn mit Hilfe geeigneter Annahmen abgeschätzt. Da das Ziel des übergeordneten Projekts eine Systembewertung und Optimierung für eine regenerative Energieversorgung der Gemeinde im Jahre 2045 ist, wird hier ein entsprechend ambitioniertes, klimaschutz-orientiertes Bedarfsszenario vorgestellt um später darauf angepasste, Ausbauvarianten für die lokale Strom- und Wärmerzeugung zu ermitteln.

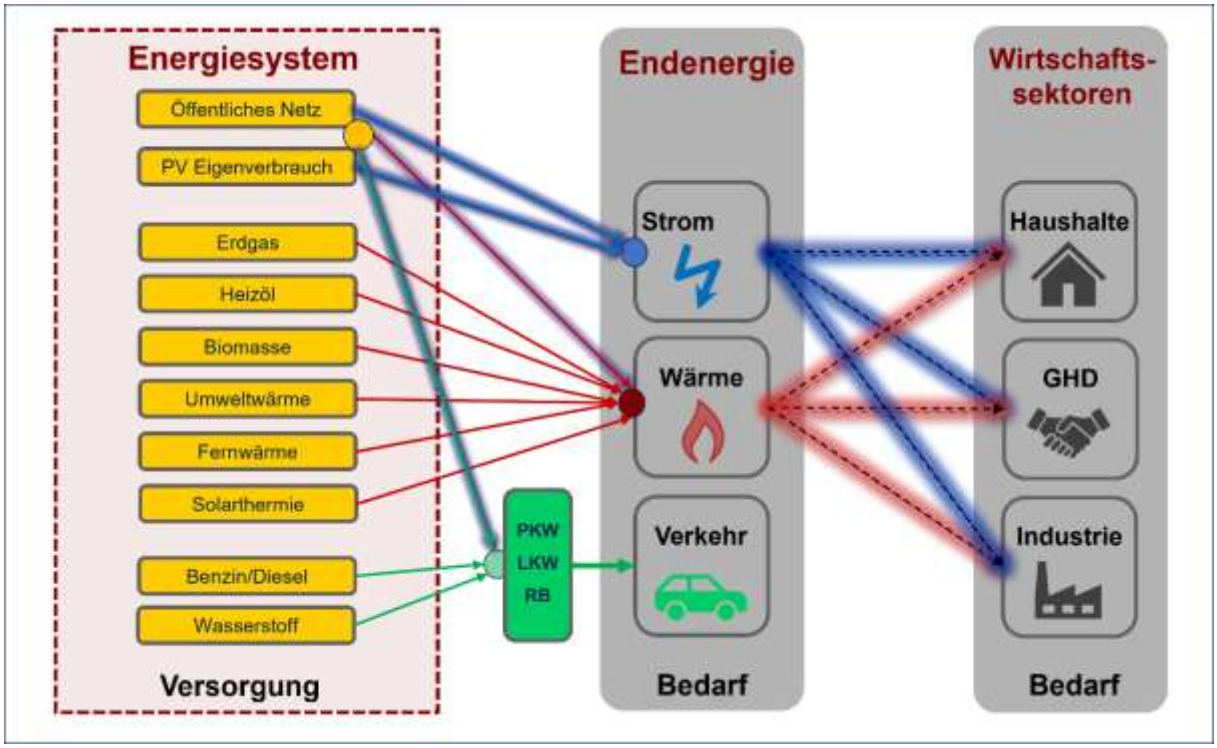

Abbildung 26: Klassifizierungs- und Modellstruktur für des prospektiven Energiebedarfsmodells für Höhenkirchen-Siegertsbrunn

Dazu werden die Bevölkerungsentwicklung und die jeweiligen Modellannahmen zum Endenergiebedarf aus dem Szenario „Klimaneutral 2050“ aus dem Bericht „Klimaneutrales Deutschland“ des Think-Tanks Agora Energiewende [11] zugrunde gelegt. Die resultierende Nachfrage aus den jeweiligen Sektoren ist in Abbildung 27 dargestellt, die dazugehörigen Annahmen werden in den folgen Abschnitten genauer genannt und erklärt. Ist die Nachfrage in den Verschiedenen Sektoren bestimmt, so kann der sektorgekoppelte Strombedarf bestimmt und in Form eines Lastprofils zeitlich aufgelöst werden. Für die Erstellung von Lastprofilen bedarf es allerdings zusätzlich einer Aufteilung der Nachfrage aus den Energiesektoren Strom und Wärme auf die verschiedenen Wirtschaftssektoren. Diese wurde hier unter der Annahme vorgenommen, dass die relative Aufteilung des jeweiligen Energiebedarfes zwischen den Wirtschaftssektoren analog zum Ist-Zustand ist (siehe Abbildung 25).

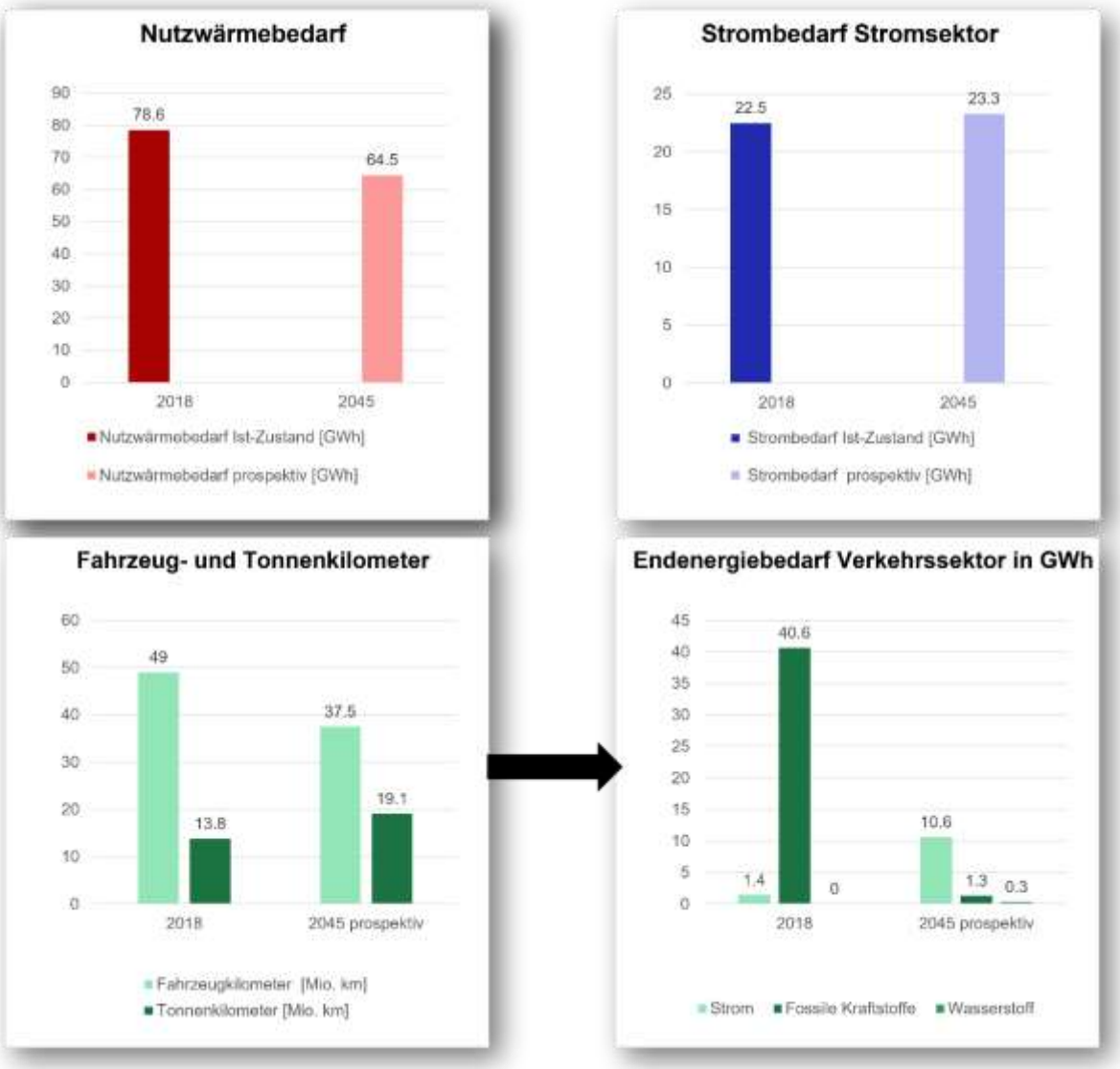

Abbildung 27: Bedarfsszenario Höhenkirschen Siegertsbrunn 2045

3.2.1 Bevölkerungsentwicklung

Für die Bevölkerungsentwicklung wurde zunächst versucht Prognosen aus einem bestehenden Modell zu übernehmen, wodurch schließlich der Demographie-Spiegel für Bayern [27] des bayerischen Landesamtes für Statistik mit einer Prognose bis 2039 ausfindig gemacht werden konnte. Da der initiale Prognosezeitraum des ENP-HöSi Projektes bis 2050 vorgesehen war,

sind die Prognosen zu kurzfristig, um sie direkt zu verwenden. Deshalb werden in dieser Arbeit Zahlen aus einem eigenen, datengetriebenen Modell verwendet.

Die historischen Bevölkerungszahlen auf denen das Modell basiert, wurden aus dem Abschlussbericht zum integrierten städtebaulichen Entwicklungskonzept der Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn [28] entnommen und sind in Abbildung 29 blau dargestellt. Zusätzlich wurde die Bevölkerungsprognose des Demographie-Spiegels für das Jahr 2039 als einer der Datenpunkte aufgenommen, um die Prognose des Landesamtes möglichst gut fortführen zu können.

Für das Bevölkerungsmodell wurde die Basisfunktion in Abbildung 28 zugrunde gelegt, und mit einer *„non-linear least squares“* Methode *„curve_fit“* aus der Python Bibliothek *„scipy.optimize“* an die Datenpunkte angepasst. Um Konvergenz zu erreichen wurde der Parameter-Schätzer [a, b, c] = [6000, 2, 6000] verwendet.

```
def dimin_returns(x, a, b, c):

    minimum = min(x)
    maximum = 2050
    x_normal = ((x-minimum)/(maximum-minimum))

    y = a*np.tanh(x_normal*b) + c
    return y
```

Abbildung 28: Basisfunktion für Bevölkerungsmodell

Das entstehende Modell ist Abbildung 29 orange dargestellt und hat die Parameter [a, b, c] = [6.45906486e+03, 1.92827321e+00, 6.09515803e+03]. Die prospektiven Werte des Modells sind [2030, 2039, 2045, 2050] = [11671, 12035, 12192, 12287] und können durch die Werte des Demographie Spiegels [2030, 2039] = [11700, 12000] plausibilisiert werden.

Somit steigert sich die Bevölkerung von 2018 bis 2045 laut Modell voraussichtlich um etwa **12%** von 10872 auf 12192 Einwohner.

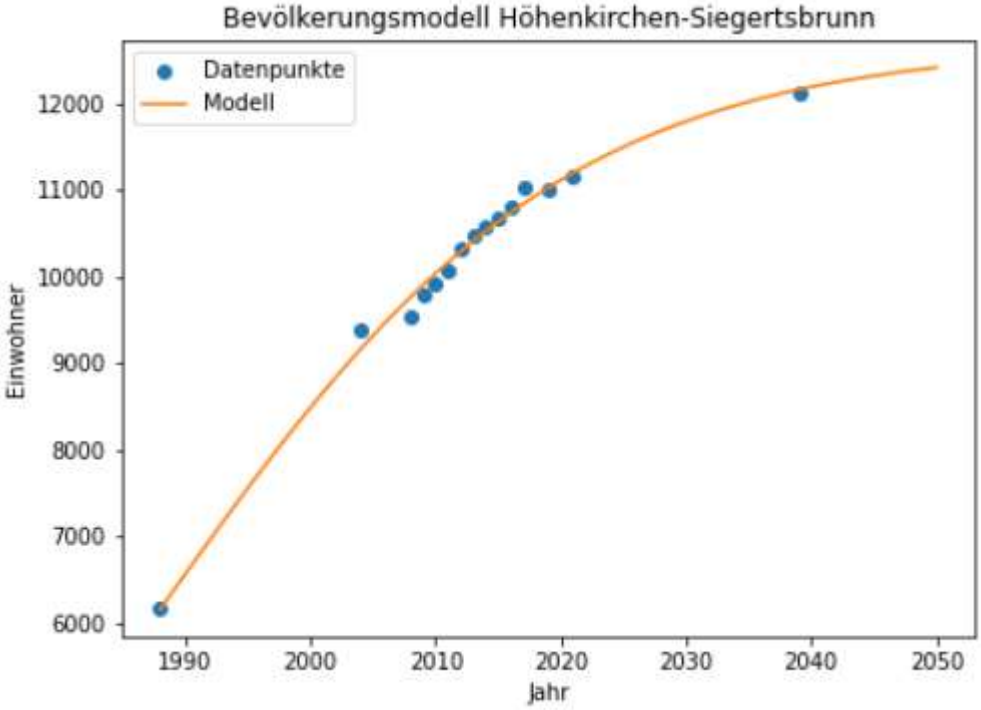

Abbildung 29: Verwendete Datenpunkte und angepasstes Bevölkerungsmodell

3.2.2 Stromsektor

In allen Energiesektoren wird davon ausgegangen, dass der Energiebedarf bis 2045 zunächst direkt proportional zur Bevölkerung um **12%** anwächst. Zusätzlich wird, inspiriert von der Agora-Studie [11], angenommen, dass die bevölkerungsunabhängige Stromnachfrage aus dem Stromsektor um etwa **5%** sinkt. Insgesamt steigt die Nachfrage aus dem Stromsektor von 2018 bis 2045 also um etwa **6.4%** auf etwa 23.3 GWh pro Jahr.

3.2.3 Wärmesektor

Die Prognose des Wärmebedarfs beinhaltet lediglich den Gebäudesektor, da sich die prospektiv benötigte Prozesswärme zum einen nur schwer vorhersagen lässt (diese hängt von Standortentscheidungen großer Industrieunternehmen ab) und zum anderen eine individuelle,

lokale Auslegung des Wärmeversorgungsystems durch die bedürftigen Industriebetriebe vorgenommen werden muss, dies also wenig mit dem kommunalen Energiesystem zu tun hat. Um den benötigten Nutzwärmebedarf zu ermitteln, werden also nur der Gebäudebestand und entsprechende Sanierungsraten betrachtet.

Als Grundlage für das prospektive (Nutz-) Wärmebedarfsmodell dient das Wärmekataster im Ist-Zustand, welches als Attribute sowohl den jährlichen Heizwärmebedarf in kWh/a und den spezifischen Heizwärmebedarf in kWh/(m2 *a) für 2762 Gebäude enthält. Um eine feinere Prognose zu erhalten, wurden die Gebäude 2018 in drei Klassen aufgeteilt, welche in Abbildung 30 definiert und veranschaulicht werden. Die Basis, auf welcher diese Klasseneinteilung vorgenommen wurde, ist in der Potenzialanalyse zu dezentralen Wärmepumpen ausgeführt. Diese Einteilung erlaubt später zusätzlich das Potenzial für Wärmepumpen abzuschätzen, eine Notwendigkeit die in Kapitel 3.4.7 genauer beschrieben wird.

Für die Gemeinde wird von einer Gesamtsanierungsrate von **1.2%** ausgegangen, welche nach dem ersten der in Kapitel 1.6.2 beschriebenen Ansätze definiert wird. Darüber hinaus bekommen die Klasse 1 und 2 mit **1.65%** eine höhere Sanierungsquote zugeteilt als Klasse 3 mit **0.25%** denn bei diesen lohnt sich die Sanierung besonders. Die sanierten Gebäude bilden dann eine 4. Klasse mit einem geringeren spezifischen Heizwärmebedarf.

Das Bevölkerungswachstum von etwa **12.0%** wird im Wärmesektor über einen Zubau von 0.12*2762 = 334 Gebäudeeinheiten mittlerer Gebäudefläche berücksichtigt. Diese bilden eine 5. Klasse mit dem geringsten spezifischen Heizwärmebedarf von 35 kWh/(m^2 *a).

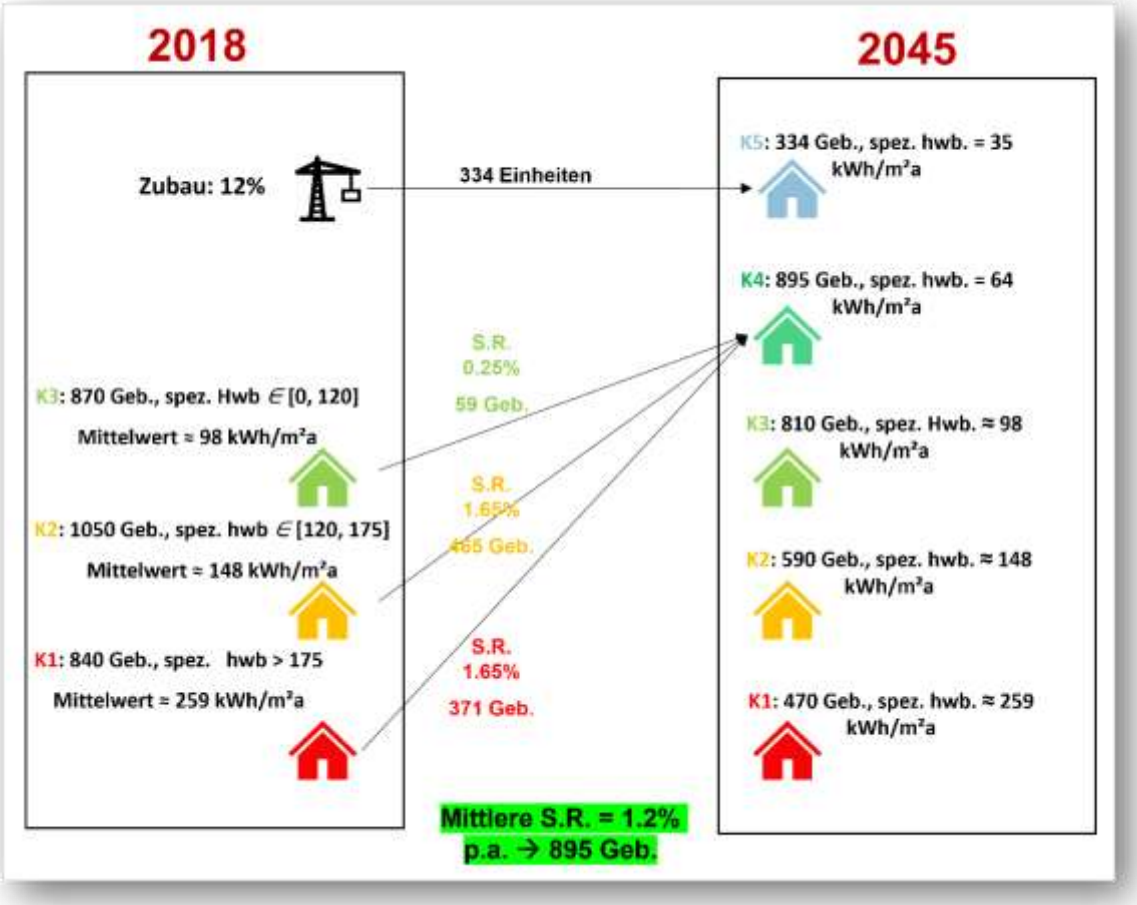

Abbildung 30: Übersicht zum Wärmebedarfsmodell im Ist-Zustand und prospektiv

Auf dieser Basis kann nun die Veränderung des Gebäudebestandes und des Wärmebedarfs in den einzelnen Klassen und in Summe (siehe Abbildung 27) bestimmt werden.

Bei deren Veranschaulichung in Abbildung 31 zeigt der Vergleich von 3. und 4. Klasse ganz klar wie auffallend groß der Einfluss von energetischer Sanierung auf den Energiebedarf ist. Insgesamt reduziert sich der Nutzwärmebedarf nach diesem Modell von 78.6 um etwa **18%** auf 64.5 GWh pro Jahr.

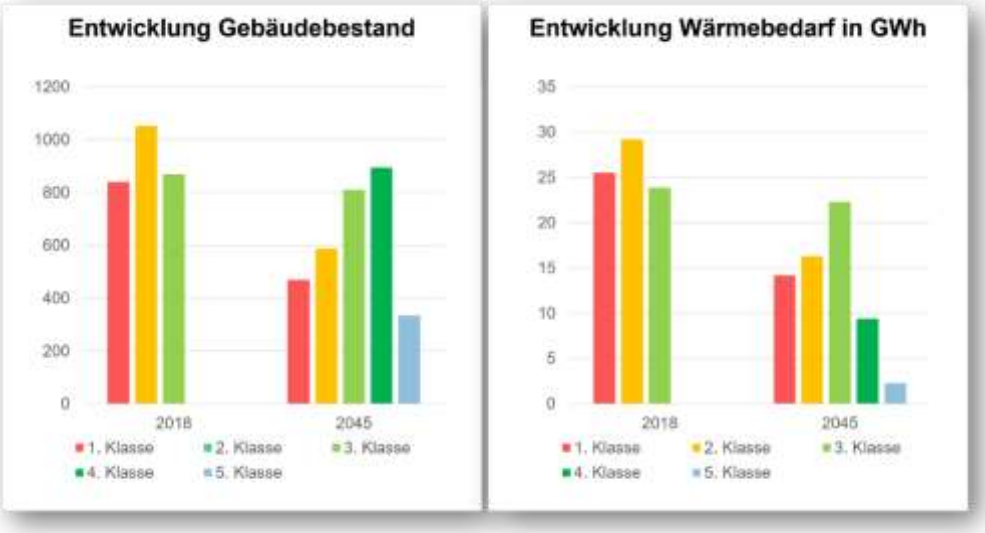

Abbildung 31: Entwicklung des Gebäudebestandes und des dazugehörigen Nutzwärmebedarfs

3.2.4 Verkehrssektor

Die Prognose des Endenergiebedarfs des Verkehrssektors unterliegt, ebenso wie die Endenergiebedarfe der anderen Sektoren, einigen Modellannahmen. Sie können im Wesentlichen bestehenden Quellen wie [11] entnommen werden. Anders als im Strom- und Wärmesektor wird im Verkehrssektor nicht nur die reine Nachfrage, sondern, wie bereits in Kapitel 2.2 geschildert, zusätzlich mithilfe einer prognostizierten Fahrzeugflotte (Fahrleistungs-Erzeugungsanlagen), direkt der Endenergiebedarf ermittelt.

Das Vorgehen zur Bestimmung der Mobilitätsnachfrage und schließlich dem Endenergiebedarf ist in Abbildung 32 veranschaulicht. Analog zum Ist-Zustand werden die drei Klassen schienengebundener Personennahverkehr, Personenkraftwagen basierter individueller Nahverkehr und LKWs betrachtet.

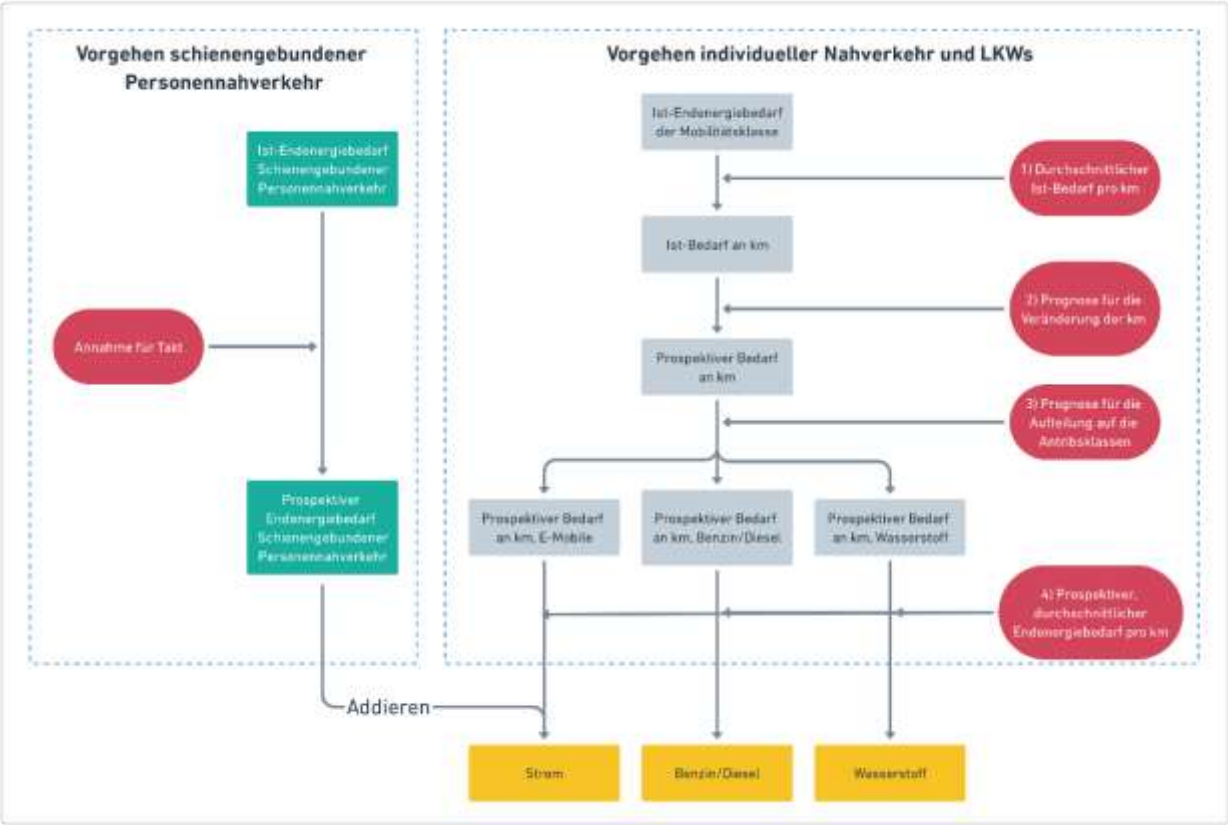

Abbildung 32: Übersicht zur Ermittlung der prospektiven Mobilitätsnachfrage und dem Endenergiebedarf im Verkehrssektor

Für erstere wird mit der einfachen Annahme einer Takt Verdopplung bis 2045 eine daraus resultierende Verdopplung des Strombedarfs erwartet.

Das Vorgehen für die übrigen zwei Mobilitätsklassen ist weitgehend analog. Auf der betrachteten Abstraktionsebene werden die rot dargestellten Annahmen 1) und 2) benötigt, um die Mobilitätsnachfrage zu prognostizieren, während 3) und 4) notwendig sind, um den daraus resultierenden Endenergiebedarf in den jeweiligen Klassen (gelb dargestellt) zu berechnen.

Die Annahmen für 1) und 2) sowie die dafür zugrunde gelegten Werte sind in Tabelle 4 für beide Mobilitätsklassen aufgelistet. Wie bei den anderen Sektoren wird außerdem das Bevölkerungswachstum von etwa **12%** als gelb dargestellter Faktor berücksichtigt, denn die

für Annahme 2) verwendeten Trends aus der Agora Studie [11] sind für eine weitgehend stagnierende Bevölkerung angelegt.

Tabelle 4: Berechnung von Fahrzeug- und Tonnenkilometern im Ist-Zustand und prospektiv

Berechnung der Kilometer	**2018**	**2045**
Individueller Nahverkehr		
Endenergiebedarf [MWh]	34475.7	
Durchschnittlicher Energiegehalt Kraftstoff [kWh/l]	9.5	
Durchschnittlicher Verbrauch [kWh/100km]	70.3	
Endenergiebedarf [kWh]	34475660	
Entwicklung [Fahrzeug km]	1	0.682
Gefahrene Fahrzeug [km]	49040768.1	37767635.2
LKW		
Endenergiebedarf [MWh]	6148.2	
Durchschnittlicher Verbrauch [MJ/tonnen km]	1.6	
Durchschnittlicher Verbrauch [kWh/tonnen km]	0.444	
Endenergiebedarf [kWh]	6148180	
DE Straßen Güterverkehr Agora [G tonnen km]	480	591
Entwicklung [tonnen km]	1	1.231
Tonnenkilometer [km]	13833405	19249159
Bevölkerungsfaktor	1	1.12

Lediglich die Annahme zur Entwicklung der Fahrzeugkilometer wird mithilfe von Abbildung 33 zur besseren Nachvollziehbarkeit genauer ausgeführt. Für DE-Gesamt wird in der Agora-Studie eine Veränderung der Fahrzeugkilometer auf **60%** des Ist-Wertes bis 2050 vorhergesagt. Allerdings ist der zugrunde liegende Modal-Split von DE-Gesamt wohl kaum repräsentativ für Höhenkirchen-Siegertsbrunn, da hier voraussichtlich ein größerer Anteil der Personenkilometer durch PKW zurückgelegt wird. Um dies miteinzubeziehen, wird Höhenkirchen-Siegertsbrunn als eine Gemeinde des Typ *Land* nach Abbildung 33 eingeordnet und die Veränderung der

motorisiert zurückgelegten Personenkilometer (ohne ÖV) derjenigen von DE-Gesamt gegenübergestellt. Aus dem entstehenden Verhältnis kann im Produkt mit der Veränderung der Fahrzeugkilometer in DE-Gesamt eine repräsentativere Senkung der Fahrzeugkilometer in Höhenkirchen-Siegertsbrunn auf etwa **68%** des Ist-Zustands prognostiziert werden. Dabei sei erwähnt, dass die Zahlen der Agora-Studie zwar für die Jahre 2017 und 2050 stehen, in diesem Modell jedoch, unter anderem wegen der neu aufgesetzten Ziele der Bundesregierung, für die Jahre 2018 und 2045 verwendet werden.

Berechnung Veränderung Fahrzeugkilometer rel.	2018	2045
DE PKW Veränderung Pers. Km	0.79	0.55
DE veränderung Pers. Km		0.696202532
Land PKW Veränderung Pers. Km	0.86	0.68
Land veränderung Pers. Km		0.790697674
Relative Veränderung Personen. Km (Land/DE Gesamt)		1.135729387
DE veränderung Fzg. Km	1	0.6
HöSi veränderung Fzg. Km	1	0.681437632

Abbildung 33: Sub-Modell zur Veränderung der Fahrzeugkilometer in Höhenkirchen-Siegertsbrunn bis 2045. Obere Abbildung aus [11]

Darüber hinaus ist in Abbildung 33 oben zu sehen, dass zukünftig ein guter Teil der Abwanderung aus dem PKW-Verkehr über den ÖV gedeckt werden soll. Da das hier präsentierte Modell für Höhenkirchen-Siegertsbrunn nur die Nachfrage in den drei vorgestellten Mobilitätsklassen bilanziert, lohnt es sich zu erwähnen, dass der Energiebedarf der abgewanderten Verkehrsnachfrage in keiner Weise in dem Modell auftaucht. Die Ergebnisse sind also in diesem Kontext zu verstehen, da auch der ÖV zu einem gewissen Endenergiebedarf führt, das Modell also relativ betrachtet einen geringeren Endenergiebedarf aufweist als bei Mitbetrachtung des ÖV.

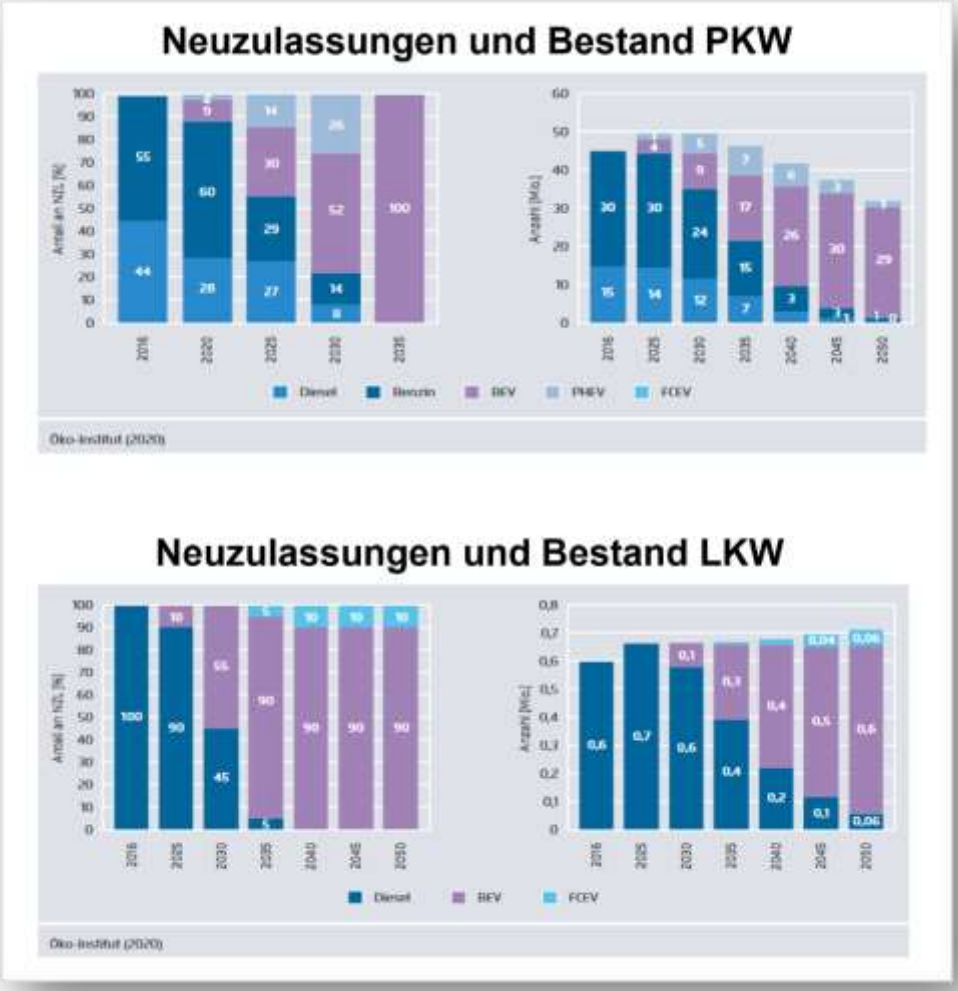

Abbildung 34: Prospektive Neuzulassungen und Fahrzeugbestand für LKW und PKW bis 2050 [11]

Nachdem die Mobilitätsnachfrage in Form der Fahrzeug- und Tonnenkilometer bestimmt ist, kann nun mithilfe der Annahmen 3) und 4) die Aufteilung auf die Endenergieklassen vorgenommen werden. Die prospektive Aufteilung der Fahrzeugs Flotte auf die verschiedenen Antriebsklassen kann aus Abbildung 34 entnommen werden, wobei zu erwähnen ist, dass für das Verkehrsmodell Höhenkirchen-Siegertsbrunn erneut das Jahr 2050 verwendet wird. Dabei steht BEV für reine Elektrofahrzeuge, PHEV für Plug-in Hybride und FCEV für Wasserstofffahrzeuge.

Zu guter Letzt werden die Annahmen für den Endenergieverbrauch pro Kilometer (kWh/km) in den einzelnen Klassen benötigt, welche in Tabelle 5 aufgelistet sind.

Für fossil angetriebene PKW wird eine Effizienzsteigerung von **15%** (durch kleinere Fahrzeuge oder Technikeffizienz) angenommen, was zu einem Bedarf von etwa 0.6 kWh/km führt. Der Strombedarf pro Fahrzeugkilometer wird (wegen der bereits enorm hohen Effizienz im Ist-Zustand) durch Orientierung an bestehenden Elektro-PKW auf 0.17 kWh/km gesetzt. Zur Ermittlung des Wasserstoffbedarfs pro km wird angenommen, dass der mittlere Konversions-Wirkungsgrad von Wasserstoff zu Strom in Wasserstoff-PKW bei etwa **55%** liegt, was zu einem Endenergiebedarf von 0.31 kWh/km führt.

Für fossil angetriebene LKW wird ebenfalls eine Steigerung der Effizienz zum Ist-Zustand von **15%** angenommen, was zu einem Bedarf von 0.38 kWh/km führt. Der Strombedarf wird abgeschätzt, indem das PKW-Verhältnis von Strom/fossil = 0.17/0.60 mit dem Bedarf für fossil angetriebenen LKW multipliziert wird. Die Ermittlung des Wasserstoffbedarfs der LKW wird analog zu dem der PKWs über eine Effizienzannahme von **55%** berechnet.

Tabelle 5: Endenergiebedarf pro Fahrzeugkilometer bzw. Tonnenkilometer der verschiedenen Antriebstypen in kWh/km

Mobilitätsklasse\ Endenergieklasse	Strom	Benzin/Diesel	Wasserstoff
PKW	0.17	0.60	0.31
LKW	0.11	0.38	0.20

3.2.5 Sektorgekoppelter Strombedarf

Ist die prospektive Nachfrage in den drei Energiesektoren bekannt, so kann als nächstes der prospektive, sektorgekoppelte Strombedarf ermittelt werden. Dieser umfasst die Stromnachfrage aus allen drei Energiesektoren und bildet deshalb die Grundlage zur Auslegung der Stromerzeugung. Wie in Kapitel 2.2 geschildert, führt jede Ausbauvariante in den Sektoren Wärme und Verkehr zu einem individuellen sektorgekoppelten Strombedarf, für welchen wiederrum individuelle Auslegungen der Stromerzeugung simuliert werden. Für jede Ausbauvariante in diesen beiden Energiesektoren, müssen also viele verschiedene Ausbauvarianten der Stromerzeugung simuliert werden. Es lohnt sich also die Anzahl der sektorgekoppelten Strombedarfsprofile, für die eine Stromerzeugung ausgelegt werden soll, auf ein sinnvolles Maß zu reduzieren. In diesem Sinne wird der Fokus hier auf zwei ambitionierte klimaschutz-orientierte Ausbauvarianten gelegt, eines ohne kommunales Fernwärmenetz und eines mit kommunalem Fernwärmenetz.

Wie bereits erwähnt wird der Verkehrssektor im Rahmen dieses Projektes nicht simuliert, sondern lediglich als Verbraucher betrachtet und dessen Bedarf prognostiziert, um eine umfassendere Vorstellung des Energiebedarfs in der Gemeinde zu erhalten. Die Stromnachfrage aus dem Verkehrssektor, welche im letzten Abschnitt ermittelt wurde, kann also direkt als Teil beider Szenarien in den sektorgekoppelten Strombedarf eingegliedert werden.

Im Wärmesektor wird ein bilanzielles Modell mit jährlicher Nachfrage und jährlichen Erzeugungspotentialen verwendet, um viele verschiedene Ausbauvarianten zu simulieren und multikriteriell-optimale Lösungen sowie interessante Trade-offs zu identifizieren. Allerdings wird nur für die zwei klimaschutz-orientierten Ausbauvarianten mit und ohne Fernwärmenetz der Strombedarf ermittelt, um diesen jeweils zu den zwei oben erwähnten sektorgekoppelten Strombedarfsprofilen hinzuzufügen. Diese sind in Tabelle 6 hinsichtlich ihres Ausbaus der verschiedenen Wärmeerzeugungstechnologien und des daraus resultierendes Strombedarfs charakterisiert. Die Nutzung der vorhandenen maximalen Ausbaupotentiale unterliegt bei beiden Szenarien einer Priorisierung. So wird zunächst angenommen, dass Gebäude mit einer bestehenden Biomasseanlage diese Technologie auch weiter nutzen, bzw. erneuern werden.

Danach werden die erneuerbaren Energiepotenziale anhand ihrer Wärmegestehungskosten (LCOH: Levelized Cost Of Heat) priorisiert. Schließlich wird der übrige, nicht-dekarbonisierbare Nutzwärmedarf mit Gas aufgefüllt. Die Ermittlung der hier verwendeten Potenziale ist in Kapitel 3.4.7 genauer beschrieben.

Tabelle 6: Nutzwärmebedarf-Deckung und resultierender Strombedarf der zwei betrachteten Ausbauvarianten im Wärmesektor in GWh

Variante	**Fernwärme**	**Biomasse dezentral Bestand**	**Biomasse dezentral Potenzial**	**WP NT**	**WP HT**	**Solar-thermie**	**Übrig: Gas**	**Strom-bedarf**
LCOH €-Cent	11.4-12.9	17.2	17.2	13.7	17.1	12.7	10.4	-
Mit WN max.	41.3	4.2	3.1	9.8	4.6	1.2	unbe-grenzt	-
Mit WN	41.3	4.2	0.7	9.8	4.6	1.2	2.7	3.43
Ohne WN max.	0.0	12.4	8.6	27.1	9.7	3.8	unbe-grenzt	-
Ohne WN	0.0	12.4	4.2	27.1	9.7	3.8	7.3	8.73

Der Unterschied von über 5 GWh im Strombedarf ergibt sich aus dem wesentlich stärkeren Einsatz von Wärmepumpen bei der Ausbauvariante ohne Wärmenetz. Um dies in Kontext zu setzen sei erwähnt, dass jeglicher Strombedarf des Wärmenetzes nicht mitbetrachtet wurde, da solche fast immer mit einer eigenen Stromversorgung, bisher meist KWK-Anlagen, gebaut werden. Der sektorgekoppelte Strombedarf für die beiden Ausbauvarianten ist in Abbildung 35 dargestellt.

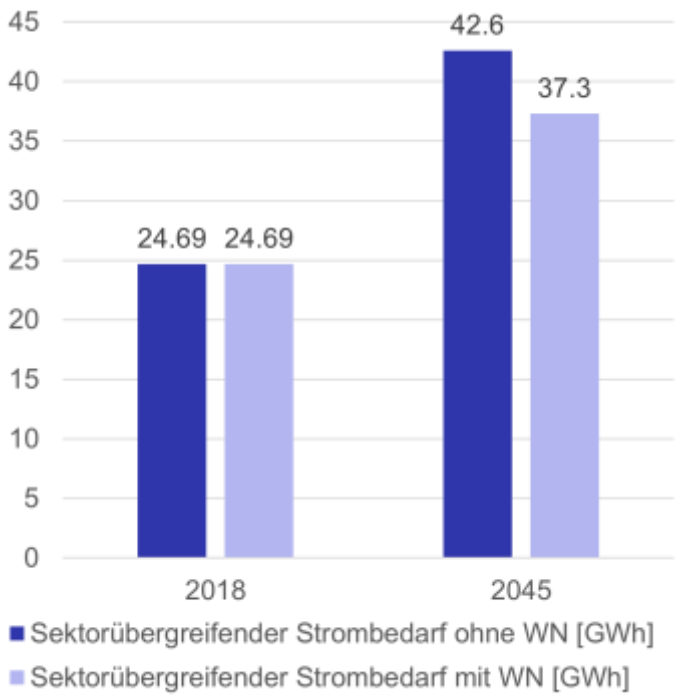

Abbildung 35: Sektor gekoppelter Strombedarf für die beiden Klimaschutz-orientierten Ausbauvarianten

Für die in den Prozessschritten 4 und 5 folgenden Bewertungen nachhaltiger Versorgungsoptionen werden zeitaufgelöste Gesamt-Lastprofile für den sektorgekoppelten Strombedarf benötigt. Im letzten Schritt der Verbrauchsprognose werden deshalb die summarischen Endenergiebedarfe zeitlich in Form von Lastprofilen aufgelöst. Dabei werden die folgenden summarischen Werte je Verbrauchsklasse für 2045 angenommen, wie in Tabelle 7 dargestellt.

Tabelle 7: Übersicht der verwendeten Basislastprofile zur Erstellung des Lastprofils im Sektor Elektrizität

Klasse	Profil	Referenz	Bedarf Ohne WN in MWh	Bedarf Mit WN in MWh
Haushaltsstrom	Haushalt Allgemein	H0 [15]	12,530	12,530
Industrie	Reale Lastgangmessung	Bayernwerk	5,003	5,003

GHD Allgemein	Gewerbe Allgemein	G0 [15]	5,772	5,772
Strom Verkehr	Standardladeprofil Elektromobilität	[17]	10,566	10,566
Heizstrom	Lastprofil Wärmepumpen	[16]	8,726	3,433

Diese summarischen Prognosen werden mithilfe des in Kapitel 2.2 beschriebenen Tools [14] in zeitlich aufgelöste Lastgänge für das Zieljahr aufgeschlüsselt. Diese sind für die Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn in Abbildung 36 für Elektrizität und Wärme abgebildet. Hier ist klar zu erkennen, dass der Strombedarf während der Heizperiode, vor allem hinsichtlich der Grundlast, in der Ausbauvariante ohne Wärmenetz wesentlich höher ausfällt. Dies unterstreicht zusammen mit Tabelle 7, wie wichtig die Berücksichtigung aller Energiesektoren als Basis für die Modellierung der Stromerzeugung ist.

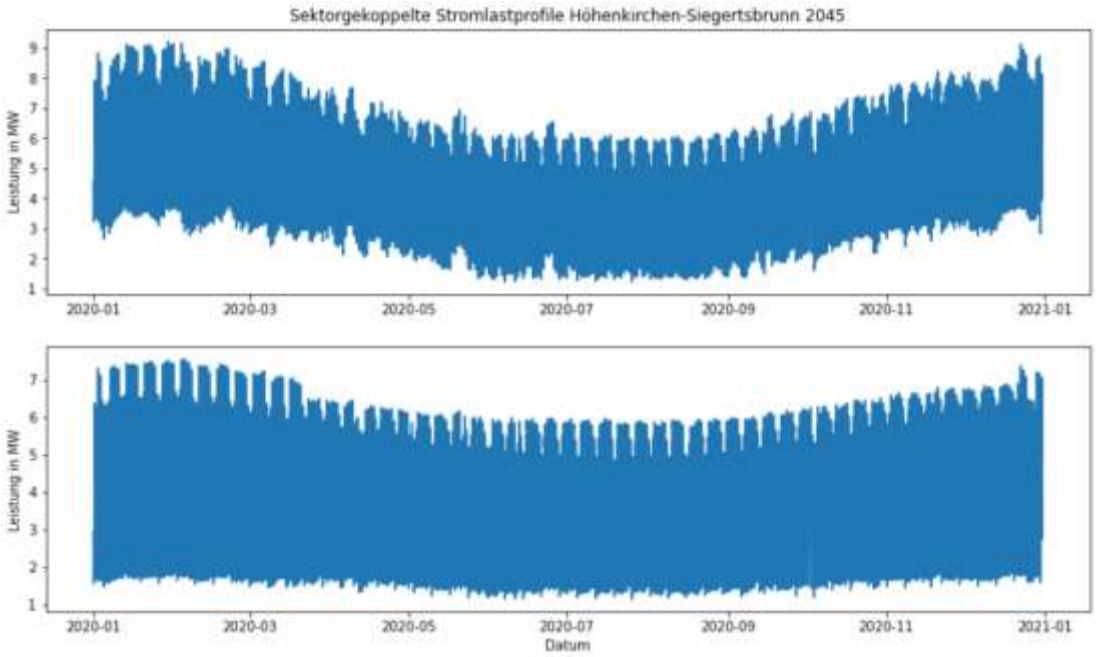

Abbildung 36: Stromlastprofile des sektorgekoppelten Strombedarfs beider Klimaschutz-orientierten Ausbauvarianten

3.3 Definition der Ziele und Rahmenbedingungen

Wie in Abschnitt 3.3 bereits erwähnt, ist eine Auslegung des Energiesystems nur so gut, wie es mit den an das Energiesystem geknüpften Zielen übereinstimmt. Der Schritt der Rahmen- und Zieldefinition wurde im Projekt von Höhenkirchen-Siegertsbrunn bereits vor der konkreten Definition des Prozesses nach 2.3. abgeschlossen.

Hier wurde als erster Schritt ein Gremium gewählt, welches die beteiligten Fraktionen des Gemeinderates widerspiegelt. Zusammen mit diesen Vertretern wurden dann die von dieser Gruppe an Entscheidern als relevant eingestuften thematischen Zielfelder festgelegt. Jedem dieser Zielfelder wurden schließlich messbare Zielindikatoren zugeordnet, welche es erlauben, das Maß der Zielerreichung hinsichtlich eines bestimmten Zielkriteriums für jede Ausbauoption zu quantifizieren. Nachfolgend ist die Tabelle 8 mit den Themenfeldern und Zielindikatoren für die Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn dargestellt.

Tabelle 8: Definierte Themenfelder und Zielindikatoren

Themenfeld	Zielindikator	Einheit	Kurzbezeichnung
Beitrag zum Klimaschutz	Erneuerbarer Energieanteil	%	RS
	CO_2 -Äquivalente Energieeffizienz	$\frac{kg\ CO_2}{kWh}$	EE
	CO_2 -Äquivalente Emission pro Kopf	$\frac{kg\ CO_2}{a}$	CO_2
	Bilanzielle Autarkie	%	OA
Wirtschaftlichkeit	Energiegestehungskosten	$\frac{ct}{kWh}$	LCOE
	Notwendiges Investitionskapital	€	CAPEX
	Nettobarwert der Investition	€	NPV
	Durchschnittliche jährliche Kapitalverzinsung	%	IRR
Auswirkung auf Versorgungsnetz	Eigenverbrauch	%	OC
Eingriff in Natur und Landschaftsbild	Benötigte Fläche	ha	FB
	Eingriffsbewertung		EI

Im Weiteren werden die Formeln zur Berechnung der jeweiligen Indikatoren dargestellt und kurz erläutert:

Der *erneuerbare Energieanteil* beschreibt den Anteil an erneuerbarer Energie am gesamten Energieverbrauch. Bei der Berechnung wird auch der erneuerbare Anteil beim Bezug aus dem öffentlichen Netz berücksichtigt.

$$RS = \frac{\int_{t=0}^{1\,Jahr} (k_{ren} \cdot P_{Net,import}(t) + \min\,[P_{Load}(t); P_{Gen}(t)]) \cdot dt}{\int_{t=0}^{1\,Jahr} P_{Load}(t) \cdot dt} \qquad [4]$$

Erneuerbarer Energieanteil am öffentlichen Netz:	k_{ren}
Leistungs-Bezug am öffentlichen Netz:	$P_{Net,import}$
Verbraucher-Leistung:	P_{Load}
Erzeuger-Leistung:	P_{Gen}

Die *CO_2 Energieeffizienz* quantifiziert den CO_2-Äquivalente Ausstoß je verbrauchter Energieeinheit, die *CO_2 Emission pro Kopf* den jährlichen Ausstoß je Einwohner. Der Ausstoß an CO_2-Äquivalenten, der Energieverbrauch als auch die Einwohnerzahl beziehen sich konkret auf die betrachtete Gemeinde. Dies kann je Szenario unterschiedlich sein.

$$EE = \frac{\int_{t=0}^{1\,Jahr} (k_{CO2,ext} \cdot P_{Net,import}(t) + k_{CO2,int} \cdot \min\,[P_{Load}(t); P_{Gen}(t)]) \cdot dt}{\int_{0}^{1\,Jahr} P_{Load}(t) \cdot dt} \qquad [5]$$

$$CO2 = \frac{\int_{t=0}^{1\,Jahr} (k_{CO2,ext} \cdot P_{Net,import}(t) + k_{CO2,int} \cdot \min\,[P_{Load}(t); P_{Gen}(t)]) \cdot dt}{N_{Einwohner}} \qquad [6]$$

Spezifische CO2-Emission am öffentlichen Netz:	$k_{CO2,ext}$
Spezifische CO2-Emission bei Eigenerzeugung:	$k_{CO2,int}$
Anzahl Einwohner:	$N_{Einwohner}$

Leistung Bezug am öffentlichen Netz:	$P_{Net,import}$
Verbraucher-Leistung:	P_{Load}
Erzeuger-Leistung:	P_{Gen}

Die *bilanzielle Autarkie* gibt das Verhältnis der jährlich erzeugten Energie zu der verbrauchten Energie innerhalb der Energiezelle an. Dies gibt Aufschluss, zu welchem Grad die Energiezelle bilanziell unabhängig ist.

$$OA = \frac{\int_{t=0}^{1\,Jahr} P_{Gen}(t) \cdot dt}{\int_{t=0}^{1\,Jahr} P_{Load}(t) \cdot dt} \qquad [7]$$

Verbraucher-Leistung:	P_{Load}
Erzeuger-Leistung:	P_{Gen}

Energiegestehungskosten ergeben sich aus der Gegenüberstellung aller über die Lebensdauer anfallenden Kosten (Errichtung, Betrieb…) und der Summe der erzeugten Energiemenge. Diese beiden Größen werden auf Grundlage der Kapitalwertmethode über die Nutzungsdauer durch Diskontierung auf einen gemeinsamen Bezugszeitpunkt berechnet [29, S. 37]. Diese Größe gibt also die Kosten je Energieeinheit wieder.

$$LCOE = \frac{I_0 + \sum_{t=1}^{n} \frac{A_t}{(1+i)^t}}{\sum_{t=1}^{n} \frac{E_t}{(1+i)^t}} \qquad [8]$$

Investitionsausgaben in €:	I_0
Jährliche Gesamtkosten in € im Jahr t:	A_t
Produzierte Energiemenge im jeweiligen Jahr in kWh:	E_t
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	i

Wirtschaftliche Nutzungsdauer in Jahren:	n
Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, …n):	t

Das *notwendige Investitionskapital* ergibt sich aus der Summe der Kosten für die Planung, Projektierung, Genehmigung sowie Errichtung der Anlage.

Dabei ergibt sich der *Nettobarwert der Investition* aus der Summe aller mit der adäquaten Diskontierungsrate auf den heutigen Zeitpunkt abgezinsten Ab- und Zuflüsse. Allgemein gilt, dass eine Investition realisiert werden sollte, wenn sie einen positiven Nettobarwert aufweist [30].

$$NPV = \sum_{t=1}^{n} \frac{C_t}{(1+i)^t} - I_0 \qquad [9]$$

Investitionsausgaben in €:	I_0
Cashflow in € im Jahr t:	C_t
Jahr der Nutzungsperiode (1, 2, …n):	t
Realer kalkulatorischer Zinssatz:	i

Der *interne Zinssatz* oder Englisch *„Internal Rate of Return“* ist diejenige Diskontierungsrate, bei welcher der Nettobarwert einer Investition gerade Null ist. Ist der interne Zinssatz also höher als dessen Kapitalkosten (kalkulatorischer Zinssatz), erzeugt die Realisation des Projektes einen positiven Nettobarwert [31].

Der *Eigenverbrauch* gibt Aufschluss darüber, wie stark die Erzeugungsanlagen das übergeordnete Netz belasten. Zur Berechnung wird die erzeugte und zeitgleich innerhalb der Energiezelle verbrauchte Energie gegenüber der gesamten erzeugten Energie gestellt.

$$OC = \frac{\int_{t=0}^{1\ Jahr} \min\left[P_{Load}(t); P_{Gen}(t)\right]) \cdot dt}{\int_{t=0}^{1\ Jahr} P_{Gen}(t) \cdot dt} \qquad [10]$$

Verbraucher-Leistung: P_{Load}

Erzeuger-Leistung: P_{Gen}

Die *benötigte Fläche* ergibt sich aus den konkreten Bedarfen der jeweiligen Anlagen und dient der Bewertung des Flächenverbrauchs. Beim letzten Zielindikator, der *Eingriffsbewertung*, wird auf einer dimensionslosen Skala eine Bewertung durch das oben beschriebene Gremium vorgenommen. Dadurch sollen subjektive Eindrücke und Einflüsse der Vertreter in die Auswahl mit einfließen.

Anhand dieser Indikatoren, bzw. je nach Szenario nur einer Auswahl dieser Merkmale, erfolgt die abschließende Optimierung und Bewertung der Ausbauszenarien. Da die Definition des Rahmens und der Ziele im späteren Verlauf des Projektes zu wesentlichen Schwierigkeiten hinsichtlich grundlegender Themen, wie der Rolle der Kommune, der Rahmenbedingungen für einen Ausbau von Erzeugeranlagen und den konkreten Zielstellungen geführt hat, wurde der in 2.3 definierte Prozess erst im Nachgang definiert und ist somit für die Rahmen- und Zieldefinition in diesem Schritt 3.3 nicht zur Verfügung gestanden.

3.4 Einzelbewertung der Ausbauoptionen

Im vierten Schritt werden die individuell verfügbaren Potenziale zu den jeweiligen Einzeltechnologien technologisch als auch wirtschaftlich bewertet und somit für eine erste Gegenüberstellung und einen Vergleich aufbereitet.

Abbildung 37 stellt eine Gegenüberstellung der Potenzialbegriffe nach Kaltschmitt [32] dar und soll zu einer klaren Hierarchisierung des Potenzialbegriffs durch 4 verschiedene Kategorien

dienen. Dabei stellen die unteren Kategorien stets eine Teilmenge der darüber liegenden Kategorien dar.

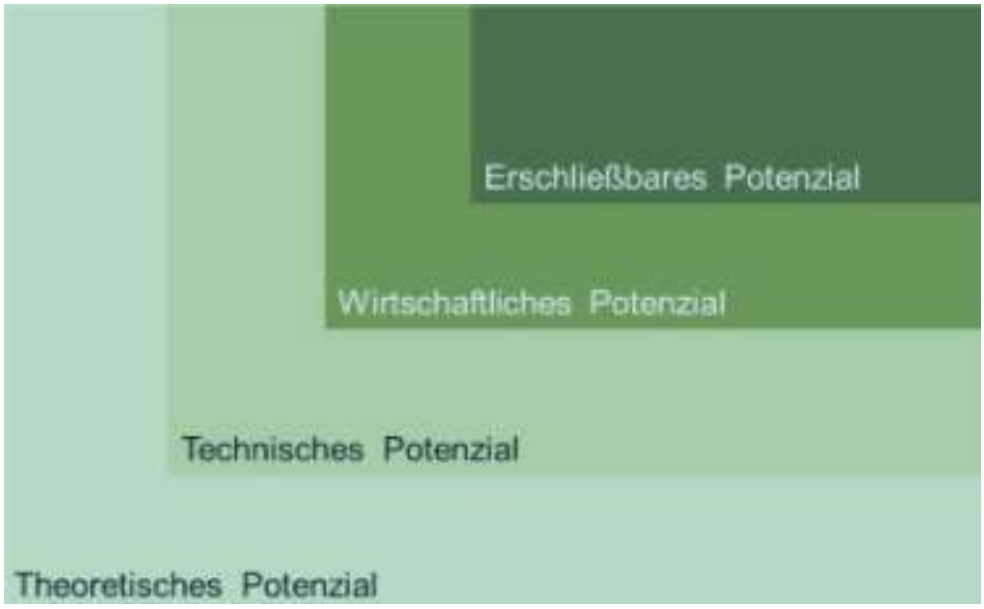

Abbildung 37: Potenzialbegriff nach Kaltschmitt [32]

Das *theoretische Potenzial* ist als das physikalisch vorhandene Energieangebot in einem bestimmten Zeitraum zu verstehen. Als Beispiel sei hier die durch Sonneneinstrahlung auf die Erdoberfläche auftreffende Energie innerhalb eines Jahres genannt.

Unter dem *technischen Potenzial* versteht man den Anteil des theoretischen Potenzials, welcher den Wirkungsgrad bestehender Technologien (z.B. PV-Panels) sowie die Einschränkungen durch geltendes Recht (z.B. Naturschutzgebiete) berücksichtigt. Durch technische Entwicklungen und neue Gesetzgebung kann sich das technische Potenzial also ändern.

Das *wirtschaftliche Potenzial* gibt wiederum nur den Teil des technischen Potenzials an, welcher aus wirtschaftlicher Perspektive interessant ist. Technisch mag eine gigantische PV Freiflächenanlage möglich sein, wirtschaftlich interessant jedoch nur der Anteil, welcher sich sinnvoll vermarkten lässt.

Das *erschließbare Potenzial* umfasst den Anteil des wirtschaftlichen Potenzials, welches zusätzlich ökologische und soziale Aspekte, wie zum Beispiel Akzeptanzfragen, mitberücksichtigt.

3.4.1 Analyse der Möglichkeiten

Wie bereits in Kapitel 2.4 beschrieben, ist das Projekt „digitale Energienutzungsplanung“ eine wesentliche und wichtige Grundlage für die Potenzialanalyse. Die Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn wurde dabei in diesem Projekt des Landkreises München mit abgedeckt, welches im Jahr 2021 durch die Energieagentur Ebersberg-München in Zusammenarbeit mit ENIANO fertiggestellt wurde. Auf Grundlage der dabei erstellten Potenzialkarten (mit Daten) und mithilfe der in Abbildung 15 aufgeführten Möglichkeiten wurden die folgenden Technologiegruppen herausgearbeitet:

Elektrische Energie:

- Freiflächen Photovoltaik (PV-FFA)
- Dachflächen Photovoltaik (PV-DFA)
- Windkraft (WKA)

Thermische Energie:

- Tiefengeothermie
- Zentrales Biomasse-Heizwerk
- Dezentrale Wärmepumpe
- Dezentrale Biomasse
- Solarthermie

Zur Nutzung von Abwärme bzw. der Restwärme aus Abwasser wurden hierbei leider keine nennenswerten Potenziale gefunden. Zudem haben wurde die Betrachtung bei der Nutzung von

Solarenergie nur für die elektrische Nutzung auf Basis des Solarpotenzialkatasters durchgeführt.

Nachfolgend werden die einzelnen Technologiegruppen mit ihren jeweilig verfügbaren Varianten analysiert, bewertet und der konkrete Design Space für Höhenkirchen-Siegertsbrunn aufgestellt.

3.4.2 Photovoltaik Freiflächenanlagen

Die Technologiegruppe um Photovoltaik Freiflächenanlagen (kurz PV-FFA) lässt sich anhand der gesetzlichen Anforderungen und demzufolge den baurechtlichen als auch den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen in mehrere Gruppen unterteilen. Hierzu wird zum einen die Aufteilung in Anlagen, welche durch das Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (kurz „EEG“) gefördert werden und welche die nicht unter das EEG fallen, durchgeführt. Diese beiden Sparten werden dann jeweils nochmal unterteilt. Bei den Anlagen ohne Förderanspruch nach EEG erfolgte die Einteilung in Standard-Freiflächenanlagen, in besondere Solaranlagen und sonstige Anlagen, wobei im Folgenden lediglich die beiden ersten betrachtet werden. Bei den Anlagen nach EEG wird nochmal in Standard-Freiflächenanlagen und in Anlagen nach der Innovationsausschreibung unterschieden. Dabei werden im Weiteren lediglich die Standard PV-Freiflächenanlagen mit einer Gesamtleistung über 750 kWp und besondere Solaranlagen, im Speziellen die sogenannten Agri-PV Anlagen betrachtet. Dies ist auch in Abbildung 38 ersichtlich, wo die betrachteten Anlagen rot markiert sind.

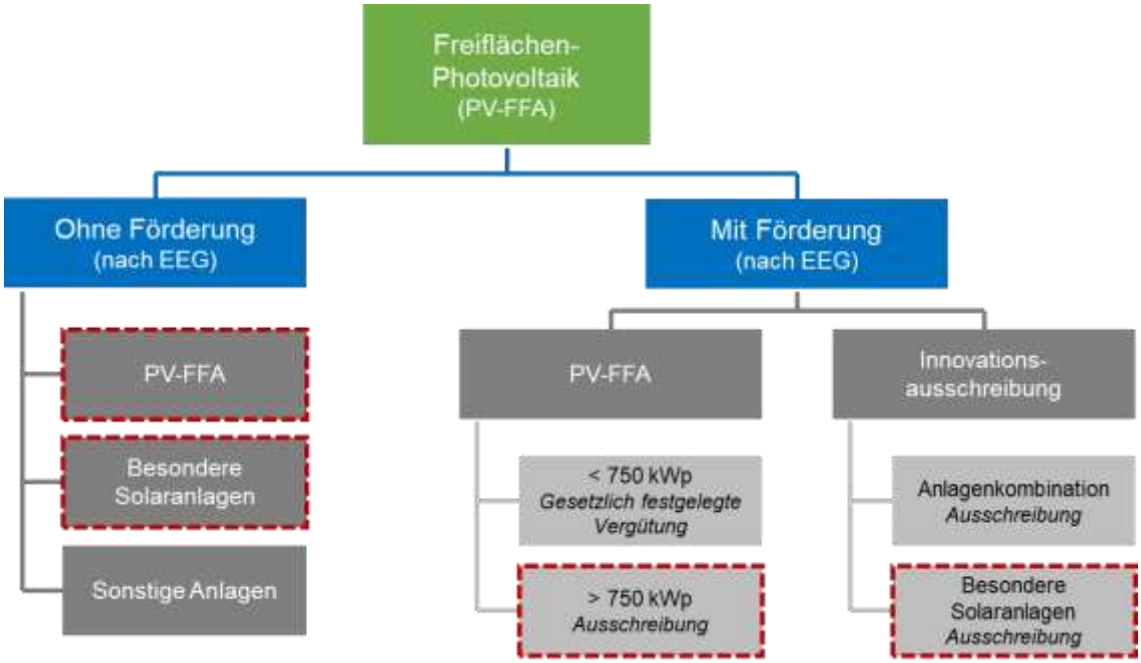

Abbildung 38: Unterteilung der Technologiegruppe PV-FFA

Somit ergeben sich für die nähere Betrachtung grundsätzlich vier verschiedene Varianten. Standard PV-Freiflächenanlagen und Agri-PV Anlagen jeweils mit und ohne Förderung nach EEG.

Bei allen diesen Anlagentypen ist eine gemeindliche Bauleitplanung erforderlich – der Flächennutzungsplan muss PV-Freiflächenanlagen darstellen, z.B. in Form eines „Sondergebiet für regenerative Energien – Sonnenenergie“. Zudem sind Freiflächenanlagen baurechtlich genehmigungspflichtig, benötigen daher eine Baugenehmigung. Jede Errichtung bedarf einer umfassenden Umweltprüfungen zu allen Belangen von Umwelt- und Naturschutz, wobei auch die Thematik des Flächenverbrauchs hinsichtlich eventuell benötigter Ausgleichsflächen betrachtet werden. Die vorangegangenen Punkte betreffen alle Anlagentypen gleichermaßen, wenn auch eine Umweltprüfung bei Agri-PV Anlagen vermutlich einfacher durchführbar ist. In den folgenden Unterkapiteln werden nur noch die variantenspezifischen Themen und Herausforderungen betrachtet.

Standard PV-FFA

Im ersten Schritt sollen die Standard PV-Freiflächenanlagen betrachtet werden, so wie sie bereits landläufig zu sehen sind. Je nach Größenordnung verfügen diese über einen Netzanschluss im Mittelspannungsnetz, oder einer Direktleitung zum Umspannwerk bzw. eines eigenen Umspannwerks zur Einbindung in die Hochspannung (vgl. [33, S. 6]). Als Daumenwert zur flächenspezifischen Leistungsdichte ist bei der aktuellen Technologie ein MWp/ha anzunehmen (vgl. [34, S. 42]). Da bei der Installation von PV-Freiflächenanlagen meist keine Vorgaben zur Ausrichtung gegeben sind, wird versucht die Anlage nach Möglichkeit in Richtung Süden auszurichten (vgl. [34][34, S. 23-24]).

Nach dem EEG geförderte PV-Freiflächenanlagen haben besondere Vorgaben zur Errichtung als auch zur Vergütung. Grundsätzlich ist die maximale Größe von EEG-Anlagen auf 20 MWp begrenzt. Zudem dürfen diese Anlagen nur auf sogenannten benachteiligten Flächen errichtet werden. Dazu zählen unter anderem Konversionsflächen und Flächen in einer Entfernung von bis zu 200 Metern entlang von Schienenwegen und Autobahnen (vgl. [35]). In der Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn liegt eine benachteiligte Fläche entlang der S-Bahn-Strecke vor. Diese potenzielle Fläche, gekennzeichnet in Abbildung 39, umfasst eine Größe von 41 ha.

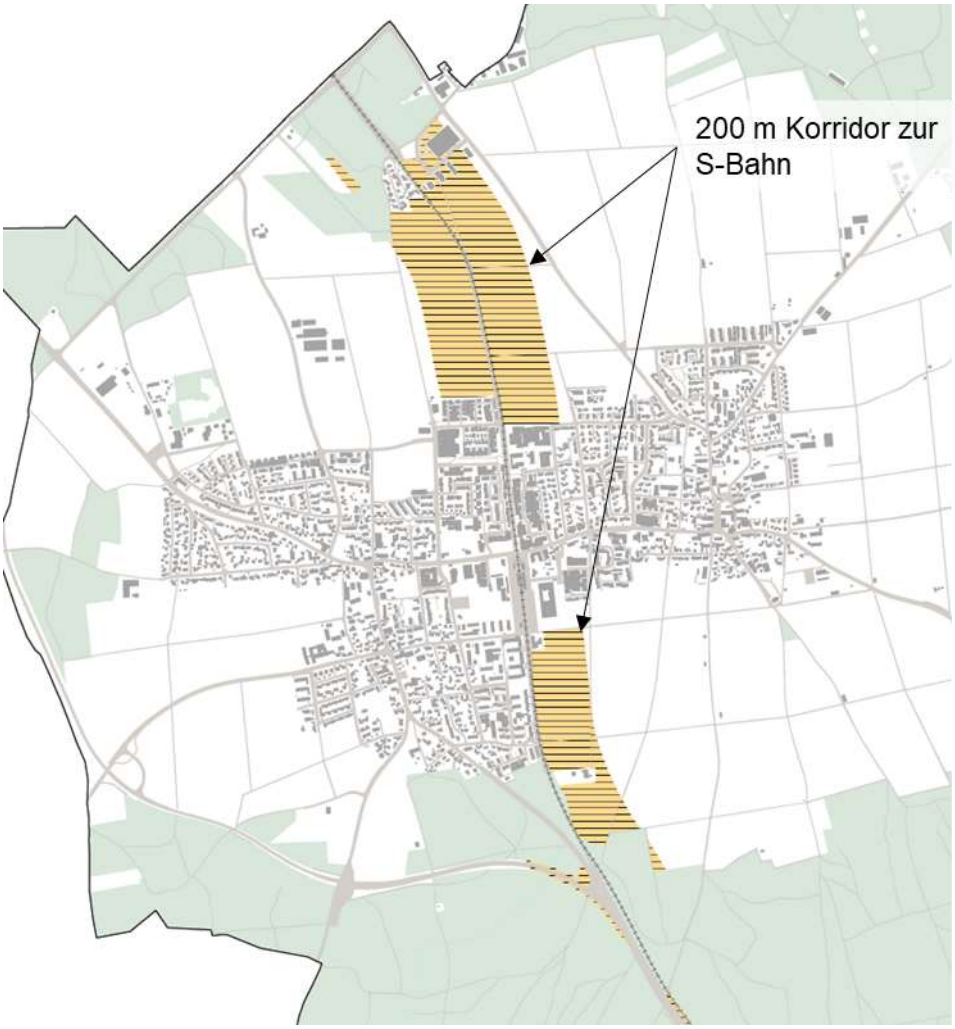

Abbildung 39: Benachteiligte Fläche entlang S-Bahn Schienennetz in Höhenkirchen-Siegertsbrunn [36]

Dabei erhalten EEG-Anlagen im Unterschied zu anderen Anlagen einen vorrangigen Anschluss am Netz. Diese Pflicht zum Netzanschluss besteht auch, wenn die Abnahme des Stroms erst durch Optimierung, Verstärkung oder den Ausbau des Netzes möglich wird (vgl. [37, S. 18]). Das ist ein wesentlicher Vorteil für den Anschluss von Erzeugeranlagen.

Die Vergütung ergibt sich anhand der Größe der Anlage und des dazugehörigen Prozesses. In dem Beispiel von Höhenkirchen-Siegertsbrunn werden lediglich Anlagen mit einer Leistung von >750 kWp betrachtet. Anlagen dieser Größenordnung, >750 kWp und <20 MWp, müssen in einer Ausschreibung gegeneinander antreten, wobei der Zuschlag bis zur Erfüllung des

jeweiligen Kontingents nur für die günstigsten Anbieter erfolgt. Als Zuschlagswert gilt dann der abgegebene Gebotswert, welcher dann über 20 Jahre vergütet wird (vgl. [37]). Dabei ist zu beachten, dass Anlagen, welche innerhalb von 24 Monaten in der gleichen Kommune mit einem Abstand von weniger als 2 Kilometern errichtet werden aufaddiert werden müssen. Sollte dann beispielsweise die Gesamtleistung von 20 MWp überschritten werden, so kann die weitere Anlage erst nach Ablauf der 24 Monate als EEG-Anlage in Betrieb gehen (vgl. [37]).

Anders als bei Anlagen nach EEG ist der Standort und die Größe für PV-Freiflächenanlagen ohne Förderung beliebig. Dabei ist der Netzbetreiber nicht zu einem Anschluss der Anlage verpflichtet. Hier können vor allem bei größeren Leistungen Schwierigkeiten auftreten. Die Vermarktung der Energie erfolgt daraufhin z.B. über sogenannte Power Purchase Agreements (PPA). Bei dieser Variante wird ein individueller Vertrag zwischen Erzeuger und Abnehmer ausgehandelt. Die Abnehmer sind in der Regel Stromhändler oder größere Industriebetriebe und die Laufzeit ist meist auf fünf Jahre begrenzt.

Nachfolgend werden diese beiden Varianten, ohne EEG und mit EEG, anhand einer Anlage in der Größenordnung von 10 MWp betrachtet. In der Tabelle 9 sind die Annahmen zur Berechnung zusammengefasst.

Die Volllaststunden ergeben sich aus der geografischen Lage sowie der Ausrichtung der PV-Module. Als Annahme dienen neben bestehenden Anlagen auch die Erzeugungswerte für PV an typischen Standorten (vgl. [38, S. 14]). Die Degradation beschreibt die jährliche prozentuelle Verschlechterung des Wirkungsgrades und somit der jährlichen Ertragsminderung bei den PV-Modulen. Dabei wurden die umfassenden Ergebnisse von [39] übernommen. Entgegen der Annahmen vom Fraunhofer ISE (vgl. [34, S. 23-24]) wurde für die Nutzungsdauer ein Zeitraum von 30 Jahre angesetzt. Dies basiert auf der Grundlage, dass sich PV-Module und andere Systemkomponenten stark weiterentwickelt haben. Auch bei bestehenden älteren Anlagen werden Nutzungszeiträume von weit mehr als 20 Jahre erreicht.

Tabelle 9: Annahmen zur Monte-Carlo-Simulation für PV-FFA

Kategorie	Parameter	Mittelwert	Variation
Allgemein	Maximaler Ausbau	10 MWp	
	Volllaststunden	1150 h	± 100 h
	Leistungsdichte auf Agrarfläche	1000 kWp/ha	± 100 kWp/ha
	Degradation der PV-Module	0.33 %	- 0.33 % / + 0.07%
	Nutzungsdauer	30 a	
CAPEX	Systemkosten (Module, Wechselrichter, Errichtung, Planung)	490 €/kWp	-30 €/kWp / + 60 €/kWp
	Netzanschluss inkl. Komponenten	430,000 €	- 10,000 € / + 30,000 €
	Projektierung	150,000 €	- 35,000 € / + 20,000 €
OPEX	Pacht (jährlich)	2700 €/ha	- 700 €/ha / + 300 €/ha
	Betriebsführung (technisch und kaufmännisch)	7 €/kWp	- 0.5 €/kWp / + 1€/kWp
	Rücklagen / Reparaturen	4.5 €/kWp	± 0.5 €/kWp
	Kostensteigerung (jährlich)	1.5 %	± 0.5 %
Vermarktung	Verkaufspreis Energie PPA	54.0 €/MWh	- 9.0 €/MWh / + 3.0 €/MWh
	Verkaufspreis Energie EEG	50.0 €/MWh	- 3.1 €/MWh / + 1.8 €/MWh
	Steigerung Verkaufspreis (5 jährlich)	1.0 %	± 0.5 %

Die wirtschaftlichen Annahmen für CAPEX, OPEX und die Vermarktung als auch die Bandbreite der Variationen für die Monte Carlo Simulation wurden zusammen mit Experten und Projektentwicklern getroffen und validiert. Als „Verkaufspreis Energie EEG“ in der obenstehenden Tabelle wurde der mengengewichtete Verkaufspreis für die Ausschreibung von Juni 2021 verwendet. Dieser ist farblich markiert, da er lediglich für die Anlage nach EEG verwendet wird.

Bei der Auswertung der Stromgestehungskosten, dargestellt in Abbildung 40, ergibt sich, dass man mit einer Wahrscheinlichkeit von **95%** einen LCOE von unter 43 €/MWh erreicht. Der Mittelwert befindet sich dabei bei ca. 40 €/MWh. Lediglich mit Wahrscheinlichkeit von **5%** werden Energiegestehungskosten von über 43 €/MWh erzielt. Im Anbetracht der voraussichtlich generierten Erlöse von 54 bzw. 50 €/MWh ist dies ein sehr guter Wert.

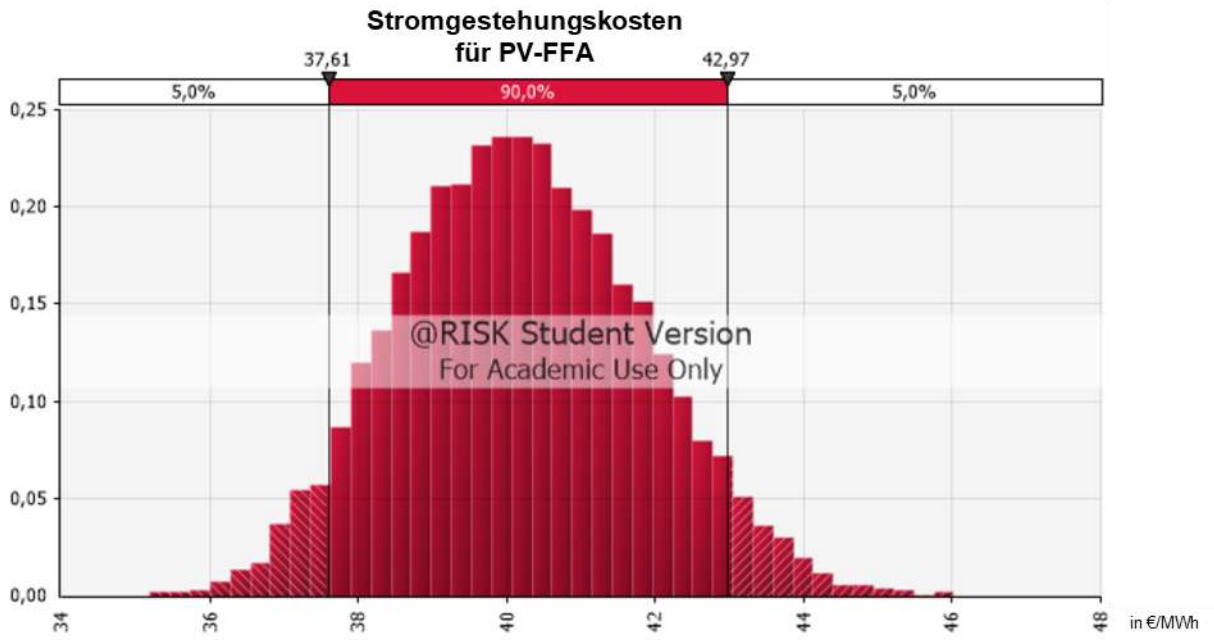

Abbildung 40: Analyse zu Stromgestehungskosten für Standard PV-FFA

Der Unterschied zwischen den beiden Varianten ergibt sich durch die Einnahmen. Während bei der Anlage nach EEG von einer Vergütung mit 50,0 €/MWh über 20 Jahre und anschließend einer Vergütung über zwei PPAs mit einer Laufzeit von jeweils fünf Jahren ausgegangen wird, ergeben sich die Einnahmen bei der Anlage ohne EEG über sechs PPAs mit einer Laufzeit von jeweils fünf Jahren. Dabei wird bei den PPA eine erste Vergütung entsprechend der Tabelle 9 angenommen, welche dann alle fünf Jahre um **1,0 %** steigt.

Zusammen mit den restlichen Annahmen kann somit die Wirtschaftlichkeit der Anlagen berechnet und verglichen werden. Als grundlegender Indikator wurde die Amortisationszeit für

die Investition verwendet, da hier alle wesentlichen Eingangsgrößen berücksichtigt werden und dieser leicht zu verstehen ist.

In der Abbildung 41 sind dazu die beiden Auswertungen für die Amortisationszeit durch den Verkauf über PPA als auch über EEG dargestellt und entsprechend der horizontalen Achse angepasst. Bei der Vermarktung über PPA wird mit einer **95%** Wahrscheinlichkeit eine kürzere Amortisationszeit als 17 Jahre erreicht. Bei den Erlösen durch das EEG verlängert sich diese um zwei Jahre.

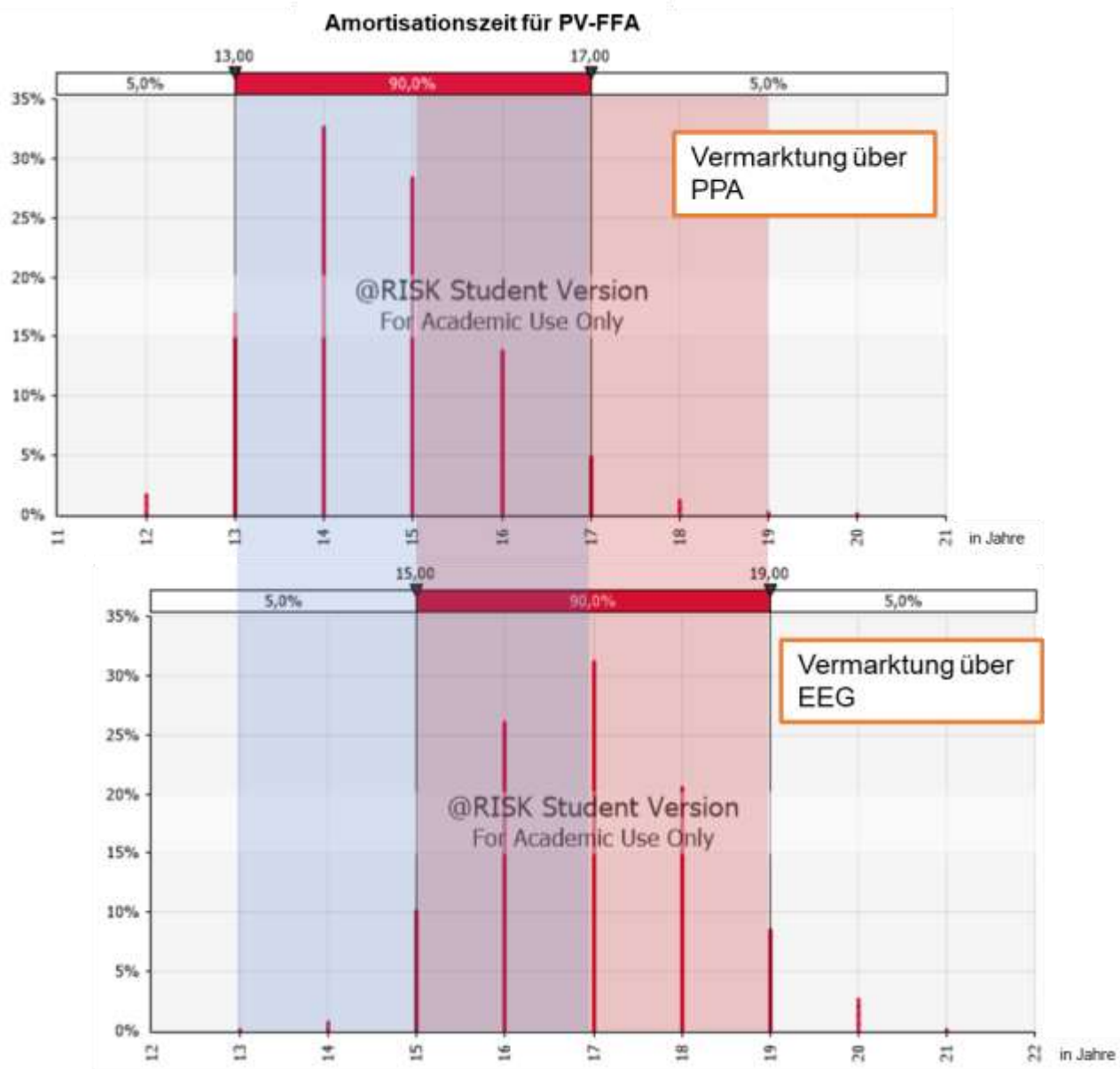

Abbildung 41: Analyse zur Amortisationszeit für PV-FFA – EEG vs. PPA

Bereits in dieser einfachen Betrachtung wird deutlich, dass die Vermarktung über das EEG im Vergleich zum allgemeinen Markt derzeit nur noch wenig interessant ist. Nichtsdestotrotz ist die Vergütung im EEG über 20 Jahre fixiert, was bei der risiko- aber auch ertragsreicheren Variante mit PPAs nicht der Fall ist.

Im nächsten Schritt werden die Auswirkungen der Eingangsgrößen auf die Amortisationszeit anhand von Tornado-Charts analysiert.

Bei der Analyse für die Anlage mit Vergütung über PPA (siehe Abbildung 42) resultiert die mittlere Amortisationsdauer bei 14.6 Jahren. Der Haupteinfluss auf diese entsteht durch den Verkaufspreis der Energie, welche im schlechtesten Fall eine Verlängerung der Amortisationsdauer von 1.6 Jahren zur Folge haben kann. Der zweite wesentliche Einflussfaktor ist die Anzahl der Volllaststunden und somit das Wetter bzw. die optimale Projektierung und Konstruktion der Anlage. Dabei wird deutlich, dass eine Ausrichtung in Richtung der maximalen Energieproduktion erfolgen muss. Erst an der zweiten und dritten Stelle treten die projektspezifischen Kosten, wie Systemkosten und Projektierung auf.

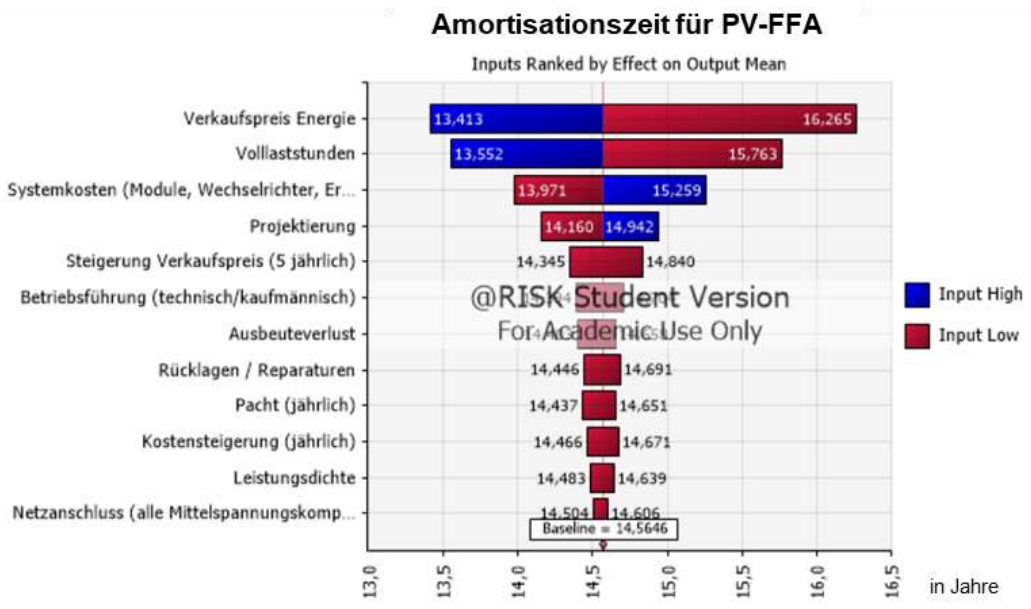

Abbildung 42: Tornado-Chart zur Amortisationszeit für PV-FFA mit PPA

Bei der Vergütung über die EEG-Ausschreibung ist der wesentliche Eingangsfaktor die Anzahl der Volllaststunden (dargestellt in Abbildung 43). Dieser verlängert im schlechtesten Fall die Amortisationsdauer auf 18.6 Jahre, bei einer mittleren Amortisationsdauer von 17 Jahren. Deutlich weniger Auswirkungen verursachen der Verkaufspreis durch Ausschreibung nach EEG, die Systemkosten und die Projektierung.

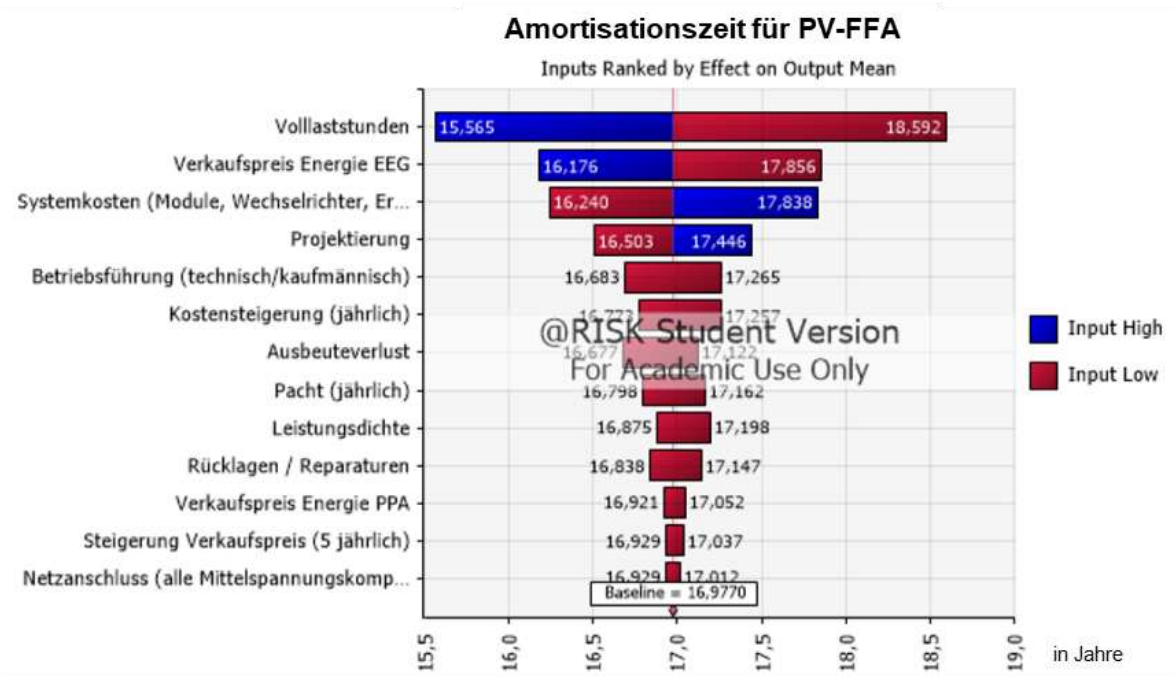

Abbildung 43: Tornado-Chart zur Amortisationszeit für PV-FFA mit EEG

Bei beiden Anlagenvarianten ist daher auf die optimale Ausrichtung der Module ein besonderes Augenmerk zu legen, wobei in beiden Fällen Größen wie die Netzanschlusskosten, als auch die Leistungsdichte nur eine untergeordnete Rolle spielen.

Besondere Solaranlagen - Agri-PV

Agri-Photovoltaik oder Agri-PV bezeichnen PV-Anlagen, die so konstruiert sind, dass eine gleichzeitige Nutzung der landwirtschaftlichen Fläche zur Lebens- und Futtermittelproduktion als auch zur PV-Stromerzeugung möglich ist. Da dieser technologische Ansatz noch sehr jung ist, gibt es eine Vielzahl von unterschiedlichen Anlagentypen. Speziell für Obstanbau werden PV-Anlagen sehr hoch aufgeständert, um sowohl einen Schutz vor Hagel als auch das Auffangen und Speichern des Niederschlagswassers zu ermöglichen. Diese Art der Anlagen ist sehr kostenintensiv und für eine herkömmliche landwirtschaftliche Nutzung weniger geeignet. Beim Anbau von Pflanzen, welche im südbayrischen Raum üblich sind, werden die Modulreihen weniger hoch aufgeständert, dafür aber der Abstand zueinander deutlich erhöht.

Dies ist auch in der nachfolgenden Abbildung 44 ersichtlich. Auch gibt es wieder Überlegungen zu einachsig nachgeführten Modulreihen. Diese haben zum einen eine höhere Anzahl an Volllaststunden und zum anderen Vorteile in der landwirtschaftlichen Nutzung der Fläche. Während der Nutzung können die Module senkrecht ausgerichtet werden und vergrößern so die Fläche zwischen den Modulreihen und minimieren damit das Risiko für einen Anfahrschaden durch die Nutzmaschinen.

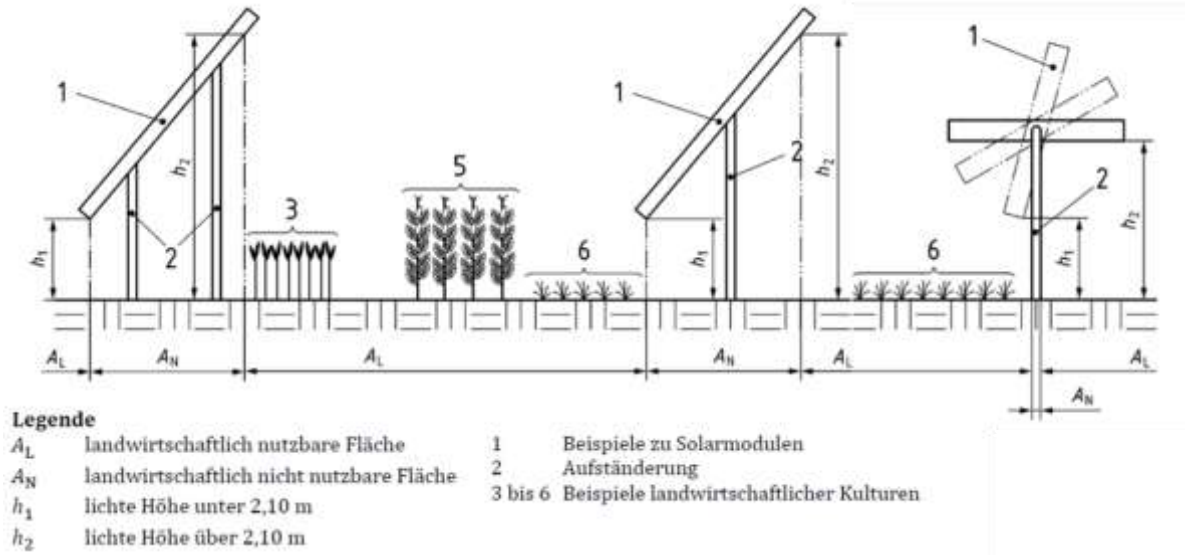

Abbildung 44: Darstellung verschiedener Agri-PV-Varianten [40, S. 13]

Die Projektierung solcher Anlagen ist nicht trivial und abhängig von den verwendeten landwirtschaftlichen Nutzmaschinen. Deshalb ist es sehr sinnvoll, Anlagen dieser Kategorie zusammen mit Landwirten, welche die Fläche anschließend nutzen, zu projektieren.

Grundsätzlicher Vorteil gegenüber herkömmlichen PV-Freiflächenanlagen ist der gesteigerte Flächennutzungsgrad und der Erhalt von fruchtbaren Böden bei zeitgleich erheblichem Zubau an PV-Leistung. Dabei kann man von einer spezifischen installierten Leistung von in etwa 0.6 MWp/ha ausgehen. Deutschlandweit werden **14%** der landwirtschaftlichen Nutzfläche für

Energiepflanzen verwendet. Bei Umnutzung dieser Fläche könnten Agri-PV-Anlagen mit einer Leistung von 1.2 TWp zugebaut werden (vgl. [34, S. 38-39]).

Werden solche Anlagen ohne Anspruch auf Förderung durch EEG errichtet, ist die Anlagengröße nicht begrenzt. Wie bei den Standard PV-FFA ohne EEG hat man auch hierbei keinen bevorzugten Anschluss an das Stromnetz und die Vermarktung der erzeugten Energie findet über PPAs, Direktverkauf oder ähnliches statt.

Agri-PV-Anlagen, welche durch das EEG gefördert werden sollen, müssen eine Generatorleistung von über 100 kWp, gleichzeitig aber maximal 2 MWp aufweisen (vgl. [41, S. 5]). Die genutzte Fläche muss im Gegensatz zu Standard PV-FFA keine benachteiligte Fläche sein, es ist aber erforderlich, dass sie für landwirtschaftlichen Ackerbau oder für Dauer- bzw. mehrjährige Kulturen verwendet wird. Ausgeschlossen sind Dauergrünland oder Dauerweideland. Zudem muss nach der Installation mindestens **66%** landwirtschaftlicher Ertrag im Vergleich zu einer vergleichbaren Nutzung ohne Agri-PV-Anlage bestehen (vgl. [42, S. 2-4]).

Anhand einer Agri-PV-Anlage mit einachsiger Nachführung (in Abbildung 44 rechts dargestellt) erfolgt der Vergleich zwischen den beiden Varianten. Viele der Annahmen sind identisch zu den Annahmen bei der PV-Freiflächenanlage, deshalb werden hier nur die abweichenden Optionen detaillierter erläutert.

Als erste abweichende Größe ist in der Tabelle 10 die Anzahl der jährlichen Volllaststunden deutlich erhöht. Dies basiert auf der Auslegung als Anlage mit einachsiger Nachführung. Ebenso wie die geänderten Eingangsgrößen in der Kategorie „CAPEX“ und „OPEX“ erfolgten diese Annahmen auf Grundlage von Diskussionen mit Experten und Projektentwicklern.

Tabelle 10: Annahmen zur Monte-Carlo-Simulation für Agri-PV

Kategorie	**Parameter**	**Mittelwert**	**Variation**
Allgemein	Maximaler Ausbau	2 MWp	
	Volllaststunden	1350 h	± 100 h

	Leistungsdichte auf Agrarfläche	575 kWp/ha	± 25 kWp/ha
	Degradation der PV-Module	0.33 %	- 0.33 % / + 0.07%
	Nutzungsdauer	30 a	
CAPEX	Systemkosten (Module, Wechselrichter, Errichtung, Planung)	580 €/kWp	-20 €/kWp / + 45 €/kWp
	Netzanschluss inkl. Komponenten	130,000 €	± 20,000 €
	Projektierung	150,000 €	- 10,000 € / + 20,000 €
OPEX	Pacht (jährlich)	2200 €/ha	- 400 €/ha / + 500 €/ha
	Betriebsführung (technisch und kaufmännisch)	9 €/kWp	± 1 €/kWp
	Rücklagen / Reparaturen	5.5 €/kWp	± 0.5 €/kWp
	Kostensteigerung (jährlich)	1.5 %	± 0.5 %
Vermarktung	Verkaufspreis Energie PPA	54.0 €/MWh	- 9.0 €/MWh / + 3.0 €/MWh
	Fixe Marktprämie EEG	20.0 €/MWh	- 5.0 €/MWh / + 10.0 €/MWh
	Jährlicher Anteil negativer Strompreis	7.5 %	± 2.5 %
	Steigerung Verkaufspreis (5 jährlich)	1.0 %	± 0.5 %

Zur Vermarktung der Anlage ohne EEG wurden wieder die identischen Inputvariablen verwendet, auch wenn für die Stromerzeugung mit nachgeführten PV-Anlagen durch ein weniger typisch ausgeprägtes Erzeugungsprofil vermutlich ein höherer Strompreis erzielt werden kann. Wesentlicher Unterschied besteht in der Vergütung für die Anlage nach EEG. Diese müssen ebenfalls in die Ausschreibung, dabei wird aber nicht der individuelle Verkaufspreis der Energie ausgeschrieben, sondern eine fixe Marktprämie über die Laufzeit von 20 Jahren. Diese wird für die Zeiteinheiten, in denen der Börsenpreis nicht negativ ist, ausbezahlt. Zudem wird die erzeugte Energie, wie auch bei Anlagen ohne EEG über PPAs oder Direktverkauf vermarktet. Da Agri-PV-Anlagen erstmalig zum 1. April 2022 in die Ausschreibung mit aufgenommen wurden, ist als konstante Marktprämie 20 €/MWh

angenommen. Dieser Wert scheint hinsichtlich der bisherigen Innovationsausschreibungen deutlich niedriger, aber sinnvoll. Die Dauer des negativen Strompreises wurde auf Grundlage der letzten Jahre angenommen. Die beiden blau markierten Felder sind hierbei wieder nur für die Anlagen nach EEG.

Bei Analyse der Stromgestehungskosten, siehe Abbildung 45, zeigt sich ein unwesentlich höheres Ergebnis im Vergleich zu Standard PV-Freiflächenanlagen. Mit einer Wahrscheinlichkeit von **95%** können Stromgestehungskosten unter 44 €/MWh erzielt werden. Dies ist im Vergleich nur 1 €/MWh höher als Standard PV-FFA.

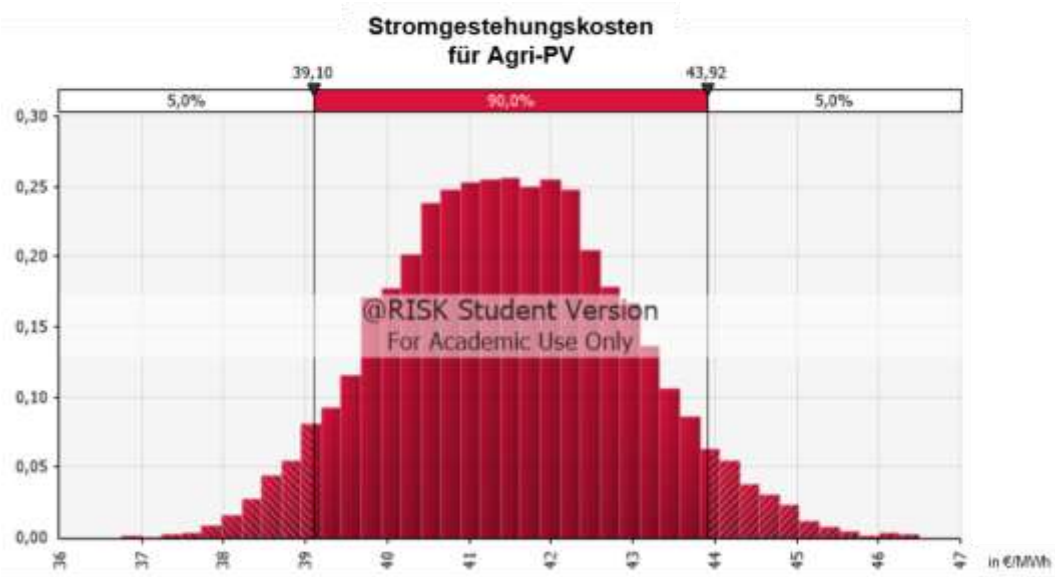

Abbildung 45: Analyse zu Stromgestehungskosten für Agri-PV

Trotz der gesteigerten Kosten für die Errichtung und der höheren laufenden Kosten aufgrund der beweglichen Teile ist das Ergebnis nur unwesentlich schlechter. Das liegt unter anderem an der höheren Ausnutzung durch die gesteigerten Volllaststunden.

Betrachtet man die Amortisationszeit dieser Anlage mit einer Vergütung durch PPA, so erhält man ein nahezu identisches Ergebnis im Vergleich zur Standard PV-FFA mit PPA. Dies ist

dargestellt in der folgenden Abbildung 46. Wiederum wird sich die Anlage mit einer Wahrscheinlichkeit von **95 %** innerhalb von 17 Jahren amortisieren.

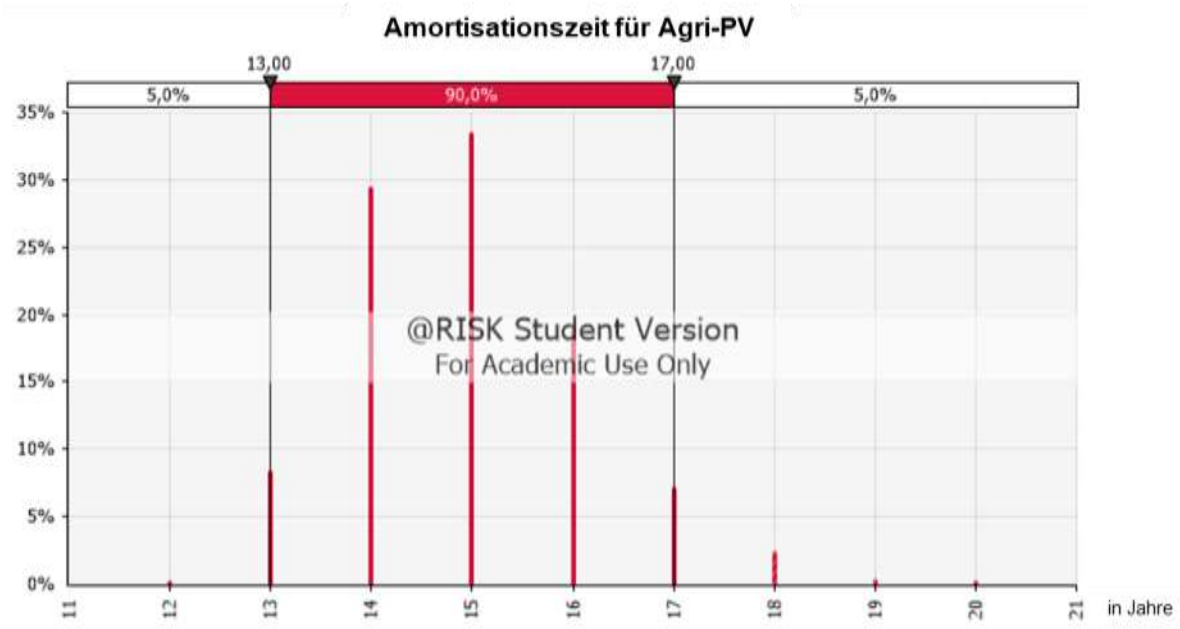

Abbildung 46: Analyse zur Amortisationszeit für Agri-PV mit PPA

Dabei sind die beiden wesentlichen Einflussgrößen der Verkaufspreis der Energie als auch die Anzahl der Volllaststunden, dargestellt in Abbildung 47. Dies deckt sich wieder mit der Auswertung der Standard PV-FFA mit PPA. Dabei kann der Verkaufspreis bei den getroffenen Annahmen im Worst-Case die Amortisationszeit um 1.8 Jahre verlängern und die Ausrichtung bzw. Güte der Anlage und somit die Anzahl der Volllaststunden um ca. 1 Jahr.

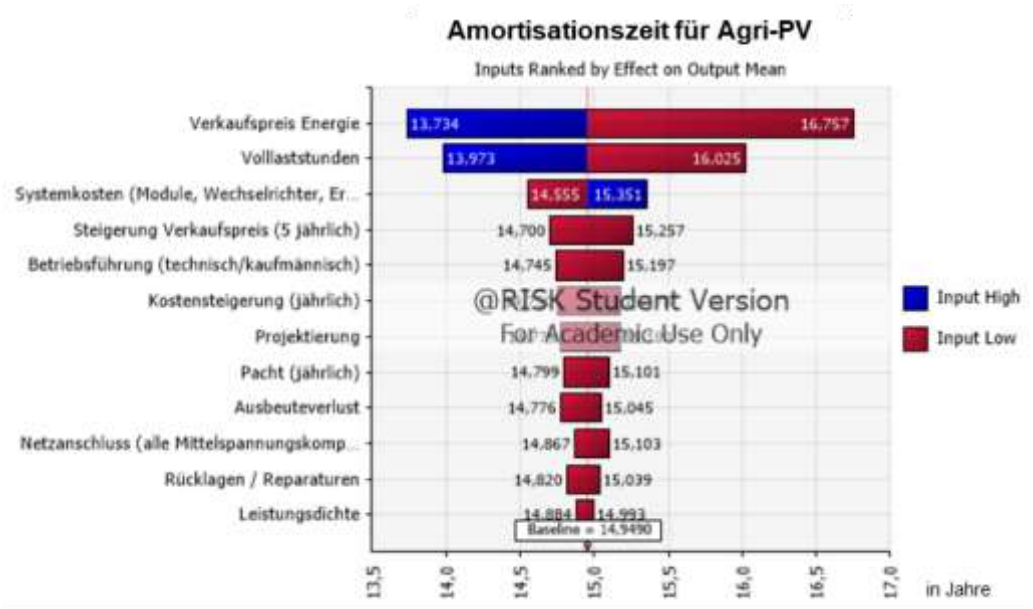

Abbildung 47: Tornado-Chart zur Amortisationszeit für Agri-PV mit PPA

Wird die Anlage über die Innovationsausschreibung ausgeschrieben so ergibt sich in Abbildung 48 dargestelltes Bild. Die Anlage wird sich innerhalb einer deutlich kürzeren Zeit, mit einer Wahrscheinlichkeit von **95 %** innerhalb der ersten 11 Jahre amortisieren.

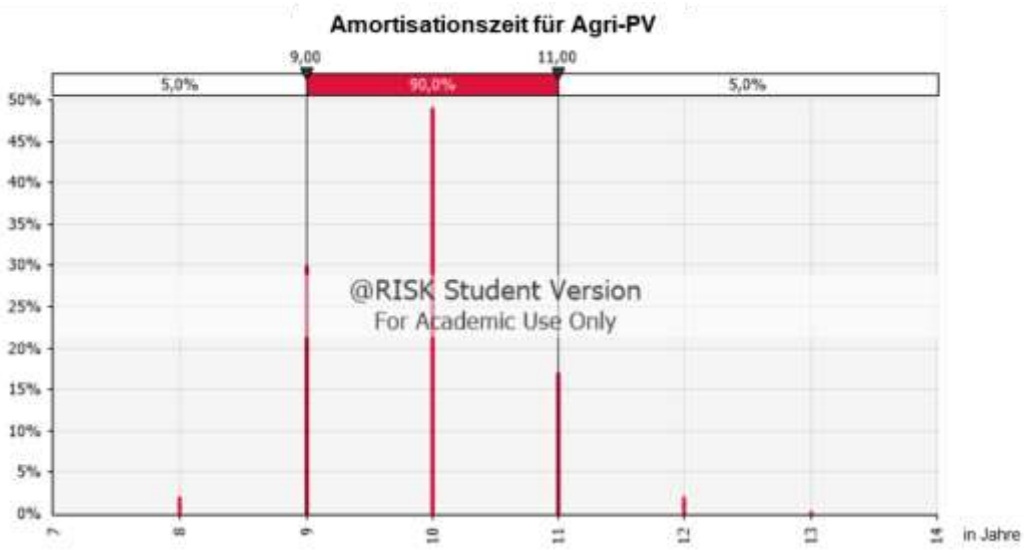

Abbildung 48: Analyse zur Amortisationszeit für Agri-PV über Innovationsausschreibung

Das beruht auf der konstanten Marktprämie. Dies wird auch durch die Analyse der Eingangsparameter im Tornado-Chart, Abbildung 49, deutlich. Der Haupteinflussfaktor wird durch die konstante Marktprämie dargestellt, obwohl diese lediglich im Bereich von 15 – 30 €/MWh variiert. Die beiden folgenden wesentlichen Eingangsgrößen spiegeln wiederrum ein bekanntes Bild. Sowohl der Verkaufspreis durch PPA als auch die Anzahl der Volllaststunden ist ausschlaggebend für die Amortisationszeit. Jedoch ist der Einfluss im Vergleich zu der vorherigen Analyse deutlich geringer. Im schlechtesten Fall könnte ein wesentlicher Eingangsparameter die Verlängerung der Amortisationszeit um 0.6 Jahre bedeuten – bei einer Lebensdauer von 30 Jahren ist dies akzeptabel.

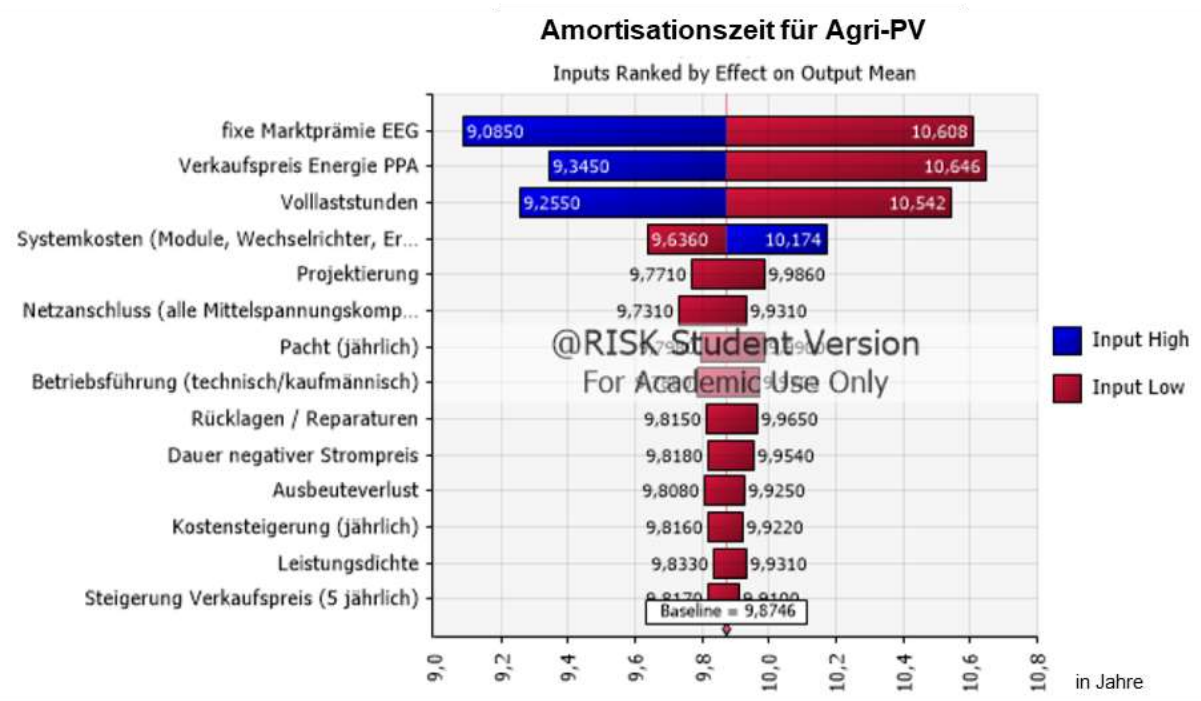

Abbildung 49: Tornado-Chart zur Amortisationszeit für Agri-PV über Innovationsausschreibung

Trotzdem muss an dieser Stelle nochmals darauf hingewiesen werden, dass für die fixe Marktprämie durch das EEG zum Zeitpunkt der Arbeit noch keine Anhaltspunkte vorgelegen sind. Die Abschätzung erfolgte nur anhand der restlichen Ausschreibungen im Bereich der

Innovationsanlagen. Es ist durchaus möglich, dass diese signifikant niedriger angesetzt wird– wobei schlussendlich immer eine kürzere Amortisationszeit als bei der Agri-PV-Anlage ohne Innovationsausschreibung resultiert.

Zusammenfassung für Photovoltaik Freiflächenanlagen

Abschließend ergeben sich die folgenden technisch-wirtschaftlichen Ergebnisse für die verschiedenen Varianten der PV-Freiflächenanlagen, welche in der Tabelle 11 zusammengestellt sind.

Für die Freiflächenanlagen, welche nicht an die Förderbedingungen gehalten sind, ergibt sich das Potenzial zur gesamten freien Fläche im Gemeindegebiet. Dies entspricht in etwa 400 ha. Da dieser Ausbau äußerst unrealistisch ist, wurde das Potenzial a-priori auf **25%** begrenzt (mit * in Tabelle 11 markiert).

Tabelle 11: Technisch-wirtschaftliche Ergebnisse für PV-Freiflächenanlagen

Anlagentyp	**Ausbaukapazität**		**Zielindikatoren**					
	[MW]	[GWh/a]	**FB** [ha]	**OA_{el}** [%]	**Δ CO2** [t/Kopf]	**CAPEX** [x10^6 €]	**LCOE** [€/MWh]	**IRR** [%]
PV-FFA	100	115	100*	628	-4.37	68.0	39.60	6.0
PV-FFA nach EEG	41	47.15	41	258	-1.79	28.1	40.10	4.7
Agri-PV	57.5	77.63	100*	424	-2.95	42.7	39.50	6.4
Agri-PV mit EEG	57.5	77.63	100*	424	-2.95	45.8	41.40	9.7

Auch trotz der Begrenzung resultieren noch äußerst hohe Werte zur bilanziellen Autarkie. Die Anlagen können, selbst bei lediglich PV-FFA nach EEG, mehr als das 2,5-Fachedes eigenen Stromverbrauchs im Jahr 2018 decken. Dabei reduziert sich der Ausstoß an CO_2-Äquivalenten

pro Kopf bilanziell betrachtet um bis zu 4.37 t CO_2-Äquivalente, was eine Investition von 68,000,000 € zur Folge hätte.

Diese Ergebnisse werden im Kapitel 3.5 für die Systembewertung und Optimierung weiterverwendet.

3.4.3 Photovoltaik Dachanlagen

Photovoltaikanlagen, verbaut auf Dächern von privat und gewerblich genutzten Gebäuden, sind bereits seit Anfang der 2000er nicht mehr weg zu denken. Anfangs als Erzeuger mit Volleinspeisung konzipiert wandelt sich inzwischen die Nutzung der Energie und der Fokus liegt auf dem Eigenverbrauch. Dies ist vor allem den Vergütungssätzen der EEG als auch den steigenden Strompreisen geschuldet.

Für Höhenkirchen-Siegertsbrunn wurde die Potenzialermittlung anhand der Auswertungen aus dem Solarpotenzialkataster durchgeführt. Initiiert wurde dieses durch den Beschluss des Kreistages im Rahmen der 29++ Klimaschutzerklärung und anschließend durch die Energieagentur Ebersberg-München GmbH zusammen mit tetraeder.solar GmbH im Jahr 2018 angefertigt. Anhand des Solarpotenzialkatasters standen dabei umfangreiche Informationen zu den jeweiligen Potenzialflächen auf den Dächern zur Verfügung – sowohl zur Größe als auch zur Güte, bewertet anhand der Volllaststunden, der Dachfläche.

Grundlage sind Laserscandaten des Landkreis München aus dem Jahr 2012. Diese erzeugen eine Punktwolke mit den Höheninformationen und somit ein 3D-Modell der Gemeinde. Zusammen mit den Strahlungswerten aus dem PV-GIS (Mittelwert der letzten 30 Jahre, bereinigt um den Klimawandel) und der berechneten Verschattung anhand des 3D-Modells ergeben sich Strahlungswerte auf der Dachfläche. In diese Dachflächen wurden anschließend PV-Module (992 mm x 1640 mm; 270 Wp) eingefügt, mit dem Ziel einer größtmöglichen Anlagengröße. Dachfenster, bestehende Photovoltaik- und Solarthermie-Anlagen werden dabei nochmals belegt, also nicht berücksichtigt. Als Resultat ergibt sich eine Liste über die ermittelten Photovoltaikanlagen mit den spezifischen Leistungen und den dazugehörigen jährlichen Erträgen.

In dem nachfolgenden Histogramm, Abbildung 50, sieht man die Verteilung anhand der Volllaststunden für die potenziellen Solaranlagen im Ort. Demensprechend wurden, mit Blick auf die unterschiedlichen Volllaststunden je Anlage, die potenziellen Photovoltaikanlagen in drei Kategorien eingeteilt:

- „schlechte Ausrichtung“ < 800 h (orange gekennzeichnet)
- „mittlere Ausrichtung“ < 930 h und > 800h (blau gekennzeichnet)
- „gute Ausrichtung“ > 930 h (grün gekennzeichnet)

Diese Einteilung in die jeweiligen Klassen folgt im Wesentlichen den Annahmen aus dem Potenzialkataster. Dabei beinhaltet die Klasse „schlechte Ausrichtung“ 132 Anlagen, die Klasse der „mittleren Ausrichtung“ 533 Anlagen und die Klasse der „guten Ausrichtung“ 622 Anlagen. Insgesamt ergeben sich somit 1287 PV-Dachanlagen für die Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn.

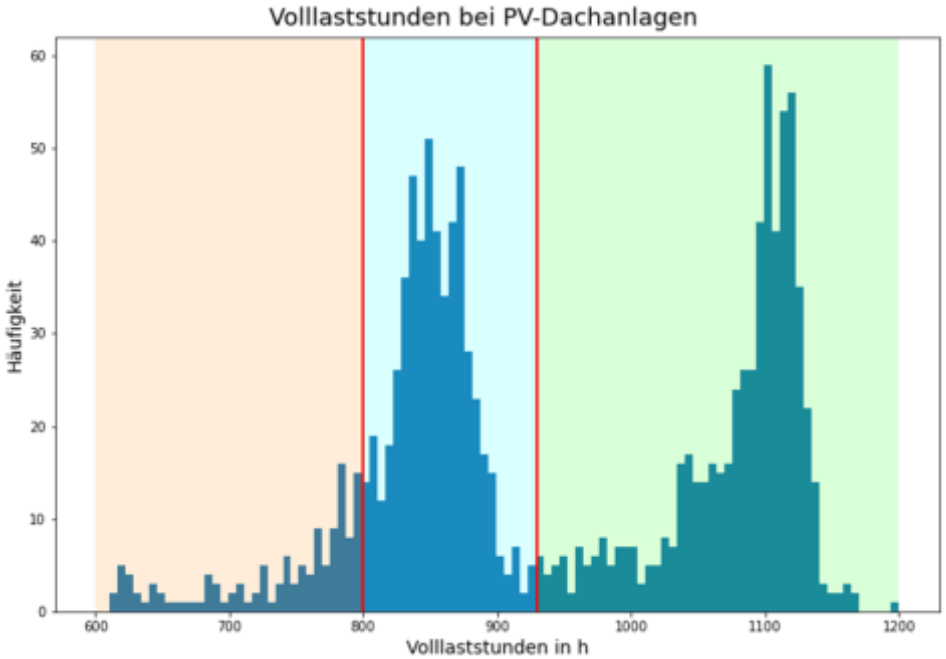

Abbildung 50: Histogramm über die Volllaststunden bei PV-Dachanlagen in Höhenkirchen-Siegertsbrunn

Zur Erstellung der Potenziale in den jeweiligen Klassen wird mithilfe der Informationen des Marktstammdatenregisters der tatsächliche Anlagenbestand zum Jahr 2018 ermittelt. Mit der Annahme, dass bestehende Anlagen eine „gute Ausrichtung“ aufweisen, kann dann das tatsächlich verfügbare Potenzial in der Gemeinde abgeschätzt werden. Dies wird zusammen mit dem jeweiligen Mittelwert der Volllaststunden in Tabelle 12 dargestellt.

Hinsichtlich der Degradation und Nutzungsdauer, wird im Vergleich zu PV-Freiflächenanlagen ein konservativerer Wert angenommen. Bei kleinen Dachanlagen werden häufig qualitativ niederwertigere Bauteile, im Vergleich zu großen Anlagen mit einigen Megawatt, verbaut. Dies spiegelt sich sowohl in der jährlichen Abnahme der Erzeugungsleistung der Module als auch in der Lebensdauer der Anlage wider. Zudem steigt durch den hohen Fixkostenanteil sowie auch die vergleichsweisen aufwändigen Montage und anderer Skalierungseffekte der Preis je kWp deutlich. Betriebskosten der Anlage werden als jährlich **1 %** der Anfangsinvestition angenommen. Diese Annahmen folgen im Wesentlichen den Annahmen nach [34].

Wie eingangs bereits kurz beschrieben, ist der aktuelle und voraussichtlich auch zukünftige Fokus bei dem Bau einer PV-Anlage der Eigenverbrauch des erzeugten Stroms. Zur Erhöhung des Eigenverbrauchs kann entweder der Verbrauch in den Zeitraum der Erzeugung oder die Erzeugung in den Zeitraum des Verbrauchs geschoben werden. Ebenso ist eine Installation einer Speicherlösung möglich. Da bei fluktuierenden Erzeugern beispielsweise eine Verschiebung der Erzeugung nicht möglich ist, bleiben die beiden anderen Varianten bestehen, wobei zur Wirtschaftlichkeitsberechnung lediglich die Kombination mit einem Batteriespeicher betrachtet wurde. Die Verschiebung des Verbrauchs in die Zeiten der Erzeugung ist schwierig zu greifen und die Kosten wie auch der Nutzen nur schwer abschätzbar, da dies an der konkreten Umsetzung liegt. Für den Energiespeicher werden dabei mittlere Kosten von 550 €/kWh, bei einem Leistungs-/Energie-Verhältnis von Eins, angenommen. Dabei wird ein geplanter Eigenverbrauchsanteil von **50 %** erzielt.

Die Wirtschaftlichkeit der Anlage ergibt sich dann über die reduzierten Ausgaben für den eigenen Strombezug als auch der Vergütung für den überschüssigen Strom, welcher in das

öffentliche Netz eingespeist wird. Der Wert für den Strompreis wird aus der Strompreisanalyse des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. entnommen (vgl. [43]).

Tabelle 12: Annahmen zur Monte-Carlo-Simulation für PV-DFA

Kategorie	**Parameter**		**Mittelwert**	**Variation**
Allgemein	*„gute Ausrichtung“*	Maximaler Ausbau	6012 kWp	
		Volllaststunden	1057 h	± 126 h
	„mittlere Ausrichtung“	Maximaler Ausbau	9261 kWp	
		Volllaststunden	860 h	± 60 h
	„schlechte Ausrichtung“	Maximaler Ausbau	1319 kWp	
		Volllaststunden	705 h	± 95 h
	Degradation der PV-Module		0.5 %	± 0.5 %
	Nutzungsdauer		20 a	
	Zinssatz für Kapital		1 %	
CAPEX	Anschaffungskosten PV-Anlage		1300 €/kWp	± 200 €/kWp
	Anschaffungskosten Batteriespeicher		550 €/kWh	± 150 €/kWh
OPEX	Reparaturen / Rücklagen		1 %	± 0.5 %
Vermarktung	Eigenverbrauchsanteil		50 %	± 15 %
	Einspeisevergütung nach EEG		71.70 €/MWh	- 2.5 % / + 2 %
	Strompreis für Bezug		318.9 €/MWh	

Anhand dieser Annahmen aus Tabelle 12 wird für jede Klasse eine Analyse zu den Stromgestehungskosten mithilfe der Monte Carlo Simulation erstellt. Dies ist in Abbildung 51 dargestellt. Die grüne Kennzeichnung dient lediglich der Verdeutlichung, dass die drei Abszissenachsen in der, aus den jeweiligen Ergebnissen zusammengesetzten Grafik, gegeneinander verschoben sind.

Die größte Streuungsbreite und damit verbunden die größte Unsicherheit weist die Gruppe der „schlecht ausgerichteten“ PV-Anlagen auf. Bei den anderen beiden Gruppen beträgt die

Streuungsbreite der mittleren **90 %** ca. 2.8 - 2.9 ct/kWh – bei der „schlechten Ausrichtung“ sind es hingegen 4.35 ct/kWh. Dabei erzielt man durch gute Ausrichtung mit **95 %** Sicherheit Stromgestehungskosten unterhalb von 12.79 ct/kWh, bei mittlerer Ausrichtung unterhalb von 15.41 ct/kWh und selbst bei schlechter Ausrichtung unterhalb von 19.28 ct/kWh. Im Vergleich zu dem angenommenen Strompreis von 31.89 ct/kWh für den Bezug aus dem öffentlichen Netz bleibt selbst im schlechtesten Fall noch eine Kostenersparnis von über 12.5 ct/kWh und somit ca. **40%**.

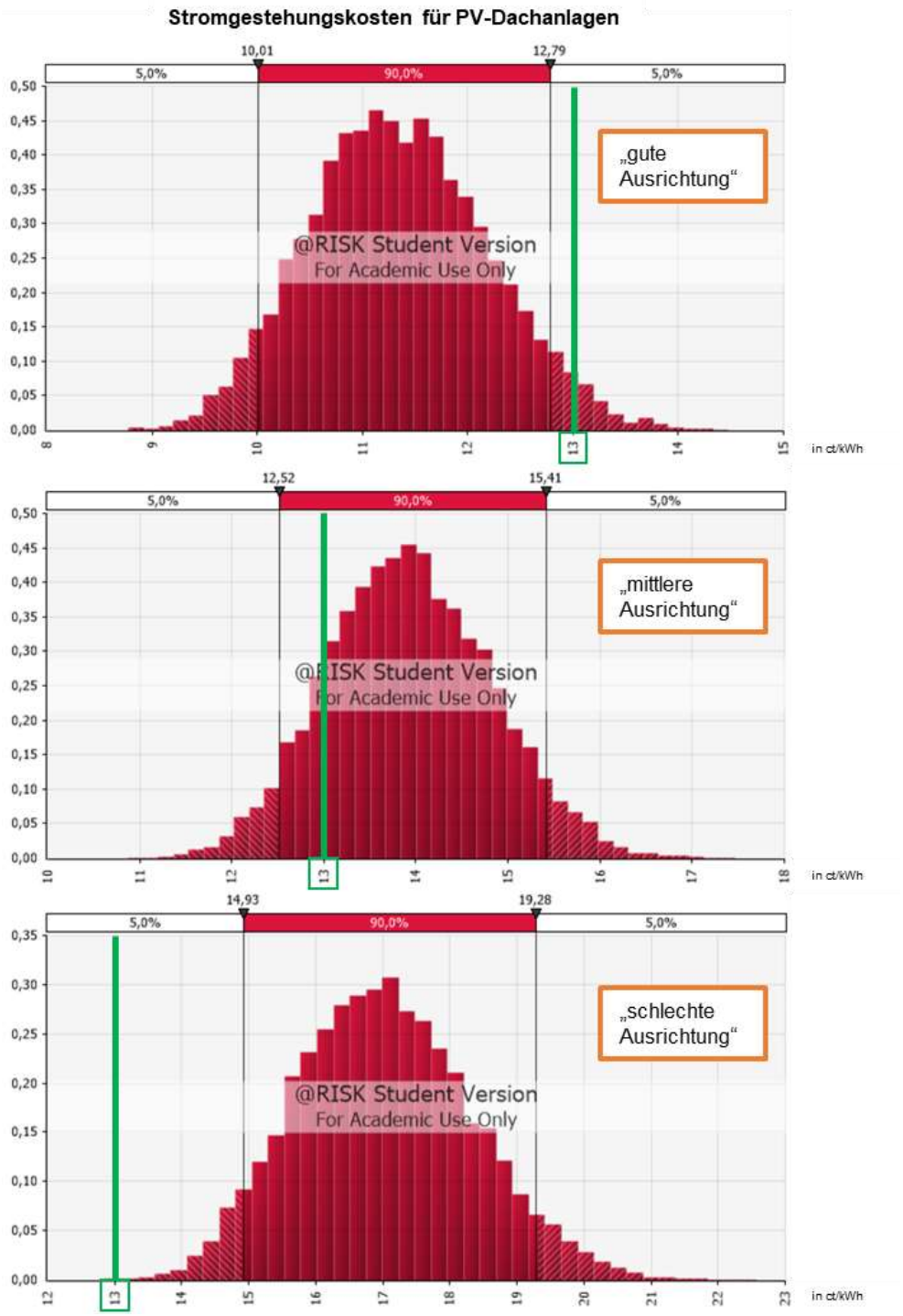

Abbildung 51: Analyse zu Stromgestehungskosten in ct/kWh für PV-DFA aufgeteilt auf die verschiedenen Klassen „gute, mittlere und schlechte Ausrichtung“.

Die konkrete Wirtschaftlichkeit, hier ermittelt durch die Amortisationszeit, ergibt sich aber erst durch weitergehende Betrachtungen. Hierbei wurde bereits der Wegfall der EEG-Umlage für den eigenverbrauchten Strom berücksichtigt. Die unterschiedlichen erzielbaren Amortisationszeiten sind für die verschiedenen Gruppen in der folgenden Abbildung 52 dargestellt. Dabei dient die Markierung bei 13 Jahren wieder der Verdeutlichung, dass die horizontalen Achsen gegeneinander verschoben sind.

Auch in dieser Abbildung zeigt sich wieder ein ähnliches Bild zur Unsicherheit – je ungünstiger eine Anlage ausgerichtet ist, desto breiter ist der Streubereich. Nichtsdestotrotz zeigt die Abbildung 52, dass alle Gruppen „gute, mittlere und schlechte Ausrichtung“ sich mit **95 %** Wahrscheinlichkeit innerhalb der Lebensdauer amortisieren, wenn auch im Fall der „schlechten Ausrichtung“ nur sehr knapp.

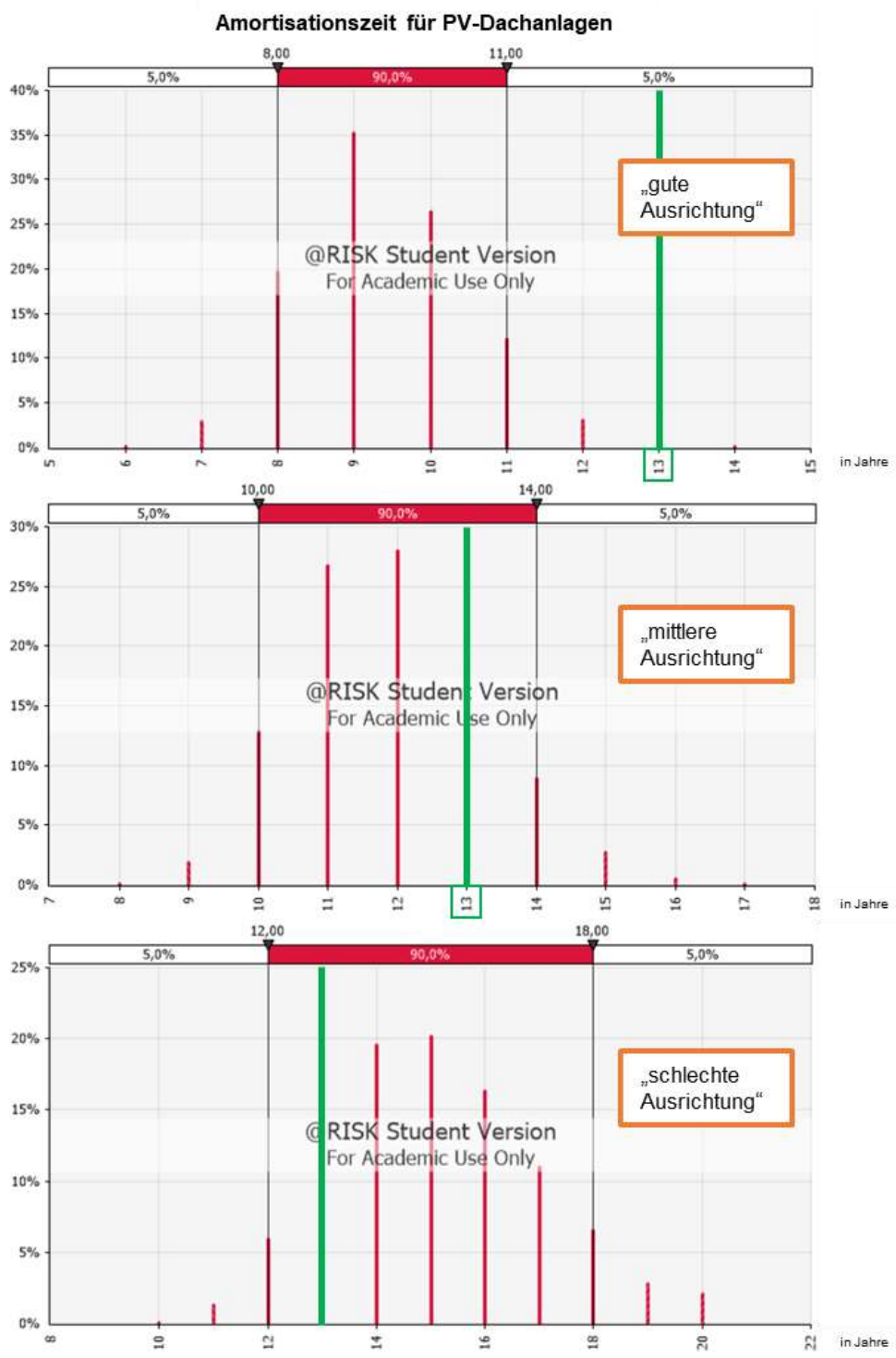

Abbildung 52: Analyse zur Amortisationszeit für PV-DFA aufgeteilt auf die verschiedenen Klassen „gute, mittlere und schlechte Ausrichtung“.

In der folgenden Analyse, werden entsprechend zu Abbildung 52, die Eingangsparameter für die Simulation und deren Auswirkungen analysiert. Dabei ergibt sich folgendes Bild, dargestellt in Abbildung 53. Bei allen drei Kategorien ist der Eingangsparameter mit der größten Auswirkung der Eigenverbrauchsanteil. Dies ist plausibel, da durch eine Steigerung des Eigenverbrauchs eine Ersparnis von wenigstens ca. 12,5 ct/kWh und bestens ca. 19 ct/kWh resultieren. Die Einspeisevergütung aber nur etwa bei 7,17 ct/kWh liegt.

Weitere wesentliche Eingangsgrößen sind, wie bei den anderen PV-Anlagen auch, die Anzahl der jährlichen Volllaststunden und die Anschaffungskosten für das System, bestehend aus PV-Anlage und Batteriespeicher.

Die Investition in PV-Dachanlagen ist vor allem für jeden Einzelnen eine Möglichkeit sein Geld sinnvoll, bei überschaubaren Risiken, anzulegen und gleichzeitig die Energiewende, wenn auch im Kleinen, voranzutreiben. Bei Dächern, welche sich in eine „gute“ bzw. „mittlere Ausrichtung“ klassifizieren lassen, müssten rein nach wirtschaftlichen Gesichtspunkten bereits alle Dächer belegt sein.

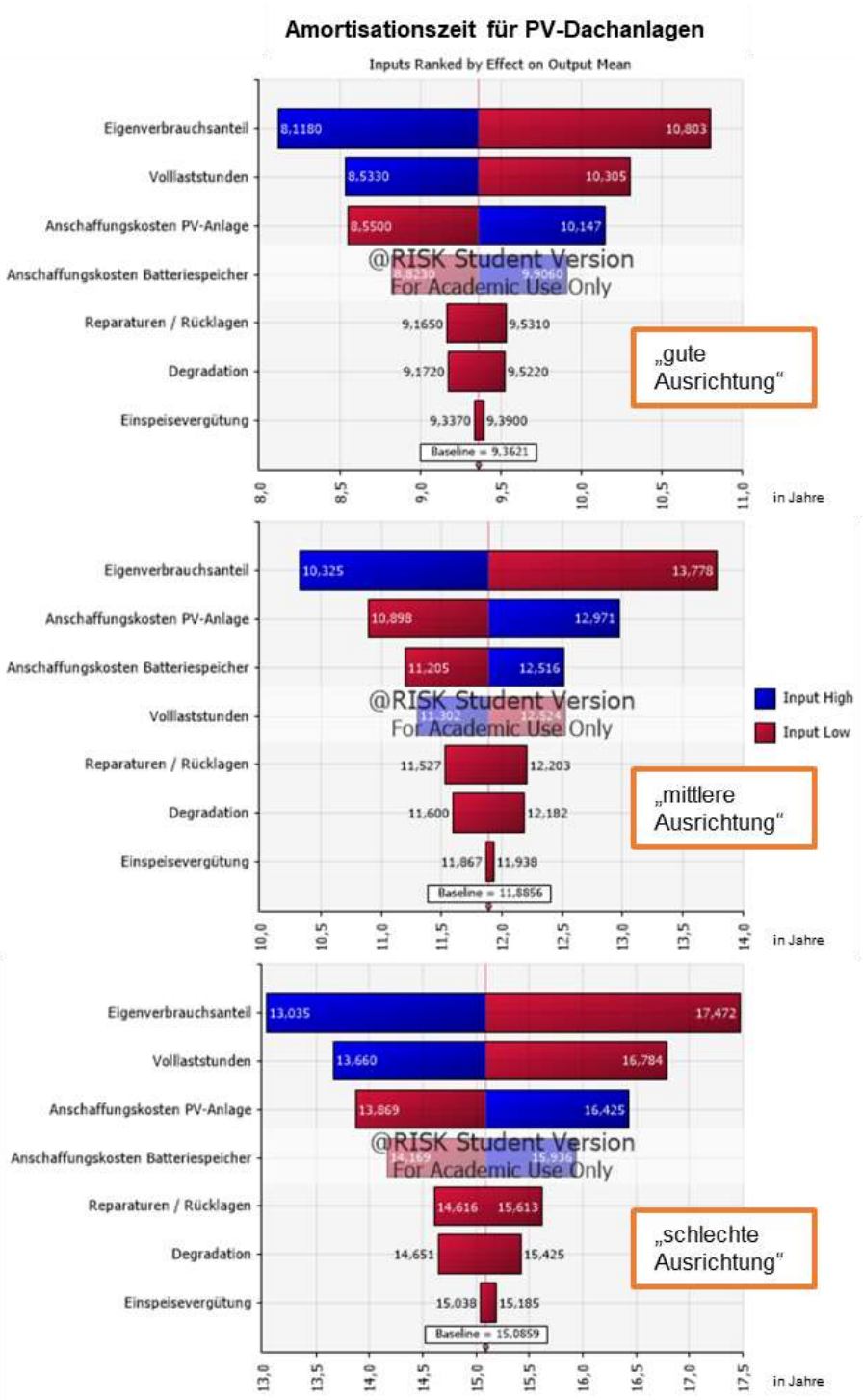

Abbildung 53: Tornado-Chart zur Amortisationszeit für PV-DFA aufgeteilt auf die verschiedenen Klassen „gute, mittlere und schlechte Ausrichtung“.

Zusammenfassung für Photovoltaik Dachanlagen

Abschließend ergeben sich für PV-Dachanlagen die in Tabelle 13 zusammengestellten Ergebnisse. Der Flächenbedarf wird in dieser Aufstellung nicht aufgeführt, da die Dachflächen bereits vorhanden sind und daher keine neuen Flächen versiegelt werden müssen. Interessant ist, dass lediglich mit den Dachflächenanlagen eine bilanzielle Autarkie von ca. **75 %** im Jahr 2018 erreicht werden könnte. Der bilanzielle CO_2 Ausstoß ließe sich insgesamt um etwa 0.9 t pro Kopf reduzieren.

Tabelle 13: Technisch-wirtschaftliche Ergebnisse für PV-Dachanlagen

Anlagentyp	**Ausbaukapazität**		**Zielindikatoren**				
	[MW]	[GWh/a]	**OA_{el}** [%]	**Δ CO2** [t/Kopf]	**CAPEX** [x10^6 €]	**LCOE** [€/MWh]	**IRR** [%]
„gute Ausrichtung“	6.012	6.35	34.7	-0.24	11.12	11.32	9.1
„mittlere Ausrichtung“	9.261	7.96	44.5	-0.30	17.13	13.92	5.7
„schlechte Ausrichtung“	1.319	0.93	5.1	-0.035	2.44	16.98	2.8

Diese Ergebnisse werden im weiteren Verlauf im Kapitel 3.5 zur Systembewertung und Optimierung genutzt – dienen aber ebenso dem Vergleich der einzelnen Technologien untereinander.

3.4.4 Windkraft

Das Teilprojekt um die Nutzung des Potenzials der Windkraft wird in einer separaten Arbeitsgemeinschaft (ARGE „Windkraft“) zusammen mit Egmating, Oberpframmern und Höhenkirchen-Siegertsbrunn betrachtet. Koordiniert wird dies durch die Gemeinde

Höhenkirchen-Siegertsbrunn. Infos dazu können unter *https://windenergie-hoehenkirchner-forst.de/* gefunden werden.

Bei der Erstellung des Energienutzungsplans wurde die Windkraft bereits berücksichtigt. Hieraus entstanden drei mögliche Standorte, bei welchen derzeit je eine Windkraftanlage mit jeweils 5.7 MW, des Typs Nordex N163/6.X geplant ist. Diese werden in etwa durch die roten Punkte in Abbildung 54 dargestellt.

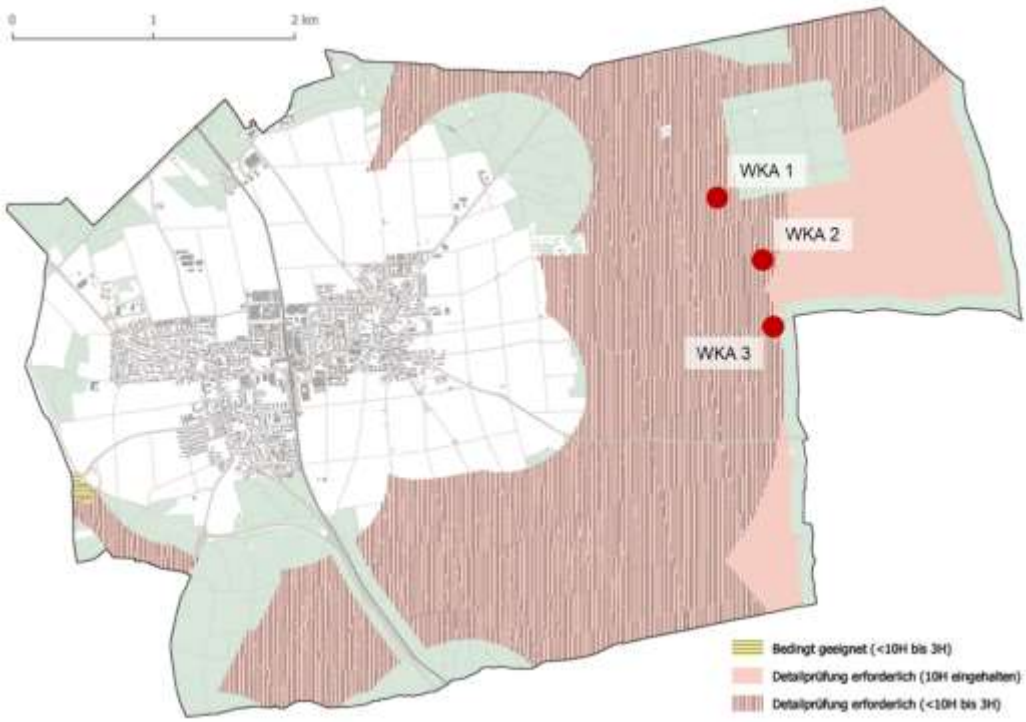

Abbildung 54: Potenzialflächen für Windenergie mit geplanten Anlagen im Gemeindebereich Höhenkirchen-Siegertsbrunn [43]

Die eingefärbten Flächen hinsichtlich der Abstandsregel der Windkraftanlage (WKA) sind auf eine Höhe von 200 Metern bezogen. Grundsätzlich ist die zu erwartende mittlere Windgeschwindigkeit und somit der resultierende Ertrag in diesem Gebiet nur bedingt geeignet und muss, wie in der Potenzialkarte ersichtlich, einer Detailprüfung unterzogen werden.

Auf Grundlage dieser Detailprüfung durch die ARGE „Windkraft“ wurden daraufhin folgende Eingangsgrößen für die Bewertung ermittelt. Diese sind in Tabelle 14 dargestellt.

Tabelle 14: Annahmen zur Monte-Carlo-Simulation für WKA

Kategorie	**Parameter**	**Mittelwert**	**Variation**
Allgemein	Nennleistung	5.7 MW	
	Volllaststunden	1,590 h	- 240 h / + 260 h
	Nutzungsdauer	20 a	
CAPEX	Anschaffungskosten	7,780,000 €	± 15 %
OPEX	Reparaturen / Rücklagen	155,000 €	± 5,000 €
	Kostensteigerung (jährlich)	2 %	
Vermarktung	Einspeisevergütung nach EEG	79.40 €/MWh	- 15 % / + 0 %

Interessant ist die Vermarktung der Energie. Wird eine Windenergieanlage in Form von einer Bürgerenergiegesellschaft betrieben, so bestimmt sich die Zuschlagshöhe nach dem Einheitspreisverfahren. Dabei ist die Zuschlagshöhe der höchste bezuschlagte Gebotswert einer jeden Runde (vgl. [44] und [37, S. 45]). Zudem wird durch den niedrigen Gütefaktor, laut Detailplanung ARGE „Windkraft“ < **60%,** ein Korrekturfaktor von 1.35 auf das maximale bezuschlagte Gebot multipliziert (vgl. [37, S. 46]).

Bei der Analyse der Stromgestehungskosten, siehe Abbildung 55, ergibt sich mit **90 %** Wahrscheinlichkeit eine Spanne zwischen 62.3 und 78.8 €/MWh. Dabei mit **95 %** Wahrscheinlichkeit unterhalb des oberen Wertes.

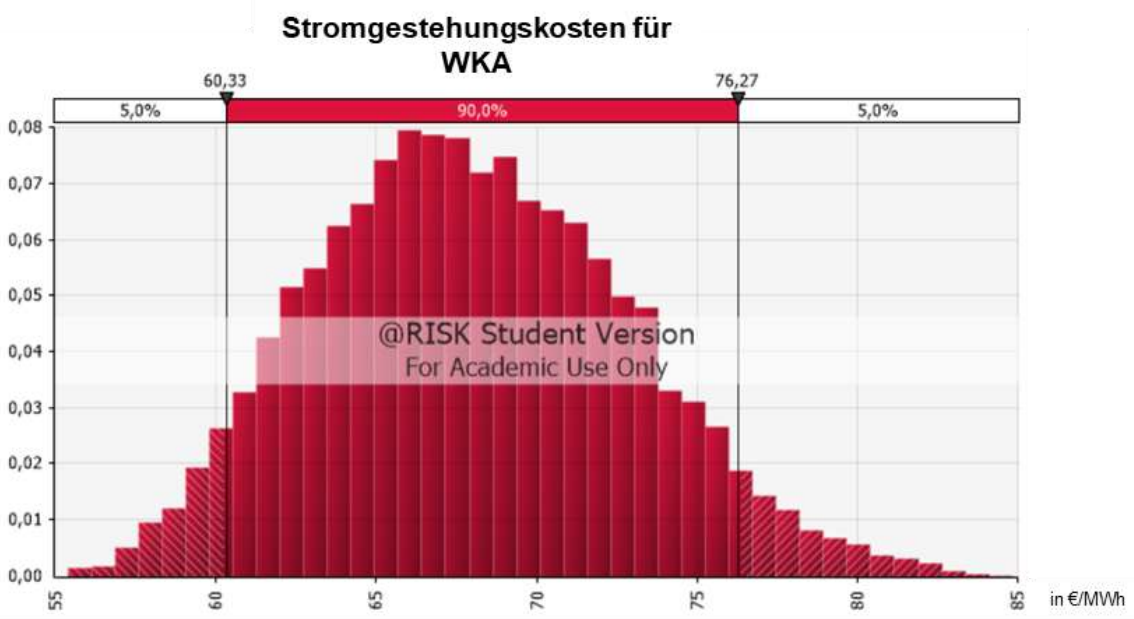

Abbildung 55: Analyse zu Stromgestehungskosten für WKA

Im Vergleich zu PV-Anlagen sind die LCOE deutlich höher. Notwendig sind aber voraussichtlich beide Technologien. Zudem geben die LCOE allein keine Aussage über die Wirtschaftlichkeit und somit der Umsetzungsempfehlung für eine Investition.

Betrachtet man wiederum die Amortisationszeit der Investition in eine Windkraftanlage, so ergibt sich eine mittlere Amortisationszeit von 15,3 Jahre bei einer **95 %** Wahrscheinlichkeit, dass die sich die Anlage innerhalb von 18 Jahren abbezahlt. Dies wird in der Abbildung 56 deutlich.

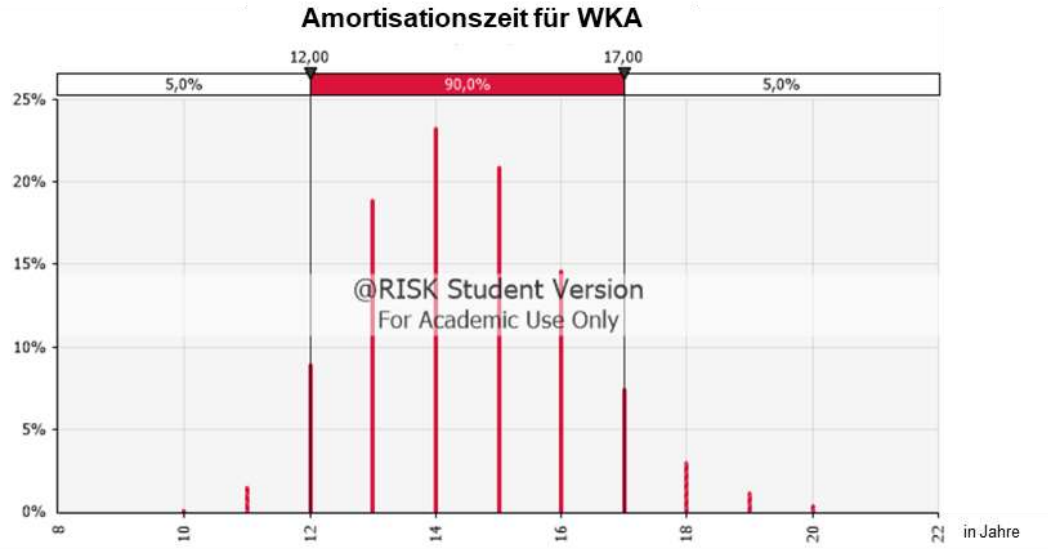

Abbildung 56: Analyse zur Amortisationszeit für WKA

In der Abbildung 57 zeigt sich auch wie bei PV-Anlagen, dass sowohl die Anzahl der Volllaststunden und somit die Umwelteinflüsse als auch die Qualität der Annahmen und der Anlage eine wesentliche Rolle bei der Amortisation dieser haben.

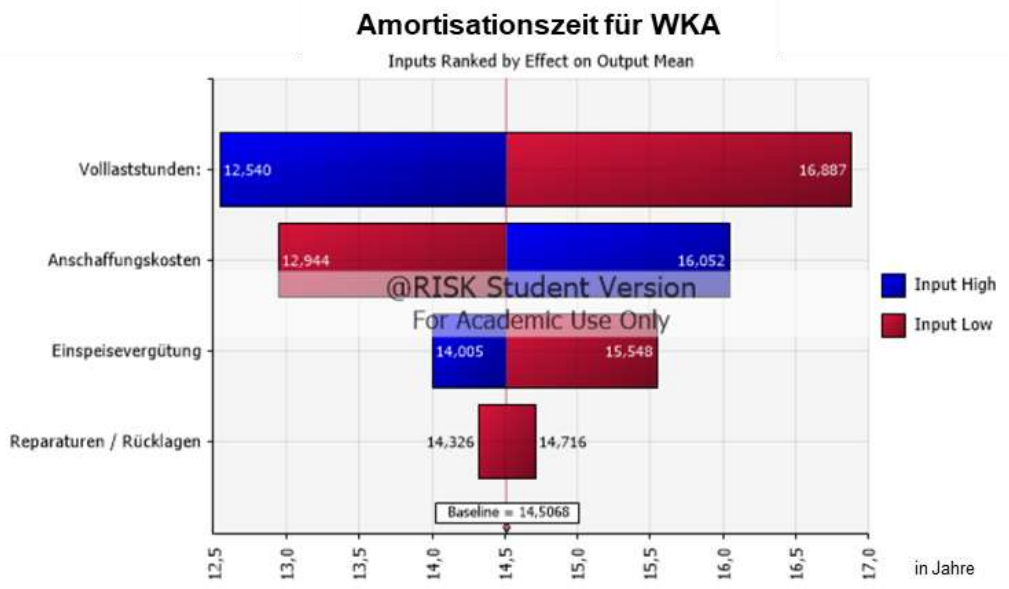

Abbildung 57: Tornadochart zur Amortisationszeit für WKA

Die erreichte Anzahl der Volllaststunden hat unter den getroffenen Annahmen und deren Spanne eine Variation von ± 2 Jahren zu Folge. Nichtsdestotrotz ist die Amortisationszeit, wenn auch bei höheren Stromgestehungskosten, vergleichbar mit der Amortisationszeit von PV-Anlagen, wodurch die Investition in diese Technologie durchaus interessant ist. Dies spiegelt sich auch in der abschließenden Übersicht zu Windkraftanlagen wider.

Zusammenfassung für Windkraftanlagen

Bei dem maximalen Ausbau mit drei Windkraftanlagen könnte bei den Windgegebenheiten in Höhenkirchen-Siegertsbrunn eine elektrische Energiemenge von etwa 27,2 GWh erzeugt werden. Dies entspricht einer Deckung von über **149 %** im Jahr 2018 und es wird dadurch bilanziell eine CO_2-Äquivalente Emission pro Kopf von etwa einer Tonne vermieden, wie der Tabelle 15 zu entnehmen ist.

Tabelle 15: Technisch-wirtschaftliche Ergebnisse für Windkraftanlagen

Anlagentyp	**Ausbaukapazität**		**Zielindikatoren**				
	[MW]	[GWh/a]	**OA** [%]	**Δ CO2** [t/Kopf]	**CAPEX** [x10^6 €]	**LCOE** [€/MWh]	**IRR** [%]
WKA mit $P_{el} =$ 5.7 MWp	17.1	27.2	149	-1.0	23.34	67.74	3.2

Eine Gesamtinvestition von 23,34 Mio. € wird sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen mit **3,2 %** verzinsen.

Diese Ergebnisse werden im Kapitel 3.5 zur Systembewertung und Optimierung verwendet.

3.4.5 Dezentrale Wärmepumpen

Als letzte detaillierte Potenzial- und Wirtschaftlichkeitsanalyse wird in dieser Arbeit die Nutzung von Umgebungswärme durch dezentrale Wärmepumpen betrachtet.

Dabei gibt es verschiedenste Bauweisen der Wärmepumpen, wobei das Grundprinzip immer identisch bleibt: mithilfe elektrischer Antriebsenergie wird Umweltenergie auf einem höherem Temperaturniveau als Wärmeenergie nutzbar gemacht. Die Wärmepumpen werden meist anhand der genutzten Umweltenergie und somit der konkreten Technik unterschieden. Dies wird auch im Folgenden so beibehalten. Ein üblicher Wert zur Bewertung der Wärmepumpen ist dabei die Jahresarbeitszahl (kurz JAZ). Diese gibt das Verhältnis von genutzter Wärmeenergie zu benötigter elektrischer Antriebsenergie wieder und ist umso günstiger, je größer der Wert ist.

$$JAZ = \frac{\int_{t=0}^{1\,Jahr} \dot{Q}_{Nutz}(t) \cdot dt}{\int_{t=0}^{1\,Jahr} P_{Antrieb}(t) \cdot dt} \qquad [11]$$

Wärmestrom aus Wärmepumpe	$\dot{Q}_{nutz}$
Leistungsaufnahme Wärmepumpe	$P_{Antrieb}$
Jahresarbeitszahl	JAZ

Je nach konkreter Auslegung sind dabei Werte von 2.5 bis 5 zu erreichen. Eine wesentliche Abhängigkeit besteht zwischen der JAZ und der benötigten Vorlauftemperatur (vgl. [45, S. 9]). Es ist daher erstrebenswert, die Vorlauftemperatur so weit wie möglich zu reduzieren. Nachfolgend werden die einzelnen Varianten für Wärmepumpen kurz betrachtet.

Luft/Wasser Wärmepumpe

Die einfachste und somit auch im ersten Schritt günstigste Variante, stellt die Luft/Wasser-Wärmepumpe da. Sie entzieht der Umwelt in Form der Umgebungsluft Energie. Dabei erfolgt

die Installation ohne größere Grab- bzw. Bohrarbeiten. Wie in der Abbildung 58 dargestellt, wird diese meist zweigeteilt (gesplittet) aufgestellt. Die Außeneinheit stellt dabei im Vergleich zur Umgebungsluft eine Wärmesenke da, wodurch der Umgebung Energie entzogen wird. Wichtig bei der Aufstellung, vor allem in Wohngebieten, in denen schon zahlreiche dieser Anlagen verbaut sind, ist die Beachtung der „Technische Anleitung zum Schutz gegen Lärm“ (kurz: TA Lärm). Diese gibt die Grenzwerte für Wohngebiete (Tag 50 dB, Nacht 35 dB) vor, welche durch den Zubau von Wärmepumpen nicht überschritten werden dürfen. Die Schall-Emissionen sind vorrangig bei der Luft/Wasser-Wärmepumpen durch die Außeneinheit und den darin verbauten Ventilator kritisch.

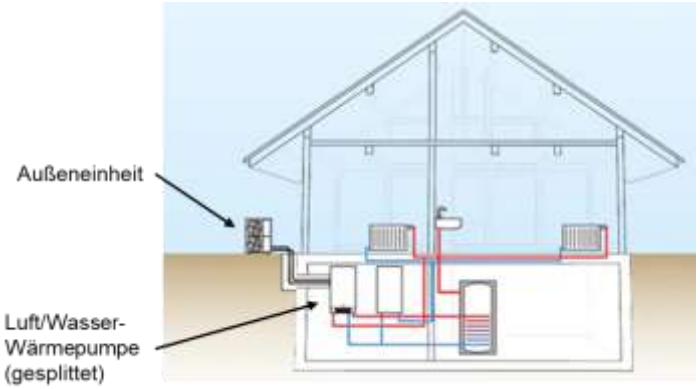

Abbildung 58: Schematische System-Darstellung der Luft/Wasser-Wärmepumpe [46]

Generell ist bei der Entscheidung für eine Luft/Wasser-Wärmepumpe immer hinsichtlich den Schall-Emissionen eine Einzelfalluntersuchung durchzuführen, ob noch zusätzliche Lärmschutzmaßnahmen erforderlich sind. Somit ist diese Technologie grundsätzlich überall im Gemeindegebiet geeignet.

Da dieser Anlagentyp, wie bereits beschrieben, die Umweltenergie aus der Umgebungsluft bezieht, ist diese Anlage ganz besonders von den Umgebungstemperaturen abhängig. Zudem ist im Zeitraum mit der höchsten benötigten Heizleistung auch die niedrigste Temperatur zu erwarten. Dies spiegelt sich schlussendlich in der Jahresarbeitszahl wider, was in den jeweiligen Spezifikationen ersichtlich ist.

Sole-Wasser Wärmepumpe

Die zweite Möglichkeit ist die Nutzung der oberflächennahen Erdwärme. Dabei gibt es sowohl die Variante von sogenannten Erdwärmesonden, welche punktuell in die Tiefe gebohrt werden, als auch das flächige Auslegen von Erdwärmekollektoren. Die Varianten sind in Abbildung 59 visualisiert. Bei beiden Varianten sind die Sonden bzw. Kollektoren mit einer Sole gefüllt, welche dem Erdreich die Wärme entzieht. Die Umgebungstemperatur ist in diesen Schichten nahezu gleichbleibend. Somit können Sole-Wasser-Wärmepumpen im Jahresmittel grundsätzlich deutlich effizienter als Luft/Wasser-Wärmepumpen betrieben werden.

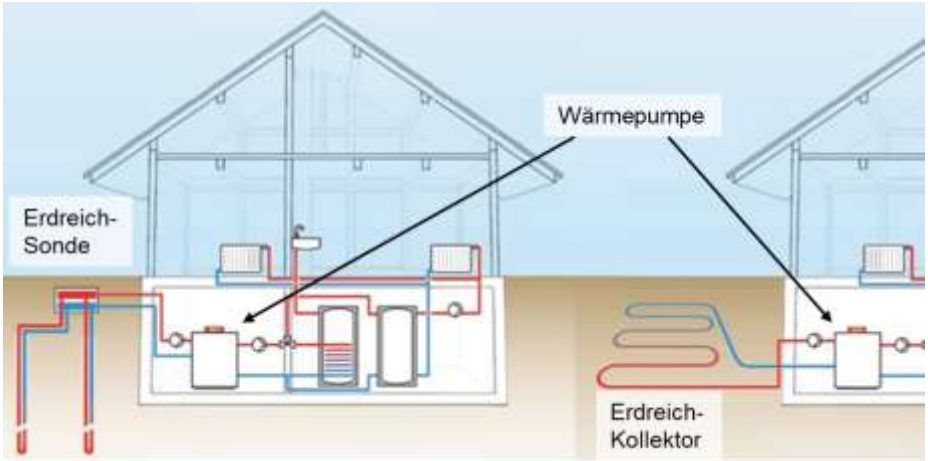

Abbildung 59: Schematische System-Darstellung der Sole/Wasser-Wärmepumpe [46]

Bei der Systemvariante mit Erdwärmesonden muss beachtet werden, dass die Bohrung von Erdwärmesonden genehmigungspflichtig ist. Typische Bohrtiefen bei Einfamilienhäusern entsprechen ca. 100 Metern. In Höhenkirchen-Siegertsbrunn liegt jedoch eine Bohrtiefenbegrenzung von 30-40 Metern bzw. 40-50 Metern je nach konkretem Ort vor. Dies wird aus der Karte, Abbildung 60, ersichtlich und erschwert den Einsatz von Erdwärmesonden deutlich.

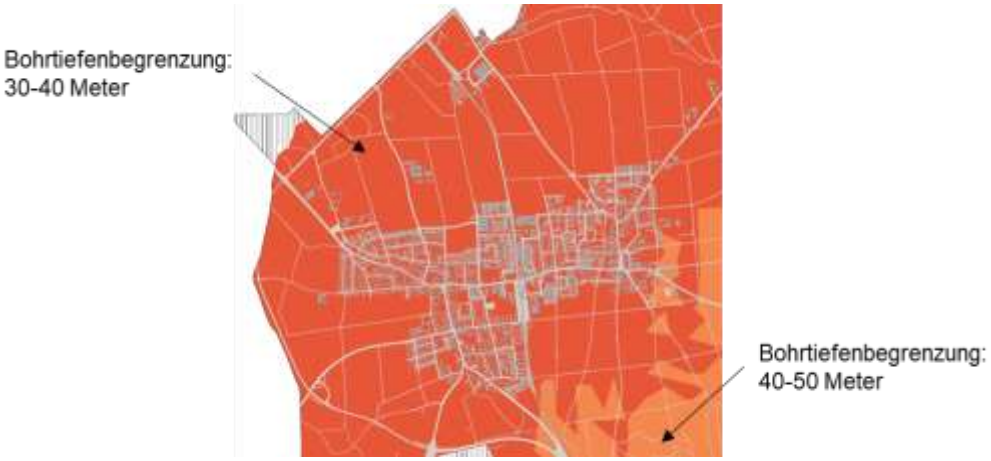

Abbildung 60: Kartenausschnitt der Bohrtiefenbegrenzung bei Erdwärmesonden für Gemeindegebiet von Höhenkirchen-Siegertsbrunn [47]

Zudem muss die spezifische Wärmeentzugsleistung in einer Bohrung betrachtet werden. Diese liegt im Gemeindegebiet zwischen 30-40 W/m (siehe Abbildung 61). Bezogen wurde die flurstückweise Berechnung der spezifischen Entzugsleistung auf 2,400 Jahresvolllaststunden (vgl. [48]).

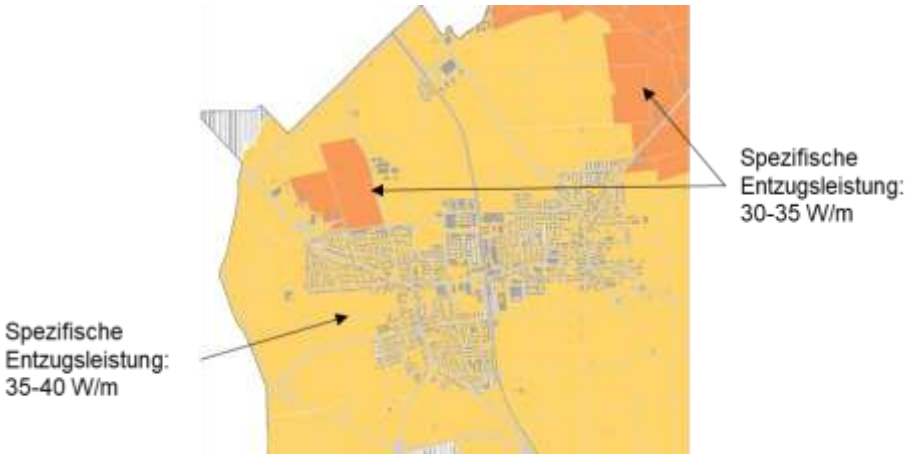

Abbildung 61: Kartenausschnitt der spezifischen Entzugsleistung bei Erdwärmesonden für Gemeindegebiet von Höhenkirchen-Siegertsbrunn [48]

Je Bohrung kann somit maximal

$$\dot{Q}_{Entzugsleistung,max} = 40m \cdot 40\frac{W}{m} = 1.6\ kW \qquad [12]$$

entnommen werden. Für ein Einfamilienhaus mit einer Maximalleistung von 8 kW müssten daher 5 Bohrungen vollzogen werden. Nach [47] kann grundsätzlich von einer Eignung der Technologie ab 40 Metern Bohrtiefe ausgegangen werden. Dies ist fast im kompletten Gemeindegebiet nicht der Fall. Diese Variante wird daher als ungeeignet angesehen.

Als zweite Option wird die Entnahme der Energie über Flächenkollektoren betrachtet. Wie in Abbildung 59 dargestellt werden diese flächig am Grundstück in einer Tiefe von etwa 1.5 Metern verlegt. Wichtig ist, dass diese Fläche nicht versiegelt oder bebaut werden darf. Zudem können tiefwurzelnde Pflanzen wie z.B. Bäume die Leitungen beschädigen und dürfen daher ebenfalls nicht über Flächenkollektoren gepflanzt werden. Nach der Kartierung von ENIANO, siehe Abbildung 62, ist im gesamten Gemeindegebiet eine Entzugsleistung von 25 W/m möglich. Dies wird nach [49] als „gut geeignet“ klassifiziert.

Abbildung 62: Kartenausschnitt der spezifischen Entzugsleistung bei Flächenkollektoren für Gemeindegebiet von Höhenkirchen-Siegertsbrunn [49]

Führt man dieselbe Beispielrechnung wie bei den Erdwärmesonden durch, so kommt man auf einen Flächenbedarf A von

$$A = \frac{8\,kW}{25\,\frac{W}{m^2}} = 320\,m^2 \qquad [13]$$

Dies ist im Anbetracht der enorm steigenden Grundstückspreise und des zunehmenden Flächenbedarfs als kritisch zu sehen. Dennoch wird die Technologie entsprechend der Klassifizierung durch ENIANO als gut geeignet gesehen.

Wasser-Wasser Wärmepumpe

Eine weitere Möglichkeit der thermischen Nutzung des Erdreichs ist Entnahme von Energie aus dem Grundwasser. Diese Grundwassernutzung ist, ebenso wie Tiefenbohrungen, genehmigungspflichtig und muss bei der zuständigen unteren Wasserbehörde beantragt werden. Zur thermischen Nutzung wird das Grundwasser aus den grundwasserführenden Schichten befördert und über einen Wärmetauscher wieder zurück ins Erdreich geführt. Hierzu wird mindestens ein Förder- und ein Schluckbrunnen benötigt. Diese müssen in Fließrichtung angeordnet werden, sodass kein „thermischer Kurzschluss“ entsteht. Der grundlegende Aufbau ist in Abbildung 63 dargestellt.

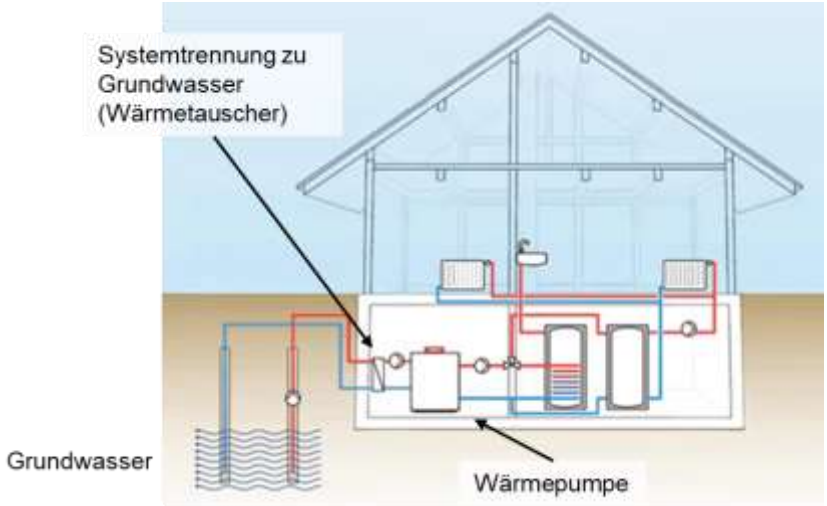

Abbildung 63: Schematische System-Darstellung für Wasser/Wasser-Wärmepumpe [46]

Im Gemeindegebiet von Höhenkirchen-Siegertsbrunn ist der Flurabstand zum Grundwasser relativ hoch (siehe Abbildung 64) – kann jedoch noch genutzt werden. Zur Einordnung: ein Flurabstand von < 15 Metern wird als gut beurteilt (vgl. [50]).

Abbildung 64: Kartenausschnitt zum Flurabstand Grundwasser für Gemeindegebiet von Höhenkirchen-Siegertsbrunn [50]

Ein zweiter wesentlicher Einflussfaktor auf die Wirtschaftlichkeit und Sinnhaftigkeit von Grundwasser/Wasser-Wärmepumpen ist die zu erwartende mittlere Grundwassertemperatur. Diese liegt in Höhenkirchen-Siegertsbrunn durchschnittlich bei 9-10 °C. Bei diesem Temperaturniveau existiert eine grundsätzliche Eignung für Wärmepumpen. Dies ist in Abbildung 65 ersichtlich.

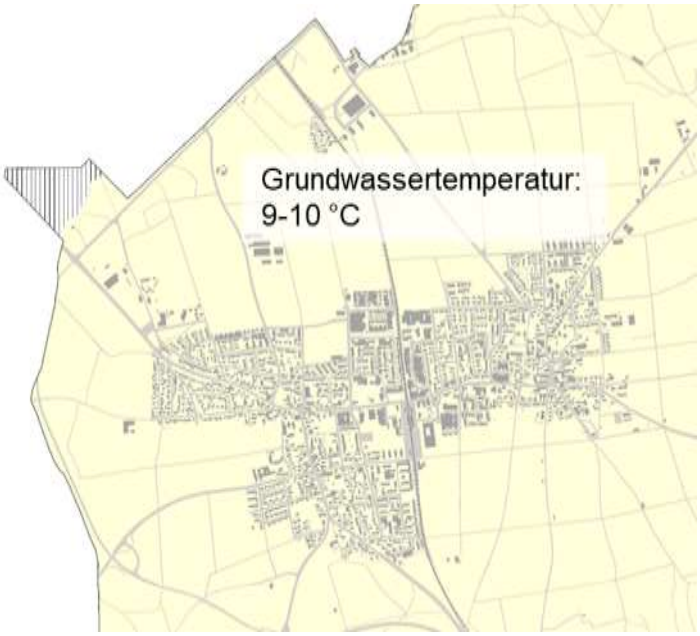

Abbildung 65: Kartenausschnitt zur typischen Grundwassertemperatur für Gemeindegebiet von Höhenkirchen-Siegertsbrunn [51]

Der letzte entscheidende Parameter ist das maximal zulässige Fördervolumen, visualisiert in Abbildung 66. Die roten Flächen sind dabei Flächen mit einem maximalen Fördervolumen von < 0.5 m³/h und somit für eine Grundwassernutzung ungeeignet. Der Großteil des Gemeindegebiets weist jedoch eine Nutzung von >4.5 m³/h auf, was einer sehr guten Eignung entspricht.

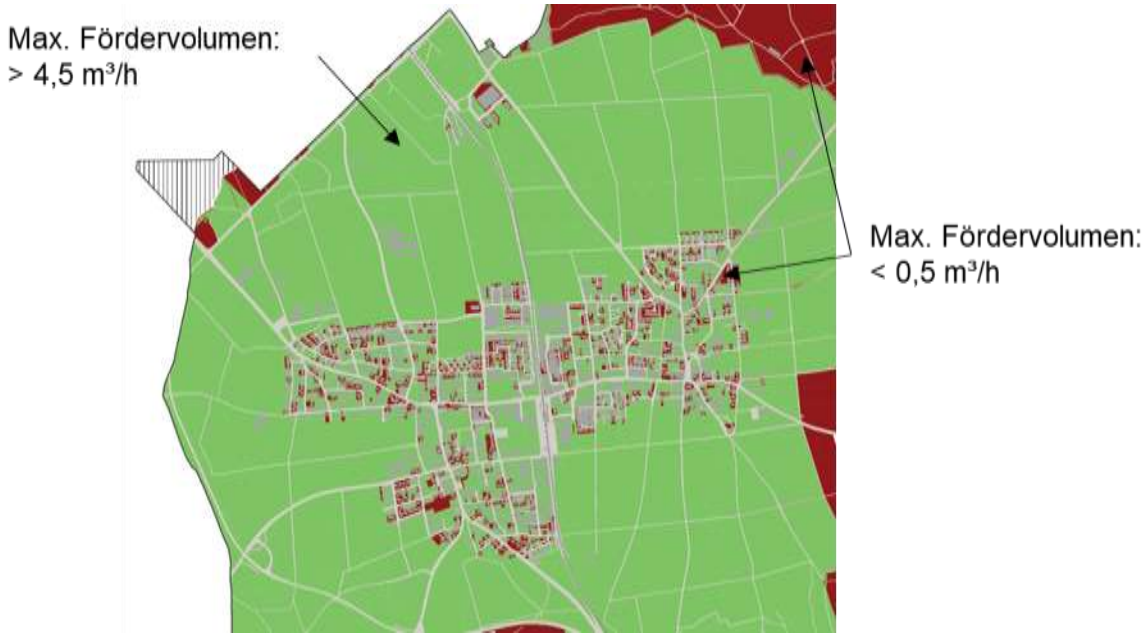

Abbildung 66: Kartenausschnitt zum maximalen Fördervolumen bei Grundwassernutzung für Gemeindegebiet von Höhenkirchen-Siegertsbrunn [52]

Grundwasserwärmepumpen sind sehr effizient, jedoch im Allgemeinen auf Grund des hohen Planungs- und Erkundungsaufwandes sowie des relativ großen Anteils von Hilfsenergie für Wasserpumpen hauptsächlich für Liegenschaften mit hohen Heizbedarf geeignet. Jedoch gibt das Kartenmaterial, erstellt von ENIANO, bereits einen sehr guten Einblick in die lokalen Gegebenheiten.

Potenzialanalyse

Neben den äußeren Gegebenheiten, welche bereits hinreichend genannt wurden, sind die Bedingungen im Gebäude ebenfalls von besonderer Bedeutung. Eine Wärmepumpe kann nicht beliebig hohe Vorlauftemperaturen erzeugen und ist daher nur für Gebäude mit einer ausreichend niedrigen Vorlauftemperatur geeignet. Aktuelle Standard-Wärmepumpen, unabhängig von der Variante, können eine maximale Temperatur von 60 °C zur Verfügung stellen. Es gibt bereits erste Entwicklungen für höhere Temperaturen, aktuell ist das aber noch nicht der Standard. Vielmehr läuft eine Wärmepumpe umso effizienter, je niedriger die

notwendige Vorlauftemperatur ist (vgl. [53, S. 86] und [53, S. 86]). Speziell ältere Gebäude nutzen als Wärmeübertrager in den Gebäuden keine großflächigen Heizungen mit niedrigen Vorlauftemperaturen, wie Fußbodenheizungen, sondern hauptsächlich Heizkörper. Dies schlägt sich negativ auf die Effizienz der Wärmepumpe nieder (vgl. [53, S. 89]). Soll daher ein älteres Gebäude auf Wärmepumpen umgerüstet werden, muss das System so angepasst werden, dass die nötige Vorlauftemperatur im Bereich des für die Wärmepumpe möglichen liegt. Zur Reduzierung dieser gibt es mehrere grundsätzliche Möglichkeiten (vgl. [45, S. 10]), wobei eine Kombination aus allen meist die energetisch sinnvollste ist. Zu den Möglichkeiten zählen z.B. die Dämmung der Außenwand und des Dachs, die Erneuerung der Fenster sowie den Austausch der ungünstigsten Heizkörper. Auch hier sollte man nach dem Leitbild des Energienutzungsplans „Einsparung vor Effizienzsteigerung vor Zubau erneuerbarer Energien“ handeln. Dies ist auch nach Abbildung 67 der sinnvollste Weg.

Abbildung 67: Beispielhafte Abbildung einer energetischen Gebäudesanierung ([45, S. 11])

Da eine umfangreiche Sanierung eines Gebäudes hinsichtlich der Kosten nur schwer pauschal abgeschätzt werden kann, wurde hier lediglich der Austausch der fünf ungünstigsten Heizkörper betrachtet.

Zur Ermittlung des Potenzials im Ist-Zustand mussten die bestehenden Gebäude in der Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn in verschiedene Eignungsklassen eingeteilt werden. Da aus den Wärmebedarfskarten des Projekts *Digitale Energienutzungsplaunung* diese Information nicht hervor geht, musste sich einer Annäherung beholfen werden. Aus den Wärmebedarfskarten konnte der spezifische Wärmebedarf für alle Gebäude entnommen werden. Mit dieser Information und den Annahmen zum spezifischen Wärmebedarf in Bezug auf das Baujahr nach [54, S. 20] konnte auf den Zeitraum der Errichtung dieser Gebäude geschlossen werden. Anschließend wurde die Annahme getroffen, dass sich Gebäude ab dem Baujahr 2005 (spezifischer jährlicher Wärmebedarf <120 kWh/m²) gut für die Umrüstung auf eine Wärmepumpe eignen. Gebäude bis zum Baujahr 1980 (spezifischer jährlicher Wärmebedarf <175 kWh/m² und >120 kWh/m²) wurden dann als grundsätzlich geeignet klassifiziert. Alle älteren Bauwerke (spezifischer jährlicher Wärmebedarf >175 kWh/m²) wurden als ungeeignet betrachtet. Somit ergab sich im Ist-Zustand folgendes Potenzial:

- „gut geeignet“ ca. 27.5 GWh bei 869 Gebäuden
- „geeignet“ ca. 33.6 GWh bei 1053 Gebäuden
- „ungeeignet“ ca. 29.2 GWh bei 840 Gebäuden

Die ungeeigneten Gebäude werden nicht weiter betrachtet. Für die Gebäude mit guter Eignung wurde eine Vorlauftemperatur von 40 °C (Niedertemperatur – NT) angenommen, für die andere Gebäude eine Vorlauftemperatur von 55 °C (Hochtemperatur – HT). Mithilfe des Jahresarbeitszahl (JAZ)-Rechners des Bundesverband Wärmepumpe e.V. wurden anschließend die beiden unterschiedlichen JAZ für die beiden Gebäudekategorien berechnet.

Die Wirtschaftlichkeitsberechnung wurde anhand eines Standardhauses (140 m² und 60 kWh/m²) durchgerechnet. Für die Wärmepumpe wurde eine Lebensdauer von 20 Jahren

angenommen. Die Anschaffungskosten wurden anhand der aktuell üblichen Preise abgeschätzt und zusätzlich eine relativ große Spanne zur Abdeckung der technologiespezifischen Varianten der Wärmepumpe angenommen.

Tabelle 16: Annahmen zur Monte-Carlo-Simulation für dezentrale Wärmepumpen mit der farblichen Kennzeichnung für „gut geeignet“ (blau) und „geeignet“ (orange)

Kategorie	Parameter	Mittelwert	Variation
Allgemein	Fläche Wohnhaus	140 m²	
	Spez. Energieverbrauch	60 kWh/m²	
	Nutzungsdauer	20 a	
	Jahresarbeitszahl	4.4	± 0.7
		3.8	± 0.5
CAPEX	Anschaffungskosten	21,000 €	- 6,000 € / + 7,000 €
	Kosten Sanierungsmaßnahme	5,000 €	- 1,000 € / + 2,000 €
	Förderung	35 %	
	Förderung Sanierungsmaßnahme	20 %	
OPEX	Strompreis für Bezug	240.0 €/MWh	- 10 €/MWh / + 20 €/MWh
	Kostensteigerung (jährlich)	1.5 %	± 0.5 %
	PV-Dachanlage: Anteil Eigenverbrauch	25 %	± 25 %
	PV-Dachanlage: LCOE	119.0 €/MWh	- 5.8 €/MWh / + 50.8 €/MWh

Außerdem wurde der Austausch einer Gastherme angenommen. Hierbei ergibt sich eine Förderung der Kosten einer Wärmepumpe in Höhe von **35 %**. Würde man eine Ölheizung austauschen, kann man eine Bezuschussung von **45 %** erreichen. Da bei den Gebäuden mit Baujahr älter als 2005 zusätzlich eine Sanierungsmaßnahme – Austausch der fünf ungünstigsten Heizkörper – erforderlich ist, wurden hierfür pauschal 5.000 € angenommen. Diese Sanierungsmaßnahme wird mit **20 %** gefördert.

Für Wärmepumpen gibt es spezielle Stromtarife, da diese durch den Netzbetreiber gesperrt werden können und daher ein zum Teil netzdienliches Verhalten haben. Hierfür wurden 24 ct/kWh angenommen.

Um ein Best- und Worst-Case-Szenario zu erhalten, wurde für ein „gut geeignetes“ Gebäude zusätzlich eine Photovoltaikanlage mit Eigenverbrauch angenommen. Der Anteil des Eigenverbrauchs variiert je nach Steuerung und Größe der Wärmepumpe und Größe der Photovoltaikanlage. Dieser Prozentsatz bezieht sich auf den Strom, welcher von der Wärmepumpe genutzt wird. Hierfür wurden **25 %** angenommen, was sich im Wesentlichen mit den Ergebnissen aus [55, S. 14] und [55, S. 15] deckt. Als Variation zu den LCOE bei der PV-Anlage wurden die Ergebnisse zu den PV-Dachanlagen aus Kapitel 3.4.3 verwendet.

Aus den Annahmen und Rahmenbedingungen (siehe Tabelle 16) resultieren die folgenden Auswertungen zu den Energiegestehungskosten. Für die Gruppe der „gut geeigneten“ Optionen ergeben sich Energiegestehungskosten von im Mittel 136 €/MWh (siehe Abbildung 68). Dabei sind die Anschaffungskosten sowie der Anteil des Eigenverbrauchs aus der PV-Dachanlage die zwei wesentlichen Einflussfaktoren. Dies folgt, bei den Anschaffungskosten, durch die Abdeckung aller verschiedenen Technologien und dadurch der breiten Variation der Kosten für die Monte Carlo Simulation. Wie erwartet ist der Eigenverbrauch aufgrund der großen Differenz zu den Stromkosten aus dem öffentlichen Netz ausschlaggebend für die zu erzielenden Energiegestehungskosten.

Eine weitere Erkenntnis ist der geringe Einfluss durch die Stromgestehungskosten aus der PV-Anlage. Dies bedeutet, dass die Eignung der Dachfläche für eine PV-Anlage wenig von Bedeutung ist und sich somit auch der Zubau von Dächern mit „schlechter Ausrichtung“ bei der kombinierten Nutzung mit Wärmepumpen als sinnvoll erweist.

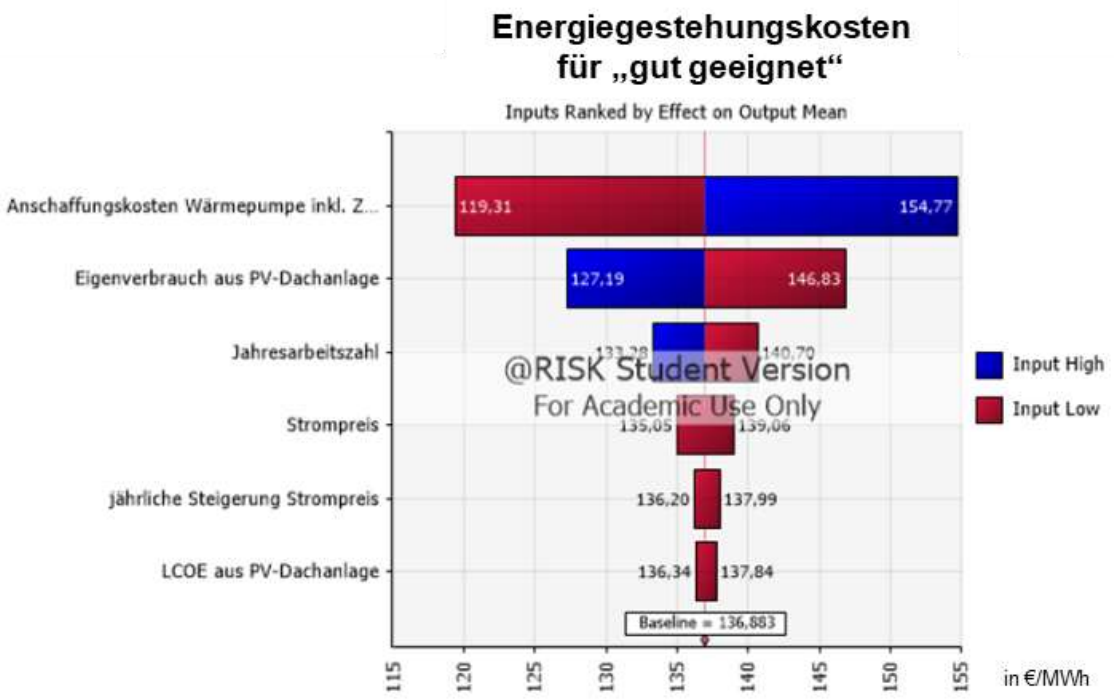

Abbildung 68: Tornado-Chart zu Energiegestehungskosten bei Wärmepumpen (NT) in Kombination mit PV-Anlage

In der Abbildung 69 sind die Energiegestehungskosten für die Altersklasse der Gebäude von 1980 bis 2005 dargestellt. Dies dient als „Worst-Case-Szenario“. Aus diesem Grund wurde auch keine Kombination mit einer PV-Anlage angenommen.

In diesem Szenario lassen sich mittlere Energiegestehungskosten von 187.9 €/MWh erzielen. Dabei sind wieder die Anschaffungskosten ein wesentlicher Einflussfaktor.

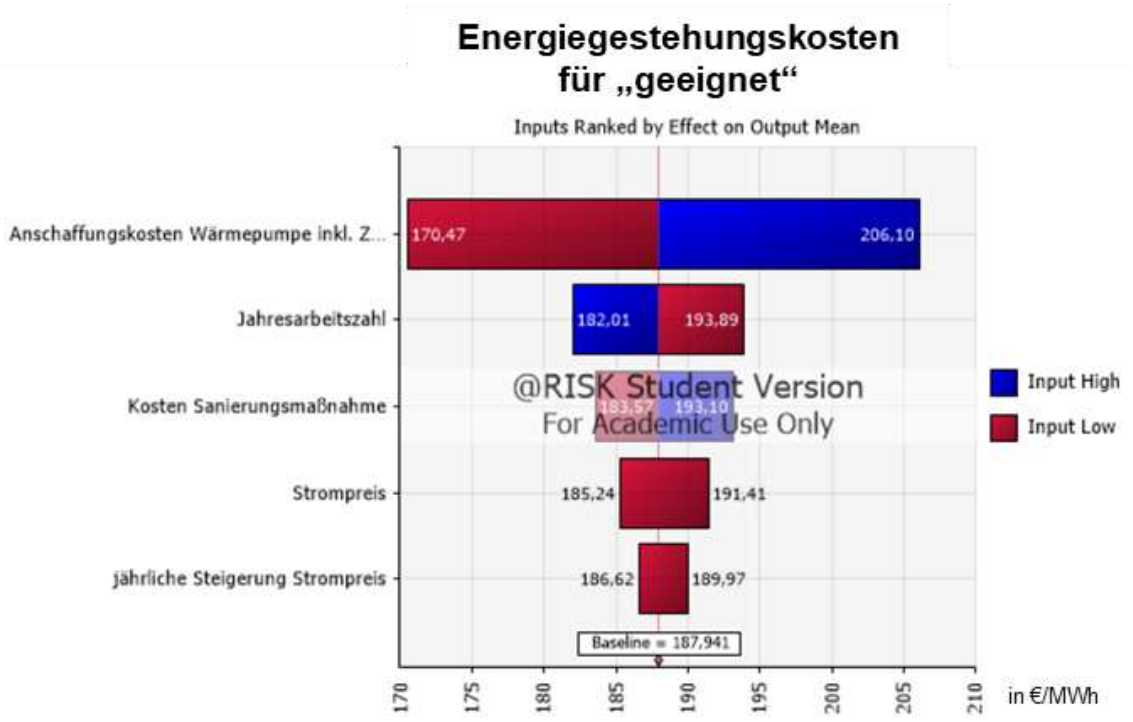

Abbildung 69: Tornado-Chart zu Energiegestehungskosten bei Wärmepumpen (HT) mit zusätzlichen Sanierungskosten im Gebäude

Aufgrund der Vielzahl von verschiedenen Lösungen zur alternativen Wärmeerzeugung und mit den damit verbundenen Wirkungsgraden je System wurde im ersten Schritt auf eine Darstellung der Wirtschaftlichkeit verzichtet. Der Vergleich zwischen den jeweiligen Alternativen erfolgt anhand der Energiegestehungskosten.

Zusammenfassung für dezentrale Wärmepumpen

Als Resultat der vorhergegangenen Bewertung ergibt sich die folgende Tabelle 17. Hierbei sind auch die Ergebnisse für die kombinierte Nutzung von PV-Dachanlagen mit dezentralen Wärmepumpen für beide Varianten aufgeführt. Die CO_2-Äquivalente Einsparung ist bilanziell zu sehen.

Verwendet werden im weiteren Verlauf dieser Arbeit nur die Varianten mit **25%** PV-Eigenverbrauch, da für 2045 von einer signifikanten Anzahl an PV-Dachanlagen ausgegangen wird.

Tabelle 17: Technisch-wirtschaftliche Ergebnisse für dezentrale Wärmepumpen

Anlagentyp	**Ausbau-kapazität** [GWh/a]	**JAZ** (Jahresarbeits-zahl WP)	**Zielindikatoren**			
			RS [%]	**Δ CO2** [t/Kopf]	**CAPEX** [x10^6 €]	**LCOH** [ct/kWh]
WP-NT mit VL=40°C	27.46	4.4	17.8	-0.30	11.96	15.14
				-0.34		13.68 Mit PV (25% EV)
WP HT mit VL=55°C	33.55	3.8	21.8 %	-0.33	18.84	18.78
				-0.42		17.09 Mit PV (25% EV)

3.4.6 Wirtschaftlichkeitsanalyse Wärmetechnologien

Die bisher in diesem Kapitel vorgestellten Technologien erfordern alle eine ausführliche Analyse der verbundenen lokalen Energiepotentiale und nahmen deshalb im Rahmen des Projekts eigene Arbeitspakete ein.

Zusätzlich zu den Wärmepumpen bedarf es jedoch zusätzlich der Analyse weiterer Technologien zur Wärmeversorgung, um später eine Gegenüberstellung verschiedener Systemauslegungen durchführen zu können. Dieses Unterkapitel enthält die verwendeten Annahmen zur Bestimmung von CAPEX, OPEX und Wärmegestehungskosten (LCOH) für das Jahr 2045. Die Ergebnisse der späteren Systemoptimierungen müssen stets im Kontext dieser Annahmen gesehen werden. Im Allgemeinen können die LCOH vereinfach wie folgt berechnet werden:

$$LCOH = \frac{CAPEX + OPEX_{Lebensdauer}}{Energiemenge_{Lebensdauer}} \quad [14]$$

Es wird die Summe aus CAPEX und OPEX (über die gesamte Lebensdauer einer Anlage) durch die Energiemenge dividiert, welche die Anlage über die gesamte Lebensdauer bereitstellt. Diese Energiemenge wird hier durch die gebäude-basierten Ausbaupotenziale der verschiedenen Technologien definiert, deren Ermittlung in Kapitel 3.4.7 erläutert wird. In Tabelle 18 bis Tabelle 23 finden sich die zugrunde gelegten Annahmen, die verwendet wurden, um die Wirtschaftlichkeit der Anlagen im Jahr 2045 abzuschätzen.

Bei dezentraler Biomasse wird der Wärmebedarf aller Gebäude, in denen bis 2045 eine entsprechende Feuerungsanlage eingebaut werden kann, zugrunde gelegt und nach obiger Formel die LCOH berechnet.

Tabelle 18: Zugrunde gelegte Annahmen für dezentrale Biomasse Pelletkessel

Kategorie	Größen	Werte der Größen
Allgemein	Gebäude:	Biomasse Bestand, Biomasse Potenzial
	Anzahl Gebäude 2045	975
	Gedeckter Nutzwärmebedarf 2045	22 GWh p.a.
	Wirkungsgrad 2045	95%
	Lebensdauer	20 a
CAPEX	Investition pro Anlage	30,000 €
OPEX	Brennstoffkosten	400 €/t
	Heizwert	4.8 kWh/kg
	Wartungskosten p.a.	400 €
LCOH	Wärmegestehungskosten pro kWh 2045	**17.2 €-Cent**

Für Solarthermie wird der Wärmebedarf aller Gebäude zugrunde gelegt, in denen entweder keine erneuerbare Energien Anlage, dezentrale Hochtemperatur-Wärmepumpe oder dezentrale Biomasseanlage eingebaut werden kann. Der so ermittelte Wärmebedarf wird dann im Dreisatz mit dem Gesamt-Wärmebedarf der Gemeinde und dem Gesamt-Warmwasserbedarf der Gemeinde verrechnet, um den Warmwasserbedarf der betrachteten Gebäude abzuschätzen. Es wird angenommen, dass bei der beschriebenen Dimensionierung der Anlagen bilanziell etwa **60%** des jährlichen Warmwasserbedarfs gedeckt werden können [56]. Die LCOH werden mit der erwähnten Formel berechnet.

Tabelle 19: Zugrunde gelegte Annahmen für Solarthermie

Kategorie	Größen	Werte der Größen
Allgemein	Gebäude:	Biomasse Bestand, Biomasse Potenzial, HT-WP, übrig (Erdgas)
	Anzahl Gebäude 2045	1740
	Warmwasserbedarf der gesamten Gemeinde 2045	9.6 GWh p.a.
	Warmwasserbedarf der betrachteten Gebäude 2045	6.3 GWh p.a.
	Anteil am Warmwasserbedarf der betrachteten Gebäude 2045	60%
	Gedeckter Nutzwärmebedarf der betrachteten Gebäude 2045	3.8 GWh p.a.
	Wirkungsgrad 2045	100%
	Lebensdauer	20 a
CAPEX	Investition pro Anlage	4,500 €
OPEX	Wartungskosten p.a.	50 €
LCOH	Wärmegestehungskosten pro kWh 2045	**12.7 €-Cent**

Für das kommunale Wärmenetz wurde im Rahmen des Projektes bereits eine erste Ausbaustufe mit der Open-Source Software SOPHENA konzediert und es wurden wirtschaftliche Kennzahlen berechnet. Es wird hierbei angenommen, dass CAPEX und OPEX linear mit der Gemeindefläche ansteigt, welche das Fernwärmenetz umspannt, also um einen Faktor = 3.27. Zusätzlich wird für das Szenario einer Anschlussleitung zu einer Geothermie-Trasse der SWM 1.4 Mio. € addiert. Die LCOH werden anschließend durch obige Formel berechnet.

Tabelle 20: Zugrunde gelegte Annahmen für das kommunale Fernwärmenetz

Kategorie	Größen	Werte der Größen
Allgemein	Gebäude:	Wärmenetz: **64%** des gesamten Gebäudebestandes 2045
	Anzahl Gebäude 2045	1982
	Nutzwärmebedarf belieferter Gebäude 2045	41.3 GWh p.a.
	Nutzwärmebedarf erste Ausbaustufe SOPHENA, 64% Anschlussquote	15.4 GWh p.a.
	Wirkungsgrad 2045	93%
	Lebensdauer	20 a
	Flächenbasierter Skalierungsfaktor 2045	(18.3 km²/5.6 km²) = 3.27
CAPEX	Investition erste Ausbaustufe SOPHENA, bei 40% Förderung	(11 + 1.5) Mio. € = 12.5 Mio. € für Bau und Planung
	Investition Fernwärmenetz 2045, ohne Anschlussleitung SWM	12.5 Mio. € * 3.27 = 40.9 Mio. €
	Investition Fernwärmenetz 2045, mit Anschlussleitung zu SWM	(12.5 * 3.27 + 1.4) Mio. € = 42.2 Mio. €
OPEX	Betriebskosten auf 20 a, erste Ausbaustufe	3.6 Mio. €
	Betriebskosten auf 20 a, 2045 ohne Anschlussleitung SWM	11.8 Mio. €

	Betriebskosten auf 20 a, 2045 mit Anschlussleitung SWM	11.8 Mio. €
LCOH	Wärmegestehungskosten pro kWh, 2045 ohne Anschluss SWM	**6.4 €-Cent**
	Wärmegestehungskosten pro kWh, 2045 mit Anschluss SWM	**6.5 €-Cent**

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse von Gasheizungen basiert auf dem Wärmebedarf derer Gebäude, in denen keine anderen Technologien sinnvoll verwendet werden können. Da dies vor allem unsanierte Gebäude mit hohen spezifischen Wärmebedarf sind, müssen die vergleichsweise niedrigen LCOH auch in diesem Kontext gesehen werden.

Tabelle 21: Zugrunde gelegte Annahmen für Gasheizungen

Kategorie	Größen	Werte der Größen
Allgemein	Gebäude:	Unsanierte Gebäude 2045
	Anzahl Gebäude 2045	303
	Gedeckter Nutzwärmebedarf 2045	9.2 GWh
	Wirkungsgrad 2045	95%
	Lebensdauer	20 a
CAPEX	Investition pro Anlage	9,000 €
OPEX	Brennstoffkosten 2045	85 €/MWh
	Wartungskosten p.a.	200 €
LCOH	Wärmegestehungskosten pro kWh 2045	**10.4 €-Cent**

Der Anschluss an ein mit Tiefengeothermie beliefertes Wärmenetz der SWM könnte laut Experteninterview den Bezug von ungesicherter Wärme für 35 Euro pro MWh bedeuten.

Tabelle 22: Zugrunde gelegte Annahmen für Anschluss an Tiefengeothermie der SWM

Kategorie	Größen	Werte der Größen
Allgemein	Wirkungsgrad der Anschlussleitung 2045	99%
	Jahresarbeitszahl 2045	15
CAPEX	Investition pro Anlage	Nur Anschlussleitung (Siehe Wärmenetz)
OPEX	Kosten für ungesicherte Wärme	35 €/MWh
LCOH	Wärmegestehungskosten pro kWh 2045	**3.5 €-Cent**

Die CAPEX für eine Biomasse-Heizwerk können, wie beim Wärmenetz, auf Basis der ersten Ausbaustufe sehr grob abgeschätzt werden. Allerdings konnte keine sinnvolle Skalierung der OPEX vorgenommen werden, weshalb auch die LCOH nicht mit der gegebenen Formel berechnet werden konnten. Stattdessen werden die LCOH durch Werte aus bestehender Literatur approximiert.

Tabelle 23: Zugrunde gelegte Annahmen für ein Biomasse-Heiz4werk

Kategorie	Größen	Werte der Größen
Allgemein	Wirkungsgrad 2045	85%
	Lebensdauer	20 a
	Flächenbasierter Skalierungsfaktor 2045	(18.3 km²/5.6 km²) = 3.27
	Faktor zur Berücksichtigung von Skaleneffekten, 2045	0.6
CAPEX	Heizhaus und Anlagentechnik, erste Ausbaustufe	4.8 Mio. €
	Heizhaus und Anlagentechnik 2045, linear mit Fläche skaliert	4.8 * Mio. € *3.27 = 15.7 Mio. €
	Heizhaus und Anlagentechnik 2045, Skaleneffekte berücksichtigt	4.8 Mio. €* 3.27 * 0.6 = 9.4 Mio. €

LCOH	Wärmegestehungskosten pro MWh für 10 MW Anlage 2030 [57]	57 €
	Wärmegestehungskosten pro MWh für 10 MW Anlage 2030 [57]	50 €
	Wärmegestehungskosten pro kWh, 2045	(57€+50€) / 2 = 53.5 € = **5.4 €-Cent**

3.4.7 Gebäude-Basierte Potenziale zum Einbau von Wärmeerzeugungsanlagen

Für verschiedene Typen von Wärmepumpen musste in Kapitel 3.4.5 zunächst analysiert werden, ob es Einschränkungen hinsichtlich des Potenzials an Umweltwärme gibt. Allerdings muss als Basis für das Simulieren Verschiedener Erzeugungsvarianten ebenfalls bekannt sein, wie groß der Wärmebedarf der Gebäude, in denen Wärmepumpen sinnvoll verbaut werden können, ist. In einem unsanierten Altbau mit hoher Vorlauftemperatur ist es beispielsweise nicht sinnvoll, da hier die Effizienz zu gering wäre. Auch für die anderen Wärmeerzeugungstechnologien müssen gebäudeabhängige Einschränkungen hinsichtlich derer Nutzbarkeit berücksichtigt werden. Um für jede der Wärmeerzeugungstechnologien ein gebäudebasiertes Potenzial zu ermitteln, wird der prospektive Wärmebedarf der verschiedenen Gebäudeklassen (siehe Kapitel 3.2.3) im Folgenden mit den dafür notwendigen Annahmen kombiniert. Dabei werden erneut zwei Szenarien unterschieden: eines mit und eines ohne Wärmenetz. Da im ersten Szenario **64%** des Wärmebedarfs über eine kommunales Fernwärmenetz gedeckt wird, fällt das gebäudebasierte Potenzial der anderen Technologien entsprechend geringer aus als im zweiten Szenario. In der folgenden Auflistung sind die grundlegenden Annahmen, die für die Aufteilung des Wärmebedarfs auf die verschiedenen Technologiepotenziale festgelegt wurden, genannt:

1. Alle Anlagentypen sind im Ist-Zustand uniform auf die drei Gebäudeklassen verteilt.
2. Der geringe Bestand von Wärmepumpen im Ist-Zustand wird vernachlässigt und nur das Ausbaupotenzial betrachtet, um die Kompliziertheit des Modells zu verringern.

3. Dezentrale Biomasse ist im Ist-Zustand in **21.5%** aller Gebäudeklassen eingebaut, Ölheizungen in **13.8%** (siehe Kapitel 3.1).
4. Gebäude, die im Ist-Bestand eine dezentrale Biomasseanlage haben, werden auch 2045 eine dezentrale Biomasseanlage haben.
5. Der Bestand im Ist-Zustand an Ölheizungen wird 2045 komplett ersetzt sein.
6. Gebäude, die im Ist-Zustand eine Ölheizung haben, können den vorhandenen Raum nutzen, um eine dezentrale Biomasse Anlage einzubauen. Dies stellt also das Potenzial für den weiteren Ausbau dezentraler Biomasse dar.
7. Gebäude, in denen keine erneuerbaren Energien verwendet werden, benutzen eine Gasheizung.
8. Solarthermieanlagen werden nur unterstützend eingebaut. Diese sind so dimensioniert, dass sie den Warmwasserbedarf im Sommer vollständig und somit **bilanziell 60%** des jährlichen Warmwasserbedarfs abdecken können.
9. Das ermittelte Solarthermie-Potenzial wird zu **50%** auf die Gebäude mit Biomasse-Bestand und zu **50%** auf die übrigen Gebäude, die nur mit Gas versorgt werden können, aufgeteilt.

Die Aufteilung des Wärmebedarfs auf die verschiedenen Technologien im Jahr 2045 wird für das Szenario ohne Wärmenetz anhand von Abbildung 70 veranschaulicht. Es ist zu sehen, dass zunächst alle Gebäude, die im Ist-Zustand eine dezentrale Biomasse-Anlage haben, auch 2045 weiter auf diese Technologie setzen, weshalb von allen Gebäudeklassen außer den Neubauten (K5) **21.5 %** auf die Anlagenklasse „Biomasse Bestand“ fallen. Des Weiteren ist zu erkennen, dass **13.8%** derselben Klassen (K1 bis K4) das Potenzial zum Einbau zusätzlicher Biomasseanlagen bilden. Während bei der Anlagenklasse „Biomasse Bestand“ davon ausgegangen wird, dass diese in jeder Ausbauvariante auch 2045 mit Biomasseanlagen ausgestattet sein wird, stellt die Anlagenklasse „Potenzial“ nur eine obere Grenze für den zusätzlichen Verbau im Jahr 2045 an und kann je nach Ausbauvariante auch über Wärmepumpen oder Erdgas gedeckt werden. Das Potenzial für Niedrig-Temperatur Wärmepumpen (WP NT) bildet der Wärmebedarf aller Gebäude der Klassen 5,4 und 3 der nicht

bereits über „Biomasse Bestand“ abgedeckt wird. In den übrigen Gebäuden der Klasse 2 können wegen des schlechteren Sanierungstandes lediglich Hoch-Temperatur Wärmepumpen (WP HT) eingebaut werden. In den Gebäuden der Klasse 1 kann der Wärmebedarf, der nicht über Biomasseanlagen abgedeckt werden kann, nicht sinnvoll durch eine Wärmepumpe gedeckt werden und wird somit den Erdgasheizungen zuteil.

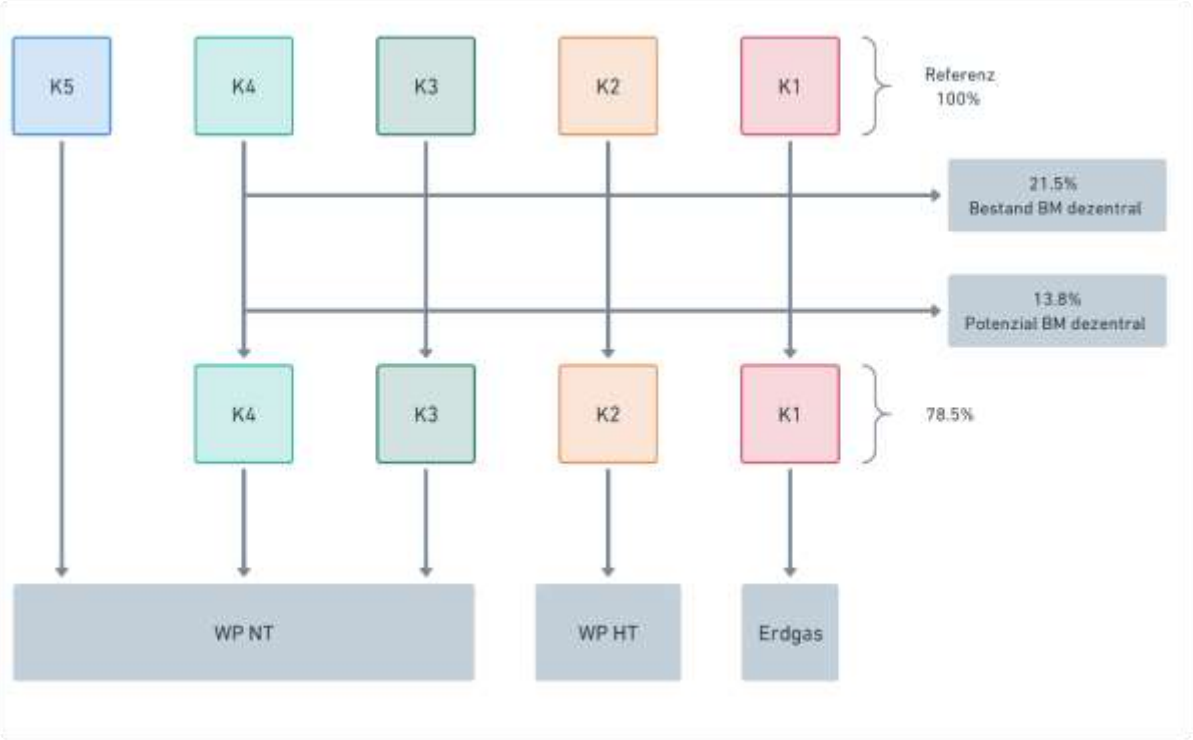

Abbildung 70: Ermittlung der Gebäude-basierten Potenziale im Szenario ohne Wärmenetz

Für das Szenario inklusive Fernwärmenetz ist die Ermittlung der Potenziale in Abbildung 71 dargestellt. Hier wird das Fernwärmenetz priorisiert, sodass in jeder Ausbauvariante **64%** des Wärmebedarfs aller 5 Gebäudeklassen durch dieses abgedeckt wird. Dies führt dazu, dass alle anderen Technologien ein geringeres Potenzial aufweisen als im ersten Szenario, wohingegen das restliche Vorgehen analog ist.

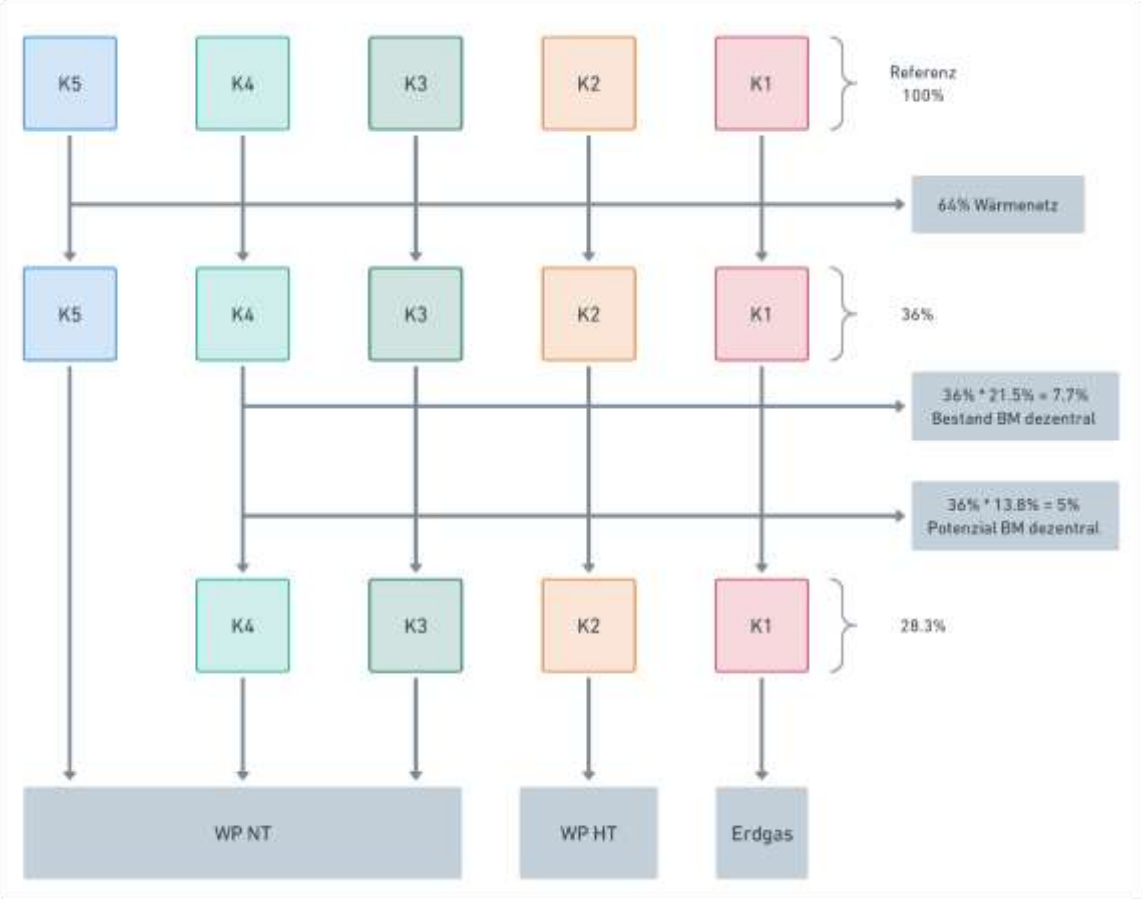

Abbildung 71: Ermittlung der Gebäude-basierten Potenziale im Szenario mit Wärmenetz

Die resultierenden Potenziale dieses Vorgehens, sind in Tabelle 24 aufgelistet, welche sämtliche bisherige Ergebnisse im Bereich Wärme zusammenfasst. Dabei ist besonders interessant, dass der übrige Anteil des nicht-dekarbonisierbaren Wärmebedarfs im Szenario ohne Fernwärmenetz (FWN) wesentlich höher ausfällt als im Szenario mit Fernwärmenetz. Solarthermie hat kein eigenes gebäude-basiertes Potenzial, da diese nur zur unterstützend zur Warmwasserversorgung verwendet wird. Stattdessen kann das Vorgehen zur Ermittlung des Solarthermie Potenzials aus Tabelle 19 eingesehen werden. Dieses beträgt ohne Fernwärmenetz 3.8 GWh und mit Fernwärmenetz 1.2 GWh. Darüber hinaus sind in der Tabelle erneut die LCOH aller Technologien sowie die Emissionsfaktoren aufgelistet. Die Berechnung der LCOH wurde im vorherigen Kapitel geschildert. Die Emissionsfaktoren für 2045 wurden nach

Möglichkeit aus der Zusammenstellung des bayerischen Landesamtes für Umwelt entnommen (LfU). Eine Ausnahme davon bilden die Wärmepumpen, da deren Emissionsfaktor maßgeblich von dem Faktor des verwendeten Stroms abhängt, welcher 2045 anders ausfallen wird. Da Wärmepumpen einen zusätzlichen Strombedarf bedeuten, welcher typischerweise nicht azyklisch zu Tageszeiten hoher Stromlast auftritt, wäre es optimistisch lediglich den Emissionsfaktor des gesamten Bundesstrommix für den Strombedarf zugrunde zu legen. Ein zusätzlicher Strombedarf zu einer Tageszeit mit hohem Verbrauch bedeutet, dass dieser wahrscheinlich zu einem erhöhten Anteil durch fossile Energieträger gedeckt werden muss. Für die Wärmepumpen wurde deshalb angenommen, dass der Strom zu **50%** aus dem erneuerbaren Anteil und zu **50%** aus dem fossilen Anteil des Bundesstrommixes gedeckt wird. Zusammen mit den Jahresarbeitszahlen von 4.4 (WP NT) und 3.8 (WP HT) ergeben sich die aufgelisteten Emissionsfaktoren.

Tabelle 24: LCOH, Emissionsfaktoren und Potenziale [GWh] der Wärmetechnologien in den jeweiligen Gebäudeklassen für das Jahr 2045

		K5	K4	K3	K2	K1	Summe	LCOH	C02 Äquiv. [t/MWh]
Ohne FWN	Wärmebedarf gesamt	2.3	9.4	22.3	16.3	14.2	**64.5**	-	-
	Biomasse Bestand	0.0	2.0	4.8	3.5	3.1	**13.4**	**17.2**	**0.026**
	Biomasse Potenzial	0.0	1.3	3.1	2.2	2.0	**8.6**	**17.2**	**0.026**
	WP NT Potenzial	2.3	7.4	17.5	0.0	0.0	**27.1**	**13.7**	**0.068**
	WP HT Potenzial	0.0	0.0	0.0	11.2	0.0	**11.2**	**17.1**	**0.079**
	übrig (Erdgas)	0.0	0.0	0.0	0.0	9.2	**9.2**	**10.4**	**0.280**
	Solarthermie	-	-	-	-	-	**3.8**	**12.7**	**0.024**
Mit FWN	Wärmebedarf gesamt	2.3	9.4	22.3	16.3	14.2	**64.5**	-	-
	Heizwerk FWN	1.5	6.0	14.3	10.4	9.1	**41.3**	**11.7**	**0.048**
	Tiefengeothermie FWN	1.5	6.0	14.3	10.4	9.1	**41.3**	**10.3**	**0.039**
	Biomasse Bestand	0.0	0.7	1.7	1.3	1.1	**4.8**	**17.2**	**0.026**
	Biomasse Potenzial	0.0	0.5	1.1	0.8	0.7	**3.1**	**17.2**	**0.026**
	WP NT Potenzial	0.8	2.7	6.3	0.0	0.0	**9.8**	**13.7**	**0.068**
	WP HT Potenzial	0	0	0	4.6	0	**4.6**	**17.1**	**0.079**
	übrig (Erdgas)	0	0	0	0.0	3.3	**3.3**	**10.4**	**0.280**
	Solarthermie	-	-	-	-	-	**1.2**	**12.7**	**0.024**
Bundesstrommix	Gesamt	-	-	-	-	-	-	-	**0.100**
	Erneuerbar	-	-	-	-	-	-	-	**0.000**
	Fossil	-	-	-	-	-	-	-	**0.600**
Wasserstoff									0.100/0.5 = **0.2**

Da die relevanten Zielindikatoren für die einzelnen Technologien, sowie deren Ausbaupotenziale nun bekannt sind kann als nächster Schritt der Design-Space aufgespannt werden.

3.4.8 Definition Design Space

Wie bereits in Kapitel 2.4.3 beschrieben, dient der Design-Space dazu, den Raum der Möglichkeiten für den Ausbau und die Kombination von Erzeugungstechnologien zu definieren. Die obere Grenze wird entsprechend der Ergebnisse aus den individuellen Betrachtungen angenommen. Einzig bei den Windkraftanlagen wurde ein diskreter Design Space Parameter, nämlich die Anzahl der zu errichtenden Anlagen, verwendet, alle anderen Parameter können dagegen kontinuierlich skaliert werden. Der Design Space ist in Tabelle 25 zusammengefasst.

Wie in der Tabelle zu sehen ist, wurde für einige der Technologien vorab ein fester Parameterwert angenommen. Dies bedeutet, dass diese Parameter nicht im Rahmen der Optimierung angepasst werden, sondern für alle Ausbauvarianten gleich sind. Im Wärmebereich ist dies ein Artefakt der Potenzialermittlung, welche in Kapitel 3.4.7 geschildert wird. Im Strombereich hingegen sind lediglich für PV-Dachanlagen die Werte im Vorhinein festgelegt, anstatt deren Variation als Teil der Optimierung aufzunehmen. Dies ist unabdinglich, da die Dachanlagen hinsichtlich der CAPEX und LCOE der PV-FFA weit unterlegen sind, weshalb die multikriterielle Optimierung letztere immer den Vorzug geben würde. In der Realität konkurrieren diese Anlagentypen nicht direkt miteinander, da private Haushalte eine eigene Klasse von Stakeholdern bilden. Die Haushalte können durch das Einsparen teurer Strompreise und der höheren Vergütung nach EEG dennoch lohnende Anlagen errichten, weshalb diese auch weiterhin gebaut werden. Würde man die PV-Dachanlagen allerdings gar nicht in das Simulationsmodell aufnehmen, so könnte auch nicht berücksichtigt werden, dass diese zukünftig einen erheblichen Anteil des Strombedarfs decken könnten. Dies würde wiederrum zu einer Überdimensionierung der Freiflächen- und Windkraftanlagen führen und zudem eine realistische Kalkulation der Zielindikatoren unmöglich machen.

Tabelle 25: Resultierender Design Space für Höhenkirchen-Siegertsbrunn

Sektor	Technologie-gruppe	Variante	Design Space Parameter	Untere Grenze	Obere Grenze
Strom	Freiflächen-Photovoltaik (PV-FFA)	PV-FFA ohne Förderung	P_{el} in MWp	0	100
		PV-FFA mit Förderung	P_{el} in MWp	0	41
		Agri-PV ohne Förderung	P_{el} in MWp	0	58
	Dachflächen-Photovoltaik (PV-DFA)	*„Gute Ausrichtung“*	P_{el} in MWp	4.54	4.54
		„Mittlere Ausrichtung“	P_{el} in MWp	3.26	3.26
		„Schlechte Ausrichtung“	P_{el} in MWp	0	0
	Windkraft (WKA)	WKA mit jeweils: $P_{el} = 5.7\ MWp$	Anzahl WKA	0	3
Wärme ohne FWN	Dezentrale Wärmepumpe	Niedrige Vorlauftemperatur	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	0	27.1
		Hohe Vorlauftemperatur	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	0	11.2
	Dezentrale Biomasseanlage, Pellets	Bestand	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	13.4 – 0.5*3.8 = 12.3	12.3
		Potenzial	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	0	8.6
	Solarthermie	Warmwasser Dimensionierung	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	3.8	3.8
	Erdgas	-	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	9.2 – 0.5*3.8 = 7.3	unbegrenzt
Wärme mit FWN	Fernwärmenetz	Biomasse Heizwerk	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	0	41.3
		Tiefengeothermie	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	0	41.3
	Dezentrale Wärmepumpe	Niedrige Vorlauftemperatur	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	0	9.8
		Hohe Vorlauftemperatur	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	0	4.6
	Dezentrale Biomasseanlage, Pellets	Bestand	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	4.8 – 0.5*1.2= 4.2	4.2
		Potenzial	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	0	3.1
	Solarthermie	Warmwasser Dimensionierung	Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	1.2	1.2
	Erdgas		Gedeckter Wärmebedarf in GWh p.a.	3.3 – 0.5*1.2 = 2.7	unbegrenzt

Deshalb wird hier für jede der Ausbauvarianten vorausgesetzt, dass 2045 etwa **50%** des jährlichen Stromerzeugungspotenzials von PV-Dachanlagen, welches im Ist-Zustand vorhanden ist (siehe Kapitel 3.4.3) genutzt wird. Es wird in diesem Zuge angenommen, dass 2045 **80%** der Dachflächen „guter Ausrichtung“ und **34%** der Dachflächen „mittlerer Ausrichtung“ genutzt werden, wohingegen Dachflächen „schlechter Ausrichtung“ ungenutzt bleiben. Die entstandene Tabelle mit den Ergebnissen wird im Kapitel 3.5 als Basis der Systembewertung und damit einhergehenden Optimierung verwendet.

3.5 Systembewertung und Optimierung

Als Schritt 5 und somit letzten Schritt des erweiterten ENP-Prozesses folgt die Bewertung und Optimierung der unterschiedlichen Systemauslegungen anhand der in Schritt 3 definierten Zielindikatoren. Dementsprechend werden im Wärmesektor erneut zwei Szenarien, eines mit und eines ohne kommunales Fernwärmenetz, betrachtet. Aufgrund der Sektorkopplung führt dies, wie in Kapitel 3.2.5 erklärt dazu, dass diese zwei Szenarien ebenfalls hinsichtlich der Stromerzeugung unterschieden werden müssen.

Die CO_2-Bilanzierung erfolgt für die beiden Sektoren zunächst einzeln und wird dann zusammen mit dem Verkehrssektor zu einer BISKO-konformen endenergie-basierten Territorialbilanz zusammengefasst, wie sie in Kapitel 1.6.3 beschrieben ist. Da die Stromerzeugung nach dem BISKO-Standard keine Rolle in der CO_2-Bilanzierung spielt, stellen die ermittelten CO_2-Äquivalenten der simulierten Ausbauvarianten hier eine ergänzende Betrachtung dar, deren Relevanz ebenfalls in 1.6.3 erklärt wird.

3.5.1 Wärmeerzeugung

Das Ziel der Systemoptimierung und Bewertung der Wärmerzeugung ist aufzuzeigen, was in den zwei Szenarien vor dem Hintergrund der angenommenen Sanierungsrate an nachhaltiger Wärmeversorgung möglich ist und wie die Zielindikatoren LCOH und CO_2-Äquivalenten auf der Gesamtsystem-Ebene für verschiedene Ausbauvarianten ausfallen. Die Ergebnisse sollen beim Ermitteln helfen, welcher Ausbau der verschiedenen Technologien auf Gesamtsystem-

Ebene für die Erreichung der kommunalen Ziele am besten ist und drauf aufbauend, welche Schwerpunkte bei Kommunikation und Förderung gelegt werden sollen.

Modellbildung:

Auf der Gesamtsystem-Ebene ist also wichtig abzuschätzen, welcher Anteil des Wärmebedarfs durch die einzelnen Technologien zu welchen Kosten und mit welchen CO_2 -Äquivalenten Emissionen gedeckt wird. Eine Dimensionierung einzelner dezentraler Anlagen hingegen ist vorerst irrelevant, da diese in den einzelnen Gebäuden, also auf der Subsystem-Ebene, stattfindet. Für das Erreichen der Ziele der Optimierung und Bewertung ist es also nicht notwendig zeitaufgelöste Wärmelastprofile zu betrachten, sondern der Aufbau eines Modells, welches Jahresbilanzen betrachtet, ist ausreichend. Die Verwendung von Wärmelastprofilen tritt in diesem Projekt deshalb lediglich bei der Dimensionierung einer ersten Ausbaustufe eines kommunalen Fernwärmenetzes in SOPHENA auf und somit nur in Schritt 4, der Einzelbewertung der Ausbauoptionen.

Die einzelnen Ausbauvarianten, welche in der Systemoptimierung simuliert werden, sind charakterisiert durch Rekombinationen der einzelnen Potenziale und einer dementsprechend gewichteten Berechnung der mittleren LCOH und der emittieren CO_2-Äquivalenten in Kilotonnen (kt) pro Jahr. Dabei versteht sich, dass in jedem Gebäude nur eine Hauptversorgunganlage integriert werden kann (ggfs. Solarthermie-Unterstützt). Das bedeutet, dass bei einer Ausbauvariante, in der das volle Biomasse Potenzial verbaut wird, nicht gleichzeitig das maximale Potenzial der Wärmepumpen eingebaut werden kann.

Die CO_2-Bilanzierung erfolgt in der Wärmeerzeugung BSIKO-konform nach dem Prinzip der Territorialbilanz, welches in Kapitel 1.6.3 beschrieben wird.

Simulation und Optimierung:

Die Ergebnisse der Systemoptimierung sind in Abbildung 72 zu sehen. Jeder der Punkte repräsentiert eine mögliche Ausbauvariante aus dem definiteren Design Space und hat individuelle Zielindikator-Werte. Es ist zu betonen, dass die Ergebnisse stets im Kontext der für die Ermittlung der LCOH und Emissionsfaktoren getroffenen Annahmen zu sehen sind.

Die Ergebnisse sind dreimal abgebildet, wobei unterschiedliche Parameter (Anlagentypen) eingefärbt sind, um den jeweiligen Ausbau des Potenzials zu veranschaulichen. Auffällig ist, dass die Ergebnisse sich in drei Punktewolken aufteilen. Die unterste Darstellung legt dar, dass nur die rechte Punktewolke Varianten mit erhöhtem Gasanteil, also das Szenario ohne Fernwärmenetz abbildet. Die beiden andern Punktewolken stellen also das Szenario mit Fernwärmenetz dar, wobei anhand der Einfärbung zu sehen ist, dass das Fernwärmenetz links mit Tiefengeothermie und rechts durch ein Biomasse-Heizwerk gespeist wird.

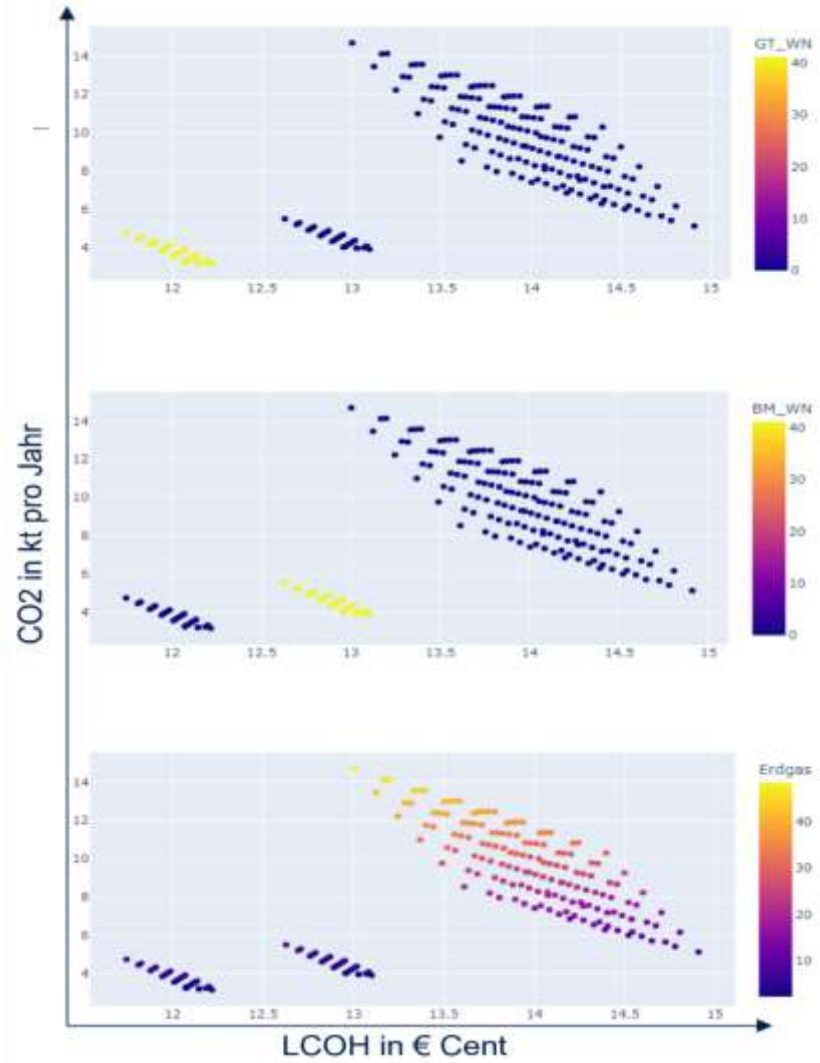

Abbildung 72: Trade-Off zwischen Wärmegestehungskosten (LCOH) und CO_2-Äquivalente Emissionen im Wärmebereich

Die Ausbauvarianten ohne Fernwärmenetz haben eine wesentlich höhere Spanne hinsichtlich beider Zielindikatoren, innerhalb derer eine zunehmende Dekarbonisierung auch zu zunehmenden Wärmegestehungskosten führt. Der Grund hierfür ist die Variation von teureren regenerativen Technologien und vergleichsweise günstigeren Erdgasheizungen. Für das Szenario mit Fernwärmenetz ist diese Spanne wesentlich geringer, da ein großer Anteil des Wärmebedarfs durch kostengünstige und CO_2 -arme Fernwärme abgedeckt wird. Darüber hinaus wird deutlich, dass Ausbauvarianten mit Fernwärmenetz die restlichen Varianten hinsichtlich beider Zielindikatoren dominieren.

Bewertung und Interpretation:

Ergänzend zu den quantifizierten Ergebnissen ist es hilfreich noch einige qualitative Aspekte zu betrachten. Ohne Fernwärmenetz wird im Kontext der angenommenen Sanierungsrate stets Erdgas benötigt, um den Ort komplett zu versorgen. Dieser Effekt wird verstärkt, sollte die angelegte Sanierungsrate von **1.2%** nicht erreicht werden können. In einem solchen Fall würde das Potenzial für Wärmepumpen sich entsprechend verschlechtern.

Dezentrale Biomasse kostet gegenüber Niedrigtemperatur-Wärmepumpen wesentlich mehr und ist in der Realität begrenzt. Während steigende Nachfrage auch zu steigender Produktion führen kann, ist fraglich, ob dies die Preise im Kontext einer nachhaltigen Industrie stabilisieren kann.

Die Tiefengeothermie schneidet in dieser Betrachtung am besten ab und bietet anders als Biomasse zudem eine weitgehende Unabhängigkeit von schwankenden Marktpreisen, da vorrangig Umweltwärme genutzt wird. Allerdings kann bei einem bestehenden Fernwärmenetz die Speisung jederzeit umgestellt werden, sofern dies Vorteile bietet. Ein Fernwärmenetz bedeutet als zentralisierte Lösung auch, dass die CAPEX nicht auf die jeweiligen Haushalte aufgeteilt, sondern auf einen zentralen Projektträger (meistens die Kommune) fallen. Während

dies Haushalten mit mangelnder Liquidität die Dekarbonisierung erleichtert, erhöht sich der initiale finanzielle Aufwand des zentralen Projektträgers enorm.

Zusammenfassend ist zu betonen, dass die Sanierungsrate im Mittelpunkt der Wärmewende stehen sollte und die Errichtung eines kommunalen Fernwärmenetzes sowohl quantitativ als auch qualitativ in vielerlei Hinsicht großes Potenzial verspricht.

3.5.2 Stromerzeugung

Im Strombereich werden verschiedene Ausbauleistungen von PV-Freiflächenanlagen mit Windkraftanlagen bei fest angenommenem Ausbau von PV-Dachanlagen kombiniert und simuliert. Das Ziel ist es, die elektrischen Großanlagen möglichst gut hinsichtlich der Zielkriterien auf die Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn zu dimensionieren. Damit soll der Kompromiss zwischen einem minimalen Ausbau, also dem Weg geringsten Widerstandes und dem ambitionierten maximalen Ausbau, welcher hinsichtlich einer sozio-politisch getriebenen kommunalen Energiewende schwer zu rechtfertigen ist, gefunden werden. Gleichzeitig eignet sich diese Systembetrachtung, um eine erste Annäherung an eine optimale Anlagenauslegung für einen potenziellen kommunalen Energieversorger, welcher ausschließlich Höhenkirchen-Siegertsbrunn versorgt, vorzunehmen. Nach der Beschreibung und Erklärung von Modellbildung und Simulationsergebnissen folgt deshalb ein Vergleich der jeweiligen Zielsetzungen, die aus den eben genannten Betrachtungsweisen folgen.

Modellbildung

Der Aufbau des Modells erfolgt wieder als Ein-Knoten-Modell, wie es in Abbildung 73 dargestellt ist. Dabei werden die PV-Freiflächenanlage, die Windkraftanlage, die Dachanlagen, die kommunale Stromlast als auch das externe Netz als jeweils eine Anlage an den gemeinsamen virtuellen Knoten, dargestellt als Sammelschiene, angeschlossen.

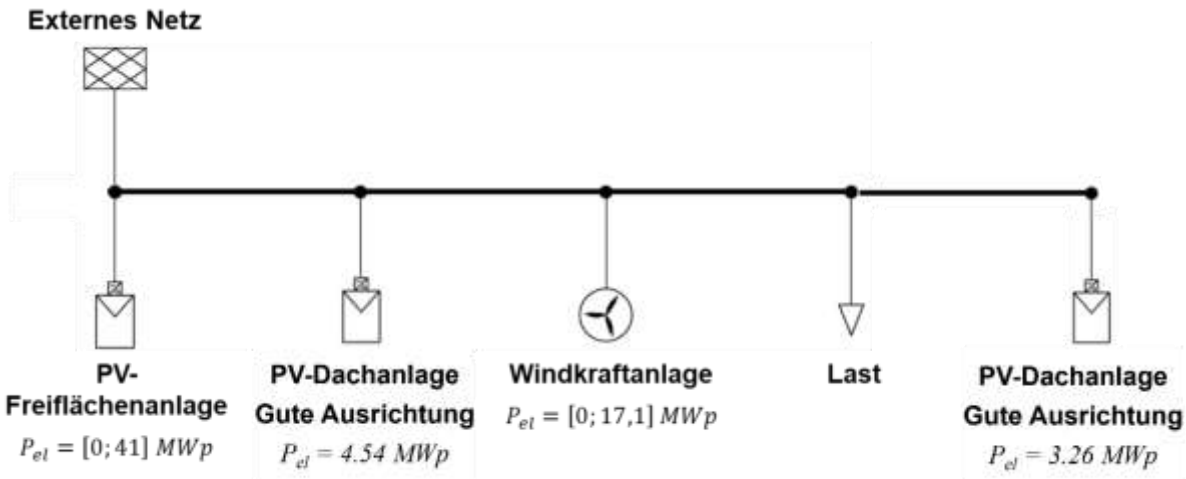

Abbildung 73: Ein-Knoten-Modell für WKA mit PV-FFA und Dachanlagen

Zur detaillierten Modellierung der jeweiligen Anlagen wurden die Ergebnisse aus Schritt 4 herangezogen. Die Berechnung des tatsächlichen Einspeiseprofils der Erzeugungsanlagen erfolgt wiederum über PSS®DE und demzufolge aus der Berechnung anhand der vor Ort gegebenen Umweltbedingungen. Diese sind in Form von Windprofilen und solaren Strahlungsprofilen codiert. Da sich dies nicht vollständig mit der Betrachtung bei der Einzelbewertung in Schritt 4 deckt, musste bei der PV-Freiflächenanlage zusätzlich der Verschattungsfaktor und bei den Windkraftanlagen der power-exponent angepasst werden. Die Validierung der beiden Berechnungen erfolgte dabei anlagenspezifisch anhand der erzielten Stromgestehungskosten. Weiter wird angenommen, dass die überschüssige Energie, welche nicht direkt selbst verbraucht wird, kostenfrei in das externe Netz abgegeben werden kann. Nur so ergibt sich die unverfälschte Zielsetzung einer Eigenversorgung.

Die Lastgänge für die Verbraucher bilden die sektorgekoppelten Stromlastprofile beider klimaschutz-orientierter Szenarien aus Schritt 2 (siehe Abbildung 35), welche ohne Änderungen übernommen werden konnten.

Als Design Space Parameter ergeben sich die in Tabelle 25 und Abbildung 73 dargestellten Größen, wobei abweichend zu Abbildung 73 die Anzahl der Windkraftanlagen und nicht die elektrische Leistung verwendet wurde.

Der Zielraum wurde bei dieser Optimierung durch eine Auswahl der Zielindikatoren aus Schritt 3 (vgl. Tabelle 8) aufgespannt. Diese mussten auf Grund der Lösung eines Minimierungsproblems durch den Algorithmus zum Teil invertiert werden. Dabei wurden folgende Zielindikatoren verwendet:

- Invertierter erneuerbarer Energieanteil $1 - RS$
- CO_2-Äquivalente Emission pro Kopf $CO2$
- Stromgestehungskosten $LCOE$
- Invertierte bilanzielle Autarkie $1 - OA$
- Invertierter Eigenverbrauch $1 - OC$
- Notwendiges Investitionskapital $CAPEX$

Die CO_2 -Bilanzierung erfolgt für die Optimierung der lokalen Stromerzeugung nach der in Abbildung 7 links dargestellten Methodik, welche ebenfalls nur bei zeitlich aufgelösten Simulationen angewandt werden kann. Vereinfachend wird angenommen, dass die erneuerbaren Energieanlagen 2045 keine CO_2 -Äquivalenten Emissionen ausstoßen. Da dies für alle Ausbauvarianten gilt, besteht kein Einfluss auf den relativen Vergleich verschiedener Ausbauvarianten. Auch auf die Gesamtbilanz sektorübergreifender Erzeugungsszenarien hat dies keinen Einfluss, da die BISKO-konforme Treibhausgasbilanz für jeglichen Strombedarf den Emissionsfaktor des Bundesstrommix annimmt, die hier ermittelten Emissionen also keine Rolle spielen.

Simulation und Optimierung

Da bei sechs Zielindikatoren die Dreieckszahl 15 ergibt, und zusammen mit drei Eingangsparametern 45 mögliche Darstellungen resultieren, wurde nur eine Auswahl der Trade-Offs in den folgenden Grafiken dargestellt. In der Abbildung 74 werden die jeweiligen Ausbauvarianten durch je eine Linie dargestellt. Diese Linie verbindet die bei dieser Variante erreichten Werte der Zielkriterien. Dabei wird deutlich, dass sich der erneuerbare Energieanteil

(1-RS) auffallend mit den jährlichen CO_2-Emissionen je Einwohner (CO_2) korreliert. Sinnvoll ist ein Trade-Off nur bei gegenläufigen Zielkriterien, wie z.B. CAPEX vs. CO_2. Somit kann die Anzahl der betrachteten Szenarien wesentlich eingeschränkt werden.

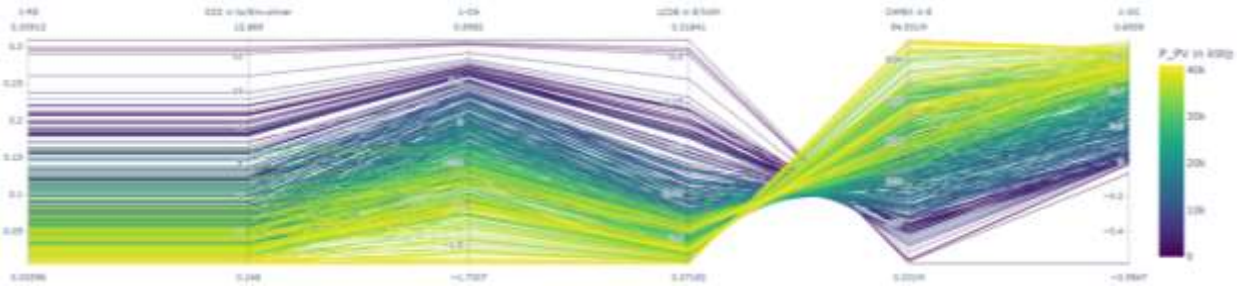

Abbildung 74: Parameteranalyse für Szenario ohne Wärmenetz

Die Ergebnisse sind in der bekannten Art und Weise dargestellt, deshalb wird auf eine detaillierte Erläuterung der Systematik verzichtet.

Für beide Szenarien werden jeweils die Trade-Offs CAPEX vs. CO_2 und CAPEX vs. 1−OA analysiert. Im Kontext der Wärmerzeugung sind die LCOH eine sehr aussagekräftige Größe, da die erzeugte Wärme ausschließlich von den Einwohnern genutzt wird, während der von Großanlagen erzeugte Strom in aller Regel vermarktet werden muss. Da hier für unterschiedliche Anlagen verschiedene Preise erzielt werden können, haben die LCOE geringere Aussagekraft, weshalb die Beantwortung der Frage, wie viel Dekarbonisierung in Abhängigkeit der investierten CAPEX erreicht werden kann, wesentlich interessanter ist. Des Weiteren stellen die CAPEX eine zentrale limitierende Ressource im Aufbau einer nachhaltigeren Stromversorgung dar. Die zusätzliche Betrachtung der bilanziellen Autarkie ist im politischen Kontext kommunaler Energiewende stets sinnvoll. Um Redundanz zu vermeiden, werden die Ergebnisse im Folgenden zuerst für das Szenario ohne kommunales Fernwärmenetz erläutert, anschließend findet ein Vergleich statt, um Unterschiede herauszuarbeiten.

Die Ergebnisse des Szenarios ohne Wärmenetz sind in Abbildung 75 zu sehen, wobei zunächst die bilanzielle Autarkie betrachtet werden soll. Zum besseren Verständnis der Abbildung sei erwähnt, dass die CAPEX aufgrund der PV-Dachanlagen stets über 12.1 Mio. Euro liegen und diese bei allen folgenden Aussagen über CAPEX abgezogen werden. Die Ausbauvarianten teilen sich in vier parallele Linien auf, wobei jede Linie eine andere Menge an WKA repräsentiert. Ein maximaler Ausbau der PV-Freifläche ohne Windkraftanlagen würde, entgegen der Berechnung in Tabelle 11, eine bilanzielle Autarkie von ca. **150 %** erzeugen und wäre dabei eine pareto-optimale Auslegung vor dem Hintergrund einer isolierten Betrachtung dieses Trade-Offs. Die Abweichung zwischen Tabelle 11 und den Ergebnissen aus Abbildung 74 ergeben sich aus dem höheren Strombedarf im Jahr 2045 gegenüber 2018.

Die rot-gestrichelte Linie verdeutlicht ein Niveau von **100%** bilanzieller Autarkie (1-OA = 0), dessen Erzielung mit zunehmender Anzahl an Windkraftanlagen zunehmende CAPEX erfordert. Ist das einzige Ziel der Gemeinde also **100%** bilanzielle Autarkie, so ist dieses Ziel mit PV-FFA mit CAPEX von etwa 15.5 Mio. € zu erreichen, wohingegen bei Integration jedes zusätzlichen Windrads jeweils etwa 2.5 Mio. € mehr investiert werden müssten. Andererseits ist anhand der blau- und lila-gestrichelten Linien zu erkennen, dass die Auslegung mit einer WKA trotz gleicher bilanzieller Autarkie zu überproportional geringeren CO_2-Äquivalenten Emissionen führt. Wie bereits erwähnt ist dies der Fall, da jegliche Emissionen aus dem externen Netz stammen. Da das Erzeugungsprofil von Windkraftanlagen sich besser mit dem Bedarfsprofil deckt, benötigen Ausbauvarianten ohne Windkraft bei gleicher bilanzieller Autarkie stets mehr Strombezug aus dem externen Netz. Abgesehen von höheren CO_2-Äquivalente Emissionen führt dies auch zu einer höheren Belastung des externen Netzes, denn es muss nicht nur mehr Strom aus diesem bezogen werden, sondern es muss auch mehr Strom an dieses abgegeben werden. Vergleicht man nun die orange- und gelb-gestrichelten Linien, so wird apparent/ deutlich, dass drei WKAs nicht nur teurer sind als zwei, sondern auch zu mehr CO_2-Äquivalente Emissionen führen. Obwohl Windkraftanlagen eine bessere Überlappung mit dem Bedarfsprofil als PV-FFA habe, so werden erstere wiederum von einer Kombination beider Technologien übertroffen. Bezieht man nun noch die deutlich geringeren LCOE der PV-FFA mit ein, so wird deutlich, dass die Einbindung dieser Technologie gerade in Hinblick auf eine kostenoptimierte Versorgung essenziell ist.

Es sei zudem darauf hingewiesen, dass selbst bei CAPEX von fast 70 Mio. € und einer bilanziellen Autarkie von über **200 %** keine komplette Eigenversorgung der Gemeinde erzielt werden kann und ein zusätzlicher Ausbau einen immer kleiner werdenden Effekt auf die CO_2-Werte hat, wohingegen die Belastung des externen Netzes durch Export annährend linear ansteigt.

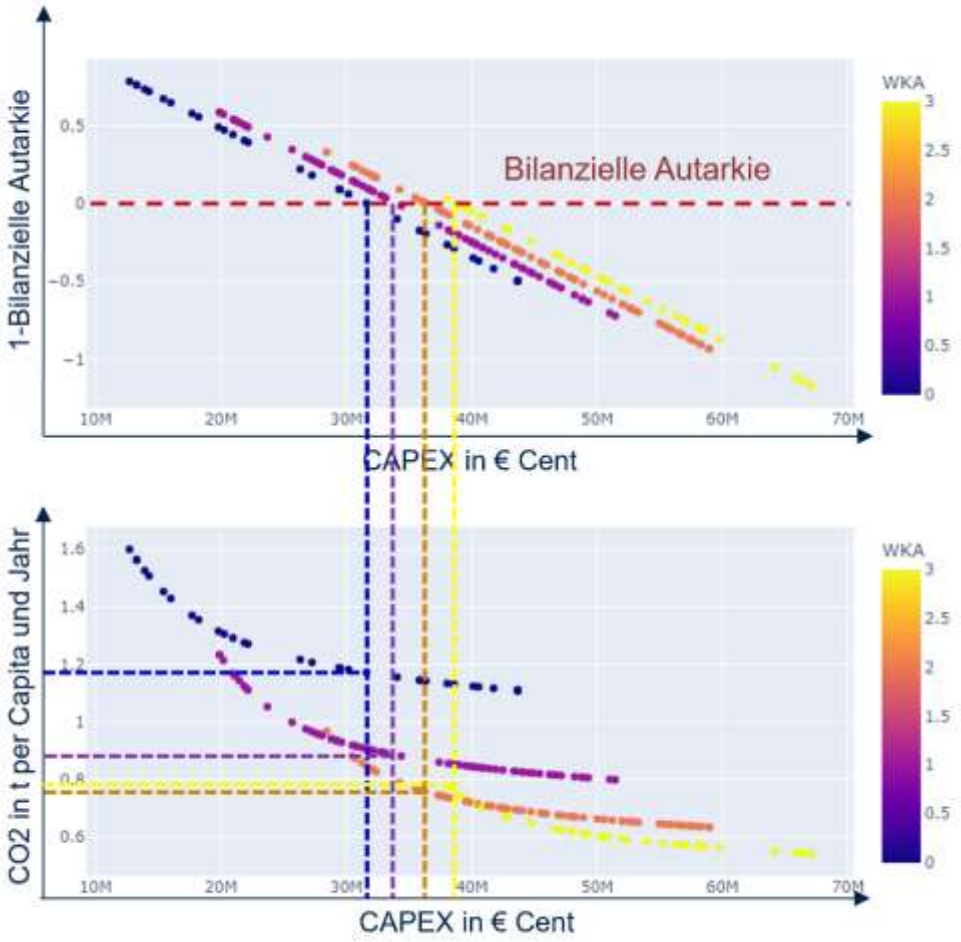

Abbildung 75: Trade-Off für jährlichen CO_2-Äquivalente Ausstoß pro Bürger vs. Investitionskosten im Szenario ***ohne Wärmenetz***

Soll das Ziel von **100%** bilanzieller Autarkie mit einer WKA erreicht werden, so müssen 18 MWp an PV-FFA durch Investitionen von etwa 14.1 Mio. € ausgebaut werden und etwa 8 Mio.

€ für die WKA investiert werden, also insgesamt etwa 22.1 Mio. € (PV-Dachanlagen rausgerechnet). Die Ausbauvariante mit zwei WKAs hingegen erfordert den Ausbau von etwa 11 MWP für etwa 8.5 Mio. € und etwa 16 Mio. € für die WKAs, also insgesamt etwa 24.5 Mio. €.

Die Ergebnisse für das Szenario mit kommunalem Fernwärmenetz sind in Abbildung 76 zu sehen. Als zentraler Unterschied ist der Stromverbrauch in der Heizperiode und somit auch über das gesamte Jahr geringer. Das gleiche gilt deshalb auch für die benötigte Anlagenleistung um **100%** bilanzielle Autarkie zu erreichen sowie den korrespondierenden CAPEX und CO_2-Äquivalente Emissionen. Weiterhin ist zu sehen, dass sich der Ausbau einer zweiten oder einer dritten WKA weniger lohnt als im Szenario ohne Wärmenetz. Zum einen wird bei einem geringeren Strombedarf der Mix aus PV-FFA und WKAs schneller durch die WKAs dominiert zum anderen übertrifft eine dritte WKA bereits ohne Zubau von PV-FFA den bilanziellen Strombedarf.

Um **100%** bilanzielle Autarkie in diesem Szenario mit einer WKA zu erreichen, müssen außerdem nur 13 MWp an PV-FFA durch Investitionen von etwa 10.2 Mio. € ausgebaut und etwa 8 Mio. € für die WKA investiert werden, also insgesamt etwa 18.2 Mio. € (PV-Dachanlagen rausgerechnet). Die Ausbauvariante mit zwei WKAs hingegen erfordert nur den Ausbau von etwa 6 MWP für etwa 4.6 Mio. € und etwa 16 Mio. € für die WKAs, also insgesamt etwa 20.6 Mio. €.

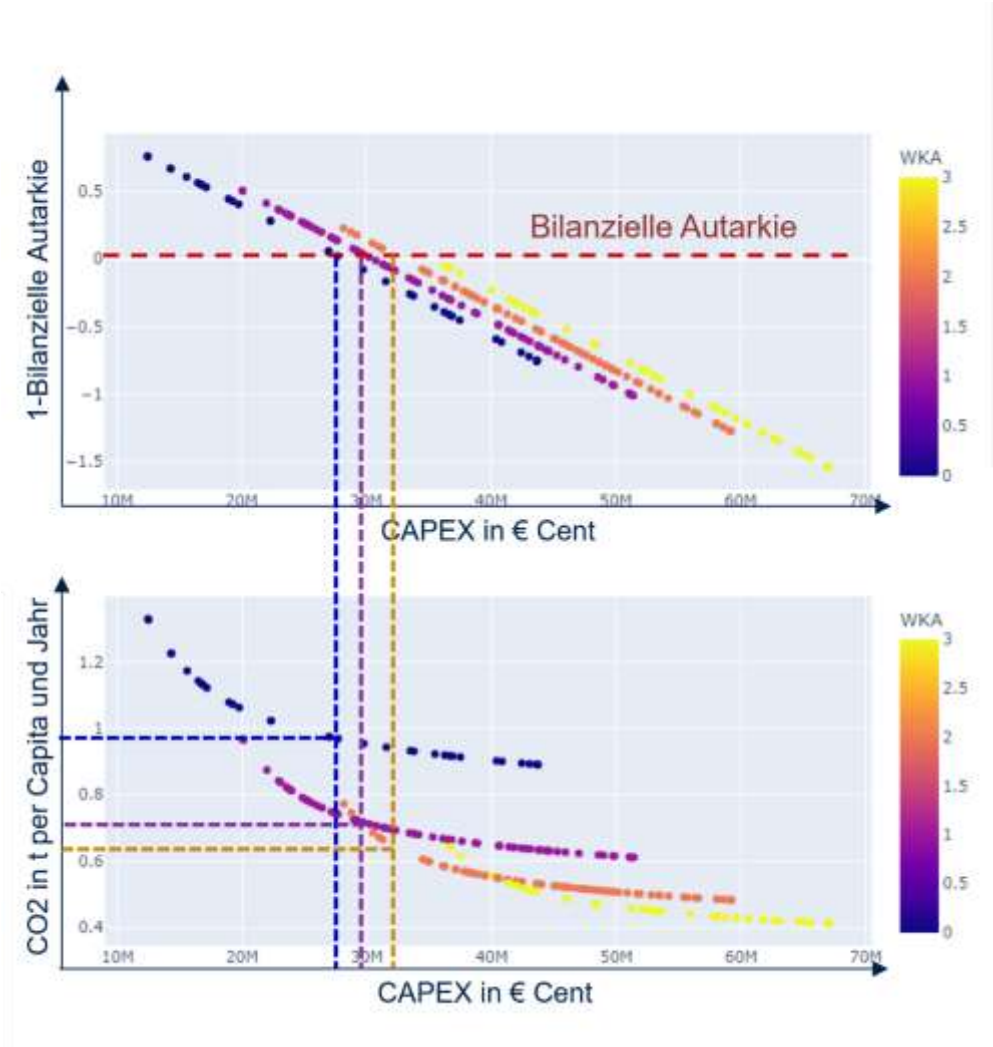

Abbildung 76: Trade-Off für jährlichen CO_2-Äquivalente Ausstoß pro Bürger vs. Investitionskosten im Szenario ***mit Wärmenetz***

Insgesamt machen die Ergebnisse deutlich, dass sich bei den gezeigten Trade-Offs kein optimaler Punkt ergibt, sondern selbst bei einer limitierten Betrachtung der Zielkriterien und den möglichen Auslegungen immer eine Interpretation der Ergebnisse erfolgen muss.

Bewertung und Interpretation

Ob im Kontext einer rein sozial-politisch getriebenen kommunalen Energiewende, oder im Kontext eines potenziellen kommunalen Energieversorgers, besteht jedenfalls eine Verantwortung gegenüber öffentlichen Interessen, also gegenüber der Dekarbonisierung, sowie einer begrenzten Belastung des externen (öffentlichen) Netzes. Neben einer zusätzlichen Herausforderung für die Umsetzung des Ausbaus, kann übermäßige Belastung zusätzlich auch eine Externalisierung von Kosten darstellen. Der zentrale Unterschied der beiden Zielsetzungen liegt in der Gewichtung der LCOE. Vor diesem Hintergrund sollen für beide Betrachtungsweisen Vorschläge zum Ausbau der Stromerzeugung konkretisiert werden

Für eine rein sozio-politischen Betrachtung spielen die LCOE zunächst kaum eine Rolle, da die Kommune nicht als Unternehmer auftritt und deshalb eine bilanzielle Autarkie von etwa **100%** und CO_2-Äquivalenten Emissionen im Vordergrund stehen. Aus diesem Blickwinkel scheidet die Ausbauvariante mit zwei WKAs etwas besser ab als die mit nur einer. Da in Höhenkirchen-Siegertsbrunn im Vergleich zu vielen anderen Gemeinden hoheerneuerbare Energiepotenziale vorhanden sind, kann darüber hinaus überlegt werden, eine bilanzielle Autarkie von **100%** noch zu übertreffen, um im Kontext eines Gesamtsystems Gemeinden mit geringen Potenzialen, oder große Städte zu kompensieren. Dies macht allerdings nur Sinn, wenn dies in einem Rahmen stattfindet, welcher die Akzeptanz der lokalen Bevölkerung gewährleistet.

Vor dem Hintergrund eines potenziellen kommunalen Versorgers ist zentral, zu welchen Kosten dieser seine Kunden versorgen kann. Jeglicher Strom, der nicht mit eigenen Anlagen produziert werden kann, muss an den Märkten erstanden werden, während Überproduktion verkauft werden muss. Eine bessere Eigenversorgung bedeutet stets geringere Kosten für den Einkauf von Strom, weshalb es auch hinsichtlich dieser Zielsetzung Sinn machen kann, eine bilanzielle Autarkie von **100%** zu übersteigen. Während bei gleicher bilanzieller Autarkie ein zweites Windrad die mittleren LCOE stark erhöhet und auch die CAPEX ansteigen, kann auch ein gewisser Effekt bei der Eigenversorgung, der Exportlast und den CO_2-Äquivalenten Emissionen erzielt werden. Ob sich dies jedoch hierbei lohnt, ist fraglich und muss auf Basis wirtschaftlicher Analysen, welche Strommarktpreise miteinbeziehen, beantwortet werden.

Außerdem können sich für kommunale Versorger Energiespeicher lohnen, da diese zwar generell die LCOE erhöhen, jedoch aber in Hinblick auf den kurzfristigen Stromhandel Kosten einsparen, bzw. hohe Verkaufspreise erzielen können. Dies trifft vor allem im Kontext einer rein erneuerbaren Stromerzeugung und der damit verbundenen Volatilität zu. Die Berechnung und Optimierung der wirtschaftlichen Erträge und somit der wirtschaftlichen Zielindikatoren des Systems ist mit dem hier verwendeten Ansatz nicht möglich. Um ein entsprechendes Szenario aufbauen zu können, müsste das Ziel deutlich mehr präzisiert werden. Alles entscheidend ist auch hierbei wieder der Schritt 3. In dieser Betrachtung ist weder klar, wer die Anlagen betreibt noch wie die Energie vermarktet werden soll, und somit fehlt der konkrete Business-Case. Dazu müsste zudem der Strompreis am öffentlichen Netz als Zeitreihe des Spotmarktpreises vorliegen. Dieser ist jährlich stark schwankend, vor allem durch Wind und Sonne beeinflusst und somit sehr schwierig umzusetzen. Das Ergebnis der Systembewertung und Optimierung eignet sich aber durchaus als erste Erkenntnis und Einschätzung für die Umsetzung eines kommunalen Energieversorgers, welcher lediglich Höhenkirchen-Siegertsbrunn versorgt, hinsichtlich der technischen-wirtschaftlichen Zielkriterien (CO_2, OA, OC, RS, LCOE).

Neben den genannten Unterschieden können einige Aussagen getroffen werden, welche für beide der verglichenen Zielsetzungen gelten. So deuten die Ergebnisse stark darauf hin, dass ein Mix beider Technologien vielerlei Vorteile bietet, und deshalb immer mindestens ein Windrad Teil der Lösung sein sollte. Dies ist auch hinsichtlich des momentanen ARGE-Projekts eine interessante Erkenntnis. Des Weiteren ist ersichtlich, dass **100%** bilanzielle Autarkie stets einen Bereich darstellt bis zu dem der Ausbau relative starke Effekte auf die CO_2-Äquivalente Emissionen aufweist. Das Erreichen dieses Meilensteins scheint also auch technisch sinnvoll. Zuletzt lohnt es sich anzumerken, dass der Ausbau von PV-FFA Anfangs einen besonders starken Effekt hat, generell jedoch der Ausbau beider Technologien so schnell wie möglich passieren sollte, um die jährlichen CO_2-Äquivalente Emissionen möglichst früh auf ein geringes Niveau zu senken.

Bei näherer Betrachtung des Trade-off zwischen CO_2-Äquivalente Ausstoß und Investitionskosten in Abbildung 76, kann die entstandene Pareto-Front über drei abschnittsweise definierte Geraden angenähert werden (siehe Abbildung 77). Die Steigung dieser entspricht den jeweiligen spezifischen Kosten für die CO_2-Äquivalente Ausstoßminderung im Szenario mit Fernwärmenetz.

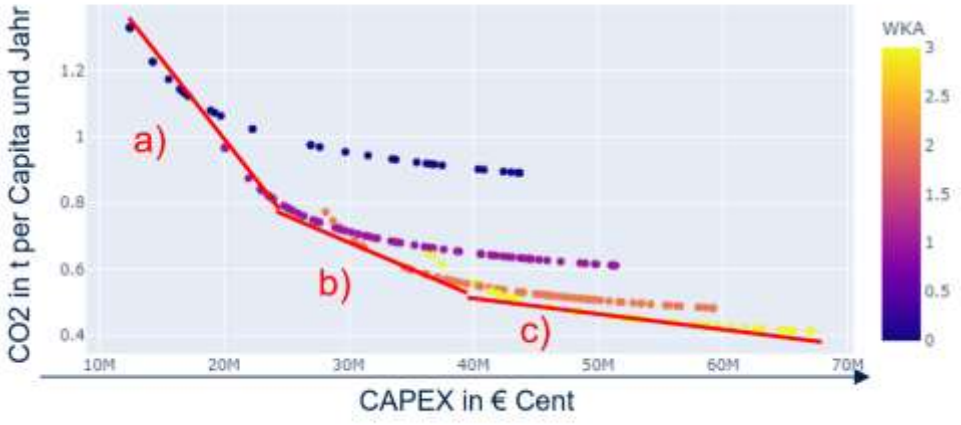

Abbildung 77: spezifische Kosten für jährliche Emissionsreduktion im Szenario mit Fernwärmenetz

Im Teilabschnitt a) ist die Gerade steil fallend. Die Steigung spiegelt die spezifischen Kosten für eine Tonne CO_2-Äquivalente Emissionsminderung je Einwohner und Jahr wider. Es ist zu betonen, dass diese Minderung noch höher ausfällt sofern der angenommene Ausbau von PV-Dachanlagen nicht erreicht wird. Im Abschnitt a) ergeben sich etwa $4{,}100\ \frac{€}{kg}$ per Capita. Im zweiten Teilabschnitt b) ergeben sich spezifische Kosten von etwa $11{,}400\ \frac{€}{kg}$ per Capita und im dritten Teilabschnitt c) etwa $38{,}900\ \frac{€ \cdot a}{kg}$). Dies verdeutlicht das Kräfteverhältnis zwischen den Zielkriterien CAPEX und CO_2-Äquivalente über den gesamten Bereich. Liegt der Fokus lediglich auf der CO_2-Äquivalente Einsparung so resultiert der Teilbereich c) als keine sehr sinnvolle Handlungsalternative. Auch diese Betrachtung zeigt, dass ein Ausbau von Windkraft erst ab einem gewissen Investitionsvolumen sinnvoll ist. Generell kann durch die Darstellung

in Abbildung 77 die CO_2-Äquivalente Emissionsminderung für den Gemeinderat quantifiziert und die konkrete Auswirkung einer Investition dargelegt werden.

3.5.3 Klimaschutz-orientierte Erzeugungsszenarien und BISKO Bilanz

In diesem Kapitel sollen die Ergebnisse aller drei Energiesektoren zusammengefasst werden, um zu zeigen, was im Kontext der getroffenen Annahmen bis 2045 möglich ist.

Zusätzlich zur isolierten Betrachtung des Wärme- und Stromsektors werden also die Ergebnisse für die zwei klimaschutz-orientierten Erzeugungsszenarien, welche in Kapitel 65 charakterisiert werden, zu einer endenergiebasierten Territorialbilanz (BISKO-Standard) zusammengetragen.

In Abbildung 78 links ist einfach zu erkennen, dass bei einer Sanierungsquote von **1.2%** stets eine weitgehende Umstellung auf erneuerbare Energien möglich ist, das Szenario mit kommunalem Fernwärmenetz jedoch hinsichtlich dieser Zielsetzung den Vorzug hat. Darüberhinaus ist erkennbar, dass sich die Szenarien hinsichtlich der genutzten Umgebungswärme stark unterscheiden. Dabei sei erneut betont, dass dieser Untschied umso stärker wird je geringer die Sanierungsrate ausfällt, da es bei sinkender Sanierungsrate zunehmend schwieriger wird sinnvoll Wärmepumpen zu verbauen. Im Szenario ohne Fernwärmenetz lässt sich die Nutzung von Umgebungswärme auf die verbauten Wärmepumpen zurückführen, deren Strombedarf blau dargestellt ist. Mit einem Biomasse-gespeisten Fernwärmenetz ist die Nutzung von Wärmepumpen eingeschränkt weshalb die Nutzung von Umweltwärme geringer ausfällt. Bei Tiefengeothermie-Speisung hingegen ist der Anteil genutzter Umweltwärme exorbitatant, wobei hier zusätzlich der zur Förderung benötigte Strommenge hellblau visualisiert ist. Dass diese im Vergleich mit dezentralen Wärmepumpen sehr gering ausfällt liegt an den höheren Temperaturen der genutzen Umweltwärme. Hier wurde ein Jahresarbeitszahl von 15 für die Tiefengeothermie angenommen, wohingegegen die der dezentralen Wärmepumpen mit bis zu 4.4 angenommen wurde.

Rechts in der Abbildung ist zu erkennen, dass Höhenkirchen-Siegertsbrunn seinen bilanziellen Strombedarf 2045 mit den vorhandenen Flächen in beiden Szenarien mehrfach selbst decken

kann. Es wird allerdings deutlich, dass in Zukunft Windkraft alleine nicht mehr ausreichen wird und der isolierte Ausbau von PV-Dachanlagen dieses Ziel weit unteschreiten wird.

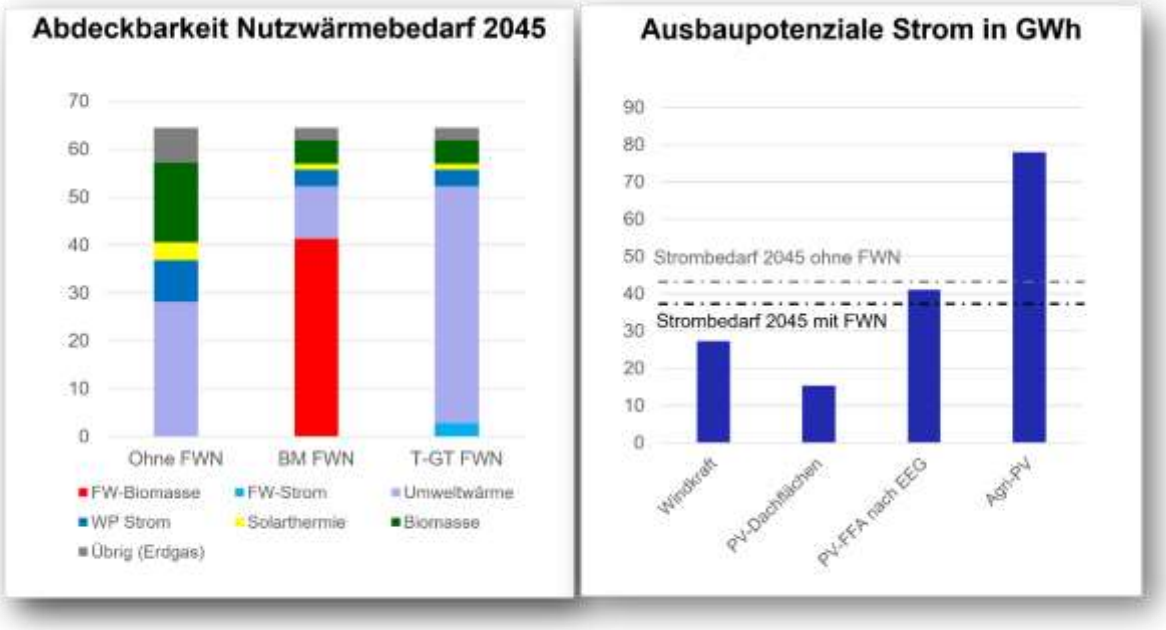

Abbildung 78: Bilanzielle Abdeckbarkeit der Energienachfrage in den Sektoren Strom und Wärme in den Szenarien mit- und ohne Wärmenetz

Bei der Ermittlung des Endenergiebedarfs und der damit verbundenen CO_2-Äquivalenten Emissionen muss zwischen den verschiedenen Wärmeszenarien unterschieden werden. Dabei muss das Szenario mit Fernwärme zusätzlich in Ausbauvarianten mit Speisung durch ein Biomasse-Heizwerk oder durch Tiefengeothermie aufgeteilt werden, da diese sich hinsichtlich des Wirkungsgrades und der Emissionsfaktoren unterscheiden. Dadurch kommt es auch zu den in Abbildung 79 erkenntlichen Abweichungen.

Im Stromsektor wird nach BISKO-Standard nur der Strombedarf berücksichtigt, der durch den Verteilnetzbetreiber erfasst werden kann, weshalb PV-Eigenstrombedarf hier abgezogen werden muss. Bei einer Annahme von **45%** Eigenverbrauch führen der angenommene Ausbau von PV-Dachanlagen bis 2045 zu einer Eigenstromnutzung von jährlich etwa 3.47 GWh,

welche von dem ermittelten Endenergiebedarf aus dem Stromsektor von jährlich 23.3 GWh abgezogen werden müssen, womit etwa 19.83 GWh übrigbleiben. Der Endenergiebedarf des Verkehrssektors wird aus Abbildung 27 übernommen. Bei der Betrachtung der Abbildung 79 wird ebenfalls klar, dass die Elektrifizierung des Verkehrssektors einen äußerst positiven Einfluss auf dessen Endenergiebedarf hat.

Hinsichtlich der Emissionen schneidet die Ausbauvariante Tiefengeothermie im Szenario mit Fernwärmenetz am besten ab. Jedoch ist ersichtlich, dass Emissionen von unter 9 Tonnen pro Jahr und somit eine Senkung von über **80%** erreicht werden kann.

Die verwendeten Endenergie-Emissionsfaktoren werden aus Tabelle 24 entnommen. Während Wärmepumpen mit einem eigenen Faktor belegt werden, wird die Stromnachfrage aus dem Verkehrssektor mit dem Bundesstrommix bilanziert. Für den Emissionsfaktor von Wasserstoff wird angenommen, dass **50%** Energieverluste vorliegen, um Strom in tankbaren Wasserstoff umzuwandeln. Es ist zu betonen, dass durch Anpassung dieser Emissionsfaktoren tiefgreifende Effekte auf die Ergebnisse auftreten. Gerade der Emissionsfaktor des Bundesstrommix spielt eine bedeutende Rolle, denn je geringer dieser ist, desto geringer fallen tendenziell auch die Emissionsfaktoren der anderen Technologien aus. Dies gilt vor allem für die sektorgekoppelten Technologien, wie Elektromobilität, dezentrale Wärmepumpen und Tiefengeothermie sowie der Elektrolyse von Wasserstoff. Jedoch werden mit zunehmender Elektrifizierung und Dekarbonisierung des Strommixes auch die Herstellung von Solarthermie, und der Transport von Biomasse und somit auch deren Vorketten weniger emissionsintensiv.

Wird der hier angelegte Faktor von 0.1 t/MWh unterschritten, so werden sich die sektorgekoppelten Technologien im Vergleich deutlich mehr lohnen. Wird er dahingegen übertroffen, werden sie sich im Vergleich weniger lohnen.

Insgesamt kann es zudem sein, dass bei dem angelegten Ausbau der beiden Szenarien die CO_2-Äquivalenten Emissionen in Abhängigkeit des tatsächlichen Strommix Emissionsfaktors 2045 höher oder geringer ausfallen.

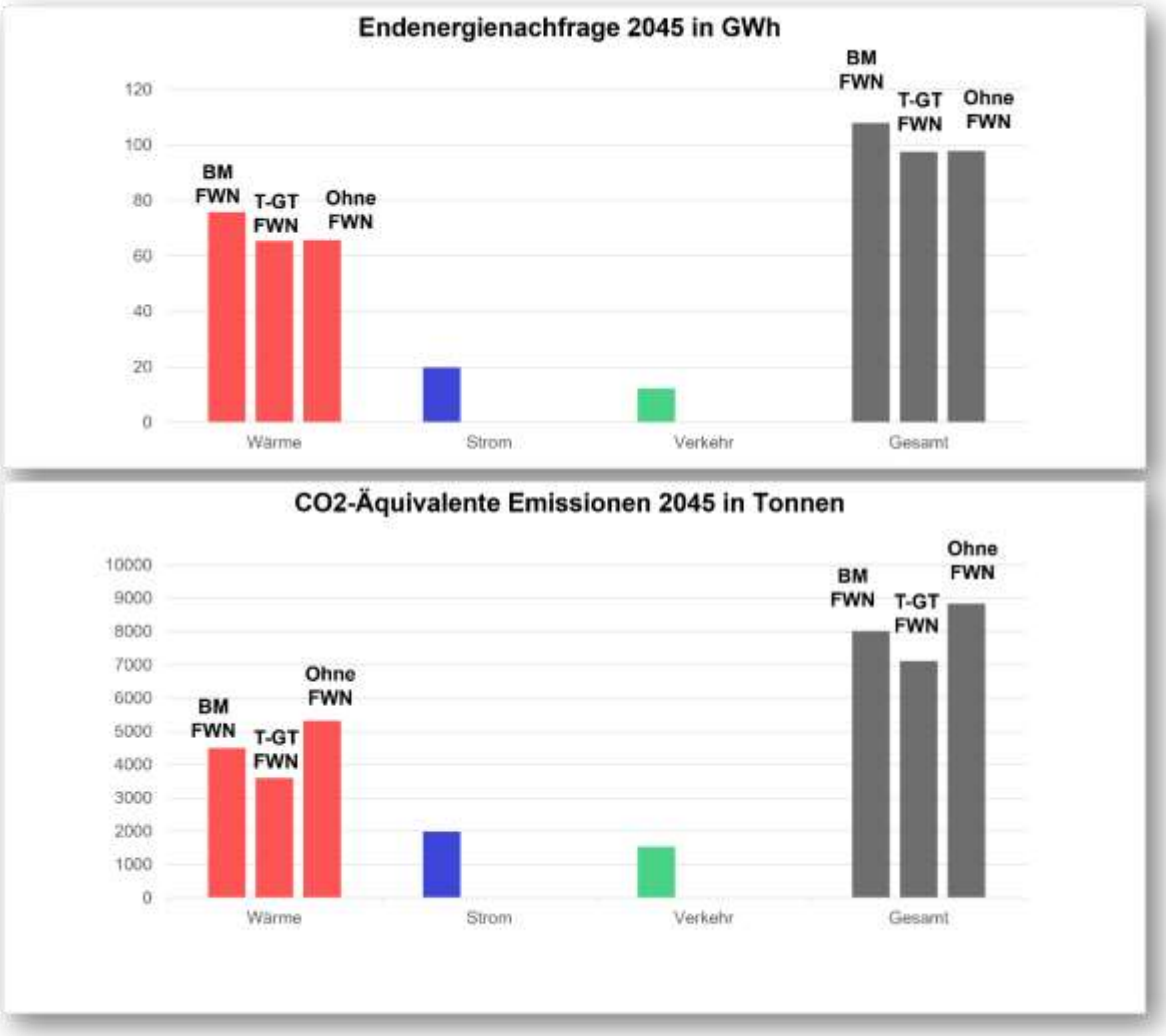

Abbildung 79: Endenergienachfrage der Energiesektoren und resultierende CO_2 Emissionen nach BISKO-Standard.

4 Diskussion und zukünftige Themen

Abschließend soll der Erweiterungsprozess und die damit verbundenen Vorteile als auch Herausforderungen diskutiert und demzufolge zukünftige Themen dargestellt werden.

4.1 Diskussion und Interpretation

Als Grundlage des Erweiterungsprozesses dient der ENP-Prozess welcher bereits im Leitfaden Energienutzungsplanung [2] beschrieben ist. Dieser erarbeitet auf Grundlage einer Bestands- und Potenzialanalyse sowie einer Konzeptentwicklung einen umfassenden Maßnahmenkatalog, welcher anschließend durch eine Kommune umgesetzt werden kann. Schwierigkeit dabei ist die fehlende Grundlage auf Basis von fundierten Bewertungen der Einzelmaßnahmen, wie auch der Kombination von Maßnahmen. Oftmals werden daher die ausgearbeiteten Maßnahmen um die Großanlagen nicht umgesetzt, da die fehlende Systembewertung den kommunalen Entscheidern keine fundierte Entscheidungsgrundlage liefert. Diese Grundlage ist unabdingbar, da solche Maßnahmen weitreichende Folgen sowohl für das Landschaftsbild als auch für die Bürger haben. Hierfür wurde der Erweiterungsprozess ENP konzipiert und gestaltet.

Die Erweiterung des ENP-Prozesses eignet sich gut, um die Maßnahmen der Großanlagen und deren Kombinationsmöglichkeiten tiefgehender zu betrachten und zu bewerten. Dies wird am Anwendungsbeispiel Höhenkirchen-Siegertsbrunn deutlich. Dabei ist beim derzeitigen Prozess als Grundlage ein bestehender Energienutzungsplan sehr hilfreich, wenn nicht sogar notwendig. Alle Planungsgrundlagen sind somit bereits verfügbar und demzufolge erleichtert sich die Umsetzung des Erweiterungsprozesses wesentlich.

Die Ergebnisse aus der Anwendung in Höhenkirchen-Siegertsbrunn geben Informationen preis, welche ohne einer Systembewertung mit Optimierung nicht greifbar gewesen wären. Hier sei vor allem die *Quantifizierung* der Zielindikatoren für verschiedene Ausbauvarianten genannt. Dies bietet vor allem für die Entscheider einen wesentlichen Vorteil, da für jede Ausbaugröße die konkreten Zielkriterien berechnet wurden und somit die Auswirkungen auf die Zielerreichung für jeden verfügbar sind. Diese Entscheider sind nun in der Lage eine fundierte Entscheidung unter Betrachtung aller nötigen Rahmenbedingungen zu treffen, was allein mit

dem Energienutzungsplan nicht möglich gewesen wäre. Der Erweiterungsprozess erfüllt somit seinen angedachten Zweck.

Jedoch weist der Erweiterungsprozess noch Verbesserungspotenzial an bestimmten Stellen auf, welche zum Abschluss des Projektes deutlich geworden sind. Als Schwierigkeit bei der Umsetzung stellte sich die klare Abgrenzung von Großanlagen zu anderen Maßnahmen heraus. Im Projekt wurden beispielsweise auch Dachanlagen und dezentrale Wärmepumpen betrachtet, welche per se keine Großanlagen sind. Trotzdem macht die Betrachtung dieser durchaus Sinn, um die Handlungsalternativen für jeden Einzelnen als Konkurrenz zu den Großanlagen darstellen zu können und zu bewerten. Außerdem kann nur so der tatsächlich durch Großanlagen zu deckende Energiebedarf sinnvoll abgeschätzt werden. Diese Abgrenzung zwischen den zu betrachtenden und nicht zu betrachtenden Maßnahmen sollte in Schritt 3, der Definition der Ziele und Rahmenbedingungen, erfolgen. Dabei sollten ebenfalls die Ziele, wie auch die Rahmenbedingungen, unumstößlich festgelegt, dokumentiert und veröffentlicht werden. Im Referenzprojekt Höhenkirchen-Siegertsbrunn wurde dieser Schritt aufgrund mangelnder Erfahrung weniger detailliert ausgeführt. Dies führte gegen Ende des Projekts zu Grundsatzdiskussionen, bei denen sich der Projektbeirat weder in den Rahmenbedingungen und somit der Rolle der Kommune als auch der Ziele einig war. Von konservativen Vorgehensweisen, nur das Wärmenetz zu betrachten, bis hin zu dem maximalen Ausbau aller Technologien ohne Rücksicht auf die definierten Zielkriterien war jede Meinung vertreten. Dies führte im Schritt 5, der Systembewertung und Optimierung, zu hohem Aufwand einen Konsens über die verwendeten Szenarien und über die damit verbundenen Ergebnisse zu schaffen. Schlussendlich ist dies sehr herausfordernd für alle beteiligten Projektteilnehmer.

Die Systembewertung und Optimierung ist der Kern des Prozesses, der Schlüssel zur fundierten Entscheidungsfindung und somit das Alleinstellungsmerkmal. Anders als beim klassischen ENP Prozess werden dabei multi-Technologie Varianten analysiert. Diese Optimierung bildet das vorhandene Energiesystem ab und erzeugt basierend auf den Umgebungsbedingungen und Annahmen pareto-optimale Lösungen für den Ausbau erneuerbarer Energien. Nichtsdestotrotz muss dieser Schritt richtig eingesetzt werden. Eine vollständige, umfassende Modellierung des

Energiesystems ist nicht zielführend, da die Komplexität und der damit verbundene Aufwand nicht in Relation zum Nutzen stehen. Vielmehr führen aber die Bewertung und Optimierung einzelner, abgegrenzter Szenarien und damit verbunden die Einschränkung auf eine Auswahl der Zielindikatoren zum Erfolg. Beispielsweise das Szenario Photovoltaik-Freifläche in Kombination mit Windkraft. Dieser Ausbau betrifft alle Bewohner von Höhenkirchen-Siegertsbrunn mehr oder weniger. Ist dieses Szenario durch die Optimierung gut auf die Kommune abgestimmt kann es besser argumentiert werden und wird durch Betrachtung der Rahmenbedingungen und somit keiner Überdimensionierung auch besser akzeptiert und unterstützt werden.

Bei den beiden verwendeten Szenarien konnte jeweils nur eine Auswahl der definierten Zielvariablen zur Optimierung genutzt werden. Dies liegt zum einen daran, dass PSS®DE diese nicht standardmäßig berechnet, wie z.B. den Flächenverbrauch. Zum anderen basiert beispielsweise der Zielindikator „Eingriffsbewertung – EI“ auf einer individuellen und subjektiven Bewertung. Diese Bewertung müsste bei einer laufenden Optimierung bei jedem Iterationsschritt stattfinden, was sowohl im zeitlichen Umfang als auch im personellen Aufwand nicht machbar ist. Ein weiterer Punkt ist die Redundanz zwischen verschiedenen Zielkennzahlen. Beispielsweise korrelieren der „erneuerbare Energieanteil“ und der „CO_2-Äquivalente Emission pro Kopf“ weitestgehend. Dies führt zu Schwierigkeiten bei der Optimierung. Daher sollte im Schritt 3, bei der Auswahl der Zielkriterien nur ein absolutes, notwendiges Minimum an unabhängigen Indikatoren zur Bewertung der Zielerreichung definiert werden. Dies macht sowohl den Optimierungsprozess als auch die Ergebnisse und die damit verbundene Bewertung einfacher.

4.2 Ausblick

Grundsätzlich ist der nächste große Schritt die Diskussion und Anpassung des Erweiterungsprozesses mit anderen Experten, sowie dessen Standardisierung und Dokumentation. In diesem Rahmen könnte sich eine Klassifizierung von Kommunen und eine jeweilige Spezialisierung des Prozesses auf die jeweiligen Klassen sich als nützlich erweisen.

Dadurch kann der Prozess auch von anderen genutzt werden, was die Energiewende auf kommunaler Ebene vor allem in Bezug auf Großanlagen entscheidend vorantreiben kann. Dabei sollte das Leistungsspektrum des Erweiterungsprozesses noch detailliert abgegrenzt und auf den Leitfaden Energienutzungsplan abgestimmt werden. Zudem ist eine definierte Schnittstellenbeschreibung zwischen den beiden Prozessen unabdingbar und sollte im weiteren Verlauf des Projektes, wie auch ein Leitfaden zum Erweiterungsprozess, erarbeitet werden.

In diesem Zuge sollte auch das genutzte Software-Tool neu betrachtet werden. Aktuell wird PSS®DE von Siemens genutzt. Dieses Tool ist grundsätzlich gut für den Schritt 5 geeignet, deckte aber bereits im ersten Projekt nicht alle Zielkriterien ab. Zudem ist die Zugänglichkeit für dritte nicht gegeben. Deshalb sollte an einer Open-Source-Lösung gearbeitet werden. Anbieten würde sich zur Verwendung als Simulationsdomäne Modelica, da hier bereits eine Vielzahl an energietechnischen Modellen bestehen. Ebenfalls würde sich Python eignen. In Python sind durch verschiedene Bibliotheken sowohl Lösungen zur technischen und wirtschaftlichen Modellierung und Simulation von energietechnischen Anlagen als auch Optimierungsalgorithmen zur Hyper Space Exploration verfügbar.

Die Premiumlösung wäre, wenn schlussendlich nicht nur der Schritt 5 durch dieses Software-Tool abgebildet wird, sondern vielmehr der gesamte Prozess. Der Planer trägt alle Grundlagen und Rahmenbedingungen zusammen und wählt aus einer Auswahl die Zielkriterien aus. Die Prognose des Lastgangs wird ebenfalls in dem Tool erstellt. Danach erfolgt die Einzelbewertung der Ausbauoptionen innerhalb der Software und somit sind bereits alle potenziellen Anlagen und Lastgänge vorhanden und müssen nicht separat modelliert werden. Dies spart fehleranfällige Schnittstellen zwischen den Prozessschritten. Im letzten Schritt werden die einzelnen, bereits modellierten Anlagen miteinander, je nach Szenario, kombiniert und der Optimierungsprozess gestartet. Abschließend können die Ergebnisse dann über das ebenfalls integrierte Visualisierungstool dargestellt werden. Dabei werden die Ergebnisse anhand der in Schritt 3 festgelegten Zielkriterien mit der zugehörigen Rahmensetzung eingegrenzt und somit die Anzahl reduziert. Eine solche Integration der Vielzahl der verwendeten Hilfsmittel würde für den Prozess eine signifikante Erleichterung und auch deutlich einfachere, intuitive Benutzbarkeit bedeuten.

Ein entscheidender Punkt für die Umsetzung von Projekten in kommunalen Strukturen ist die Kommunikation zu den Bürgern als auch die Einbindung dieser. Bei Maßnahmen, welche die Umsetzung von Großanlagen beinhalten, ist es nicht ausreichend lediglich den Gemeinderat als Entscheidungsgremium und Vertretung der Bevölkerung mit einzubeziehen. Dieser Ansatz wird bereits im kürzlich gestarteten Projekt „KEuKo – Kommunale Energiewende unterstützende Umweltkommunikation“ von Prof. Dr. Herbert Palm und Prof. Dr. Nicole Brandstetter auch im Rahmen des Projektes in Höhenkirchen-Siegertsbrunn betrachtet. In dem Erweiterungsprozess ENP sollte in dem Zusammenhang der Schritt 3 „Definition der Ziele und Rahmenbedingungen“ neu betrachtet werden.

Beispielprojekt Höhenkirchen-Siegertsbrunn

Für das laufende Projekt in Höhenkirchen-Siegertsbrunn wurde bisher die Kombination von „PV-Freiflächenanlagen in Kombination mit Windkraft“ betrachtet. Eine mögliche Überlegung wäre in zukünftigen Projekten noch Energiespeicher in den Design-Space aufzunehmen. Außerdem wurde bisher nur für zwei Wärmeszenarien die Stromerzeugung ausgelegt, anstatt die Wärmepumpen in der zeitlich aufgelösten Simulationsumgebung aufzunehmen. Dies könnte nachgeholt werden, sofern dafür ein praktischer Vorteil identifiziert werden kann.

Bereits in der Diskussion steht die nachhaltige Energieversorgung einer Tiefen-Geothermie-Anlage mithilfe von Wind- und Sonnenkraft. Dies ist ein ausgezeichnetes Beispiel zur Anwendung des Optimierungsprozesses. Darüber hinaus sollte als Konkurrenz zu der Tiefengeothermie die Versorgung des Wärmenetzes durch verschiedene sektorgekoppelte Lösungen betrachtet werden. Ein Beispiel dafür ist der Einsatz von Hochtemperaturwärmepumpen mit thermischem Speicher, welche durch PV-Freiflächenanlagen und Windkraft gespeist werden.

Mit diesem Abschlussbericht liegt eine fundierte Grundlage vor, um umfassende kommunale Energievisionen zu formulieren und zu detaillieren. Die Ergebnisse können im Weiteren verwendet werden, um ein integriertes Klimaschutzkonzept zu erstellen, welches den Fokus auf

einen multi-kriteriell optimierten Ausbau des Gesamtsystems legt und somit die effektivsten Maßnahmen in aufeinander abgestimmter und priorisierter Weise konkretisiert.

Anwendung auf Industrie und Gewerbe

Der Prozess ENP, wie auch der in dieser Arbeit beschriebene Erweiterungsprozess, stellen den vermutlich maximal komplexen Fall durch die Betrachtung einer Kommune dar. Sowohl die Herausforderung durch die vielen Entscheider als auch das meist nur bedingt vorhandene technisch-wirtschaftliche Hintergrundwissen machen derartige Projekte besonders herausfordernd. Gleichzeitig ist für die Kommune die Rolle häufig unklar oder sehr umstritten, wie z.B. die direkte Beteiligung oder nur eine Förderung. Daten hinsichtlich des Verbrauchs von Wärme, Strom und Gas sind oft nur bedingt verfügbar. Der schlussendlich kalkulierte Eigenverbrauch in einer Kommune ist nur fiktiv und bringt keinen wirtschaftlichen Nutzen.

Viel einfacher ist die Anwendung auf kleine, mittlere und industrielle Betriebe, Chemiekonzerne und sonstige Firmen mit wesentlichem Energieverbrauch, die sogenannten Campus-Energiesysteme. Durch die enorm gesteigerten Energiepreise in den letzten Monaten und Jahren suchen viele Firmen nach Lösungen zur Versorgung mit eigenerzeugter Energie. Dabei ist der Vorteil, dass in den Firmen die Datenbasis meist durch Anforderungen aus verschiedenen Managementnormen sehr gut ist, die entscheidenden Personen meist ein fundiertes Grundwissen hinsichtlich technisch-wirtschaftlicher Umsetzung von Energieprojekten aufweisen und damit ein klarer Fokus auf die Zielsetzung gegeben ist. Gleichzeitig besteht speziell in Industrie, Gewerbe, Handel und Dienstleistung ein wesentlicher Hebel. Diese sind für **44 %** des Energieverbrauchs in Deutschland verantwortlich (vgl. [58]).

Eine vollumfängliche Systembewertung hinsichtlich der Versorgung mit Energie in allen Sektoren wird nur von den wenigsten Betrieben untersucht. Vielmehr stürzt man sich auf Einzelmaßnahmen in einem abgegrenzten Bereich ohne Systembewertung und Optimierung. Hier besteht ein weitreichendes Handlungsfeld zur Verwendung dieser Werkzeugkette. Sowohl der wirtschaftliche als auch technische Nutzen für die Firmen durch eine optimierte nachhaltige

Energieversorgung als auch die damit verbundenen Auswirkungen zur Erreichung der Klimaziele sind enorm.

5 Zusammenfassung

Die Grundlage für eine erfolgreiche Umsetzung des Erweiterungsprozess ENP ist durch einen abgeschlossenen Energienutzungsplan gegeben. Durch die bereits bestehende Datengrundlage erleichtert sich der erste Schritt der retrospektiven Verbrauchsanalyse wesentlich. In diesem Schritt wird der unmittelbare Einflussbereich der Kommune und die damit verbundenen regionalen Bedarfe betrachtet. Dabei ist als erstes eine vollständige und disjunkte Endenergieklassifikation in die Sektoren Elektrizität, Verkehr und Wärme notwendig. Zudem werden die Bedarfe in den Sektoren Elektrizität und Wärme den jeweilig vorhandenen Wirtschaftssektoren (wie z.B. Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistung…) zugewiesen. Dies ist für den nächsten Schritt, die Verbrauchsprognose, notwendig.

Der zweite Schritt erstellt anhand der retrospektiven Verbrauchsanalyse Bedarfsszenarien für die einzelnen Sektoren sowie ein sektorgekoppeltes Stromlastprofil für ein Szenario mit und ein Szenario ohne Fernwärmenetz für das Zieljahr – im Beispiel Höhenkirchen-Siegertsbrunn 2045. Dazu werden je Energiesektor verschiedene Modellannahmen, wie z.B. zukünftige Einwohnerzahl und erwartete Gebäudesanierungsrate verwendet, welche eine summarische Prognose für das Zieljahr erzeugen. Anhand der Aufteilung in die jeweiligen Wirtschafts- und Verbrauchssektoren erfolgt die zeitliche Aufgliederung in Lastprofile, welche für den fünften Prozessschritt dringend erforderlich sind.

Die Definition der Ziele und Rahmenbedingungen wird im dritten Schritt beschrieben. Dabei werden für eine Gemeinde individuelle Rahmenbedingugen für die Umsetzung von potenziellen Energiesystemen definiert. Darauf aufbauend werden quantifizierbare Zielkriterien gemeinsam mit den kommunalen Entscheidern erarbeitet. Dieser Schritt ist vor allem für die spätere Systembewertung und Optimierung von wesentlicher Bedeutung. Ohne klar definierte Rahmenbedingungen erschwert sich die Auswahl der zu optimierenden Szenarien signifikant. In der Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn wurden die Themenfelder „Beitrag zum Klimaschutz“, „Wirtschaftlichkeit“, „Auswirkung auf Versorgungsnetz“ und

„Eingriff in Natur und Landschaftsbild“ mit insgesamt elf individuellen Zielindikatoren bewertet.

Der vierte Prozessschritt umfasst die Einzelbewertung der Ausbauoptionen und damit die technologiespezifische Analyse. Beginnend mit der Analyse der Möglichkeiten und in diesem Zuge den möglichen Ausbaupotenzialen in der zu betrachtenden Kommune wird auch hier der bestehende Energienutzungsplan verwendet. Nach Ermittlung der Ausbaupotenziale erfolgt die technisch-wirtschaftliche Bewertung für mögliche Dimensionierungen und anlagenübliche Vermarktungsmodelle. Der Vergleich zwischen den Möglichkeiten erfolgt anhand der in Schritt 3 definierten Zielkriterien. Für die Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn wurden PV-Dachanlagen, PV-Freiflächenanlagen als Standardvariante und als Agri-PV, Windkraft dezentrale Wärmepumpen, ein kommunales Fernwärmenetz, dezentrale Biomasse, Solarthermie und Erdgas betrachtet und verglichen. Darüberhinaus wurden die Gebäude basierten Potenziale zum Einbau von Wärmetechnologien ermittelt. Das Ergebnis dieses Schritts ist die Definition des im letzten Schritt verwendeten Design Space.

Im letzten Schritt, der Systembewertung und Optimierung, werden zu Beginn, je nach Rahmenbedingungen und Zielsetzung, die zu betrachtenden Szenarien ermittelt und dafür ein technisch-wirtschaftliches Modell erstellt. Dabei erfolgt die Modellierung im Wärmesektor bilanziell, im Stromsektor zwar zeitlich aufgelöst, jedoch als Ein-Knoten-Modell vereinfacht. Dieses Modell bildet dann die Eingangsparameter, wie Generatorleistung und Speicherkapazität auf die in Schritt 3 definierten Zielkriterien ab. Die Simulation erfolgt aufgrund einer genaueren Bewertung von fluktuierenden Erzeugern und wechselnden Lasten auf Basis von jährlichen Zeitreihen. Dazu werden die in Schritt 2 erzeugten Lastprofile verwendet. Die Erzeugerprofile resultieren aus den tatsächlich in der Kommune vorhandenen Umweltbedingungen, wie Temperatur, Windgeschwindigkeit und Sonneneinstrahlung. Zur anschließenden Optimierung müssen die Zielkriterien so formuliert werden, dass ein Minimum das Optimum ist. Die Optimierung nach dem methodischen Ansatz der Hyper Space Exploration verändert dann die Eingangsparameter so, dass eine Menge an pareto-optimalen Lösungen entsteht. Alle anderen Lösungen, welche nicht Teil dieser Menge sind werden im Folgenden nicht mehr betrachtet. Aus diesen pareto-optimalen Lösungen werden anschließend

Handlungsempfehlungen für die Entscheider in Höhenkirchen-Siegertsbrunn abgeleitet. Der Fokus beim Ausbau von Großanlagen sollte dabei in erster Linie auf PV-Freiflächenanlagen liegen und erst im zweiten Schritt auf der Windkraft.

Abschließend werden die Werkzeugkette und Methodik, die Ergebnisse und die daraus resultierenden Handlungsempfehlungen diskutiert und auf zukünftige Themen verwiesen. Dabei wurde die enorme Wichtigkeit des Schritts um die Definition der Ziele und Rahmenbedingungen deutlich. Bei ungenauer oder unklarer Formulierung entstehen vor allem im letzten Schritt Probleme, da unter den kommunalen Entscheidern weder ein Konses über verwendete Szenarien noch über die damit verbundenen Ergebnisse bestand. Dies sollte bei zukünftigen Projekten beachtet werden. Als zukünftige Themen ergeben sich ebenfalls die Weiterentwicklung der Softwareumgebung hin zu einem möglichst allgemein verfügbaren und alle Schritte umspannenden Hilfsmittel. Im Speziellen für das Projekt Höhenkirchen-Siegertsbrunn wurden bisher nur dem Elektrizitätssektor zugeordnete Anlagenkombinationen optimiert. Hier ist es sinnvoll, weitere sektorgekoppelte Lösungen in einer Systembewertung und Optimierung zu betrachten. Die nachhaltige Versorgung einer Geothermie-Anlage steht bereits im Raum. Darüber hinaus ist die Speisung des Wärmenetzes durch eine mit lokalerzeugter Energie gespeisten Wärmepumpe ebenfalls ein sehr interessantes Thema.

6 Literaturverzeichnis

Literatur

[1] United Nations Framework Convention on Climate Change, Hg., „Paris agreement“, 2015.

[2] G. Hausladen und T. Hamacher, „Leitfaden Energienutzungsplan“, Technische Universität München, München, 21. Feb. 2011.

[3] S. Engler, J. Janik und M. Wolf, *Energiewende und Megatrends: Wechselwirkungen von globaler Gesellschaftsentwicklung und Nachhaltigkeit*. Bielefeld, Germany: transcript Verlag, 2020.

[4] J. Bogumil und L. Holtkamp, *Kommunalpolitik und Kommunalverwaltung: Eine policyorientierte Einführung*. Wiesbaden: VS Verlag für Sozialwissenschaften / GWV Fachverlage GmbH, Wiesbaden, 2006.

[5] F. Kraas, C. Leggewie und P. Lemke, *Der Umzug der Menschheit: Die transformative Kraft der Städte ; [Hauptgutachten 2016]*. Berlin: Wiss. Beirat der Bundesregierung Globale Umweltveränderungen (WBGU), 2016.

[6] F. Baur *et al.*, „Kommunen als Impulsgeber, Gestalter und Moderator der Energiewende: Elemente energienachhaltiger Governance“, IZES gGmbh; Agentur für Erneuerbare Energien e.V., Saarbrücken, Berlin, 5. Juli 2017. [Online]. Verfügbar unter: https://www.izes.de/sites/default/files/publikationen/ST_13_082_Endbericht.pdf. Zugriff am: 25. März 2022.

[7] K. Heinbach *et al.*, „Klimaschutz in finanzschwachen Kommunen: Potenziale für Haushaltsentlastungen, lokale Wertschöpfungseffekte sowie alternative Finanzierungsansätze kommunaler Klimaschutzmaßnahmen“, Berlin, Juni 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2020/IOEW_SR_219_Klimaschutz_in_finanzschwachen_Kommunen.pdf. Zugriff am: 26. März 2022.

[8] Wikipedia, *Energieverbrauch: Schematische Darstellung des Zusammenhangs von Primär-, End- und Nutzenergie sowie der zugehörigen Umwandlungsverluste.* [Online].

Verfügbar unter: https://www.wikiwand.com/de/Energieverbrauch (Zugriff am: 25. Juli 2022).

[9] H. Hertele, F. Dünnebeil, B. Gugel, E. Rechsteiner und C. Reinhard, „Bilanzierungs-Systematik Kommunal: Empfehlungen zur Methodik der kommunalen Treibhausgasbilanzierung für den Energie- und Verkehrssektor in Deutschland“, ifeu, Nov. 2019.

[10] B. Gugel, H. Hertle, F. Dünnebeil und V. Herhoffer, „Weiterentwicklung des kommunalen Bilanzierungsstandards für THG-Emissionen“, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Dessau-Roßlau, Juni 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/479/publikationen/cc_19-2020_endbericht_sv-gutachten_bisko.pdf. Zugriff am: 19. März 2022.

[11] Prognos; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie GmbH, „Klimaneutrales Deutschland: Zusammenfassung im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität“, 2020.

[12] Bayerischer Gemeindetag, Hg., „Handbuch für Energienutzungspläne: Ergänzung zum Leitfaden Energienutzungsplan“, Hochschule Landshut. [Online]. Verfügbar unter: https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1635/handbuch.pdf. Zugriff am: 8. Mai 2022.

[13] D. Mutzhas, „An Abstracted Process for a Prospective Energy-Demand Analysis Demonstrated on the Municipality Höhenkirchen Siegertsbrunn“. Projektarbeit, Fakultät Elektro- und Informationstechnik, Hochschule für angewandte Wissenschaften München, München, 2021.

[14] D. Mutzhas, „Erstellung konfigurierbarer Lastprofil-Modelle“. Projektbericht, Hochschule für angewandte Wissenschaften München, München, 2022.

[15] H. Meier, C. Fünfgeld, T. Adam und B. Schieferdecker, „Repräsentative VDEW-Lastprofile“, Brandenburgische Technische Universität Cottbus, Frankfurt, 1999.

[16] Stadtwerke München GmbH, *Lastprofil Wärmepumpe.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.swm-infrastruktur.de/strom/netzzugang/bedingungen/waermepumpe (Zugriff am: 29. April 2022).

[17] D. Heinz, „Erstellung und Auswertung repräsentativer Mobilitäts- und Ladeprofile für Elektrofahrzeuge in Deutschland“. Bachelorarbeit, Institut für Industriebetriebslehre und

industrielle Produktion (IIP), Karlsruher Institut für Technologie, Karlsruhe, 2018. [Online]. Verfügbar unter: https://publikationen.bibliothek.kit.edu/1000086372

[18] Forschungszentrum Jülich GmbH, *Einknotenmodell*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.fz-juelich.de/metis-platform/DE/Research/SingleNodeModel/_node.html (Zugriff am: 26. April 2022).

[19] A. Stadler, D. Mutzhas, J. Vollmar und H. Palm, „Prozess und Werkzeugkette zur multikriteriell optimierten Auslegung kommunaler Energiesysteme“, Graz, 17. Symposium Energieinnovation 2022, 16. Feb. 2022. [Online]. Verfügbar unter: https://www.tugraz.at/fileadmin/user_upload/tugrazExternal/738639ca-39a0-4129-b0f0-38b384c12b57/files/lf/Session_E2/522_LF_Stadler.pdf. Zugriff am: 19. März 2022.

[20] H. Palm und J. Holzmann, „Hyper Space Exploration A Multicriterial Quantitative Trade-Off Analysis for System Design in Complex Environment“ in *2018 IEEE International Systems Engineering Symposium (ISSE)*, Rome, 2018, S. 1–6, doi: 10.1109/SysEng.2018.8544435.

[21] F. Rang, H. Palm und J. Vollmar, „Designing Complex Decentralized Energy Systems Based on the Hyper Space Exploration Approach“, Hochschule für angewandte Wissenschaften München; Siemens AG, München, 2019.

[22] Siemens AG, Hg., „Technical Description PSS®DE 3.3: Techno-economic Simulation Software for Distributed Energy Systems and Hybrid Power Plants“, Nürnberg, 2021.

[23] J. Blank und K. Deb, „Pymoo: Multi-Objective Optimization in Python“, *IEEE Access*, Jg. 8, S. 89497–89509, 2020, doi: 10.1109/ACCESS.2020.2990567.

[24] Q. Volker, *Solare Unab-hängig-keits-erklärung*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.photovoltaik.eu/solarspeicher/solare-unabhaengigkeitserklaerung (Zugriff am: 2. August 2022).

[25] Landratsamt München, Hg., „Klimaschutz im Landkreis München: Treibhausgasbericht und Projekte“, München, 2020.

[26] LfU Bayern, *co2-emissionen_berechnung_lfu_02_2022*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltpakt.bayern.de/energie_klima/fachwissen/217/berechnung-co2-emissionen (Zugriff am: 6. September 2022).

[27] Bayerisches Landesakt für Statistik, „Demographie-Spiegel für Bayern: Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsprunn“. Berechnungen bis 2039, Beiträge zur Statistik Bayerns, Aug. 2021. [Online]. Verfügbar unter: www.statistik.bayern.de/demographie.

[28] C. Bock *et al.*, „Gemeinde Höhenkirchen-Siegertsbrunn: Integriertes Städtebauliches Entwicklungskonzept“. Abschlussbericht, Juli 2019.

[29] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri, D. Peper, D. A. Memar und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien: Juni 2021“, Freiburg, Juni 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/DE2021_ISE_Studie_Stromgestehungskosten_Erneuerbare_Energien.pdf. Zugriff am: 9. April 2021.

[30] Universität Zürich, *Nettobarwert: FinanceWiki*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bf.uzh.ch/financewiki/index.php/Nettobarwert (Zugriff am: 9. April 2022).

[31] Universität Zürich, *Interner Zinssatz: FinanceWiki*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bf.uzh.ch/financewiki/index.php?title=Interner_Zinssatz (Zugriff am: 9. April 2022).

[32] M. Kaltschmitt, A. Wiese und W. Streicher, Hg., *Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg, 2003.

[33] *Ergänzende Technische Bedingungen für Anschlüsse am Mittelspannungsnetz: (TAB Mittelspannung)*, Bayernwerk, Jan. 2016.

[34] H. Wirth, „Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, www.pv-fakten.de, 6. Aug. 2021. [Online]. Verfügbar unter: www.pv-fakten.de.

[35] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Zahlungsberechtigung PV-FFA*. [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Solaranlagen1/Zahlungsberechtigung/start.html;jsessionid=27B6B4B7FAAB47036685063FD01A12B8.

[36] Energieagentur Ebersberg-München gGmbh und ENIANO GmbH, Hg., „Potenzielle Flächen für die Errichtung von PV-Freiflächenanlagen: Höhenkirchen-Siegertsbrunn“, München, 18. Mai 2021.

[37] *Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien: EEG*, 2021.

[38] C. Kost, S. Shammugam, V. Fluri, D. Peper, A. D. Memar und T. Schlegl, „Stromgestehungskosten erneuerbare Energien“, Fraunhofer ISE, Juni 2021. [Online]. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html.

[39] B. Müller, K. Kiefer und B. Farnung, „Degradation in PV Power Plants: Theory and Practice“, Fraunhofer ISE, Marseille, Frankreich, 36th European PV Solar Energy Converence and Exhibition, 9. Sep. 2018.

[40] *Agri-Photovoltaik-Anlagen - Anforderungen an die landwirtschaftliche Hauptnutzung*, 91434, Deutsches Institut für Normung e. V., Berlin, Mai. 2021.

[41] *Verordnung zu den Innovationsauschreibungen: InnAusV*, 2021.

[42] Jochen Homann, *Anforderungen zu besonderen Solaranlagen nach §15 Innovationsausschreibungsverordnung*. Bonn, 2021.

[43] Energieagentur Ebersberg-München gGmbh und ENIANO GmbH, Hg., „Potenzielle Flächen für die Errichtung von Windkraftanlagen: Höhenkirchen-Siegertsbrunn“, München, 19. Juli 2021.

[44] Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, *Windenergieanalgen an Land: Bürgerenergiegesellschaften.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Fachthemen/ElektrizitaetundGas/Ausschreibungen/Wind_Onshore/Buergerenergiegesellschaften/Buergerenergiegesell_node.html (Zugriff am: 22. April 2022).

[45] P. Mellwig, M. Pehnt und J. Lempik, „Energieeffizienz als Türöffner für erneuerbare Energien im Gebäudebereich: Studie im Auftrag des Verbandes für Dämmsysteme, Putz und Mörtel e.V.“, Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg, Heidelberg, 2021.

[46] Viessmann, *Wärmepumpen - Effizientes Heizen | Viessmann.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.viessmann.de/de/wohngebaeude/welche-heizung/waermepumpen.html (Zugriff am: 11. April 2022).

[47] Energieagentur Ebersberg-München gGmbh und ENIANO GmbH, Hg., „Potenzial zur Nutzung von Erdwärmesonden: Bohrtiefenbegrenzung und Ausschlussflächen: Höhenkirchen-Siegertsbrunn“, München, 10. Juni 2021.

[48] Energieagentur Ebersberg-München gGmbh und ENIANO GmbH, Hg., „Potenzial zur Nutzung von Erdwärmesonden: spezifische Wärmeentzugsleistung: Höhenkirchen-Siegertsbrunn“, München, 10. Juni 2021.

[49] Energieagentur Ebersberg-München gGmbh und ENIANO GmbH, Hg., „Potenzial zur Nutzung von horizontalen Geothermiesystemen und deren Sonderformen: Höhenkirchen-Siegertsbrunn“, München, 9. Juni 2021.

[50] Energieagentur Ebersberg-München gGmbh und ENIANO GmbH, Hg., „Potenzial zur Nutzung von Grundwasserwärmepumpen: Grundwasserflurabstand: Höhenkirchen-Siegertsbrunn“, München, 10. Juni 2021.

[51] Energieagentur Ebersberg-München gGmbh und ENIANO GmbH, Hg., „Potenzial zur Nutzung von Grundwasserwärmepumpen: Typische Grundwassertemperatur: Höhenkirchen-Siegertsbrunn“, München, 10. Juni 2021.

[52] Energieagentur Ebersberg-München gGmbh und ENIANO GmbH, Hg., „Potenzial zur Nutzung von Grundwasserwärmepumpen: Maximales Grundwasserfördervolumen: Höhenkirchen-Siegertsbrunn“, München, 10. Juni 2021.

[53] D. Günther *et al.,* „Wärmepumpen in Bestandsgebäuden: Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt "WPsmart im Bestand" (Abschlussbericht)“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Freiburg, 23. Juli 2020.

[54] L. Hagemann, J. S. Kukuk und C. Werner, „Energiewende anders: Der machbare Weg zur sicheren Energieversorgung und zum klimaneutralen Gebäudebestand“, Berlin, Mai 2017. Zugriff am: 26. April 2022.

[55] T. Tjaden, S. Felix, W. Johannes, B. Joseph und Q. Volker, „Einsatz von PV-Systemen mit Wärmepumpen und Batteriespeichern zur Erhöhung des Autarkiegrades in

Einfamilienhaushalten“, Hochschule für Technik und Wirtschaft (HTW) Berlin, Kloster Banz, Bad Staffelstein, 30. Symposium Photovoltaische Solarenergie, 4. März 2015.

[56] Solarthemie.net, *Lässt sich der Warmwasserbedarf durch eine Solarthermie Anlage decken?* [Online]. Verfügbar unter: https://www.solarthermie.net/faq/laesst-sich-der-warmwasserbedarf-durch-eine-solarthermie-anlage-abdecken (Zugriff am: 3. September 2022).

[57] N. Thamling *et al.*, „Perspektive der Fenwärme: Maßnahmenprogramm 2030“, AGFW, Der Effizienzverband für Wärme und KWK e. V., Nov. 2020. [Online]. Verfügbar unter: https://www.hamburg-institut.com/wp-content/uploads/2021/06/AGFW_Perspektive_der_Fernwaerme_2030_final.pdf. Zugriff am: 1. September 2022.

[58] Umweltbundesamt, *Energieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren.* [Online]. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#entwicklung-des-endenergieverbrauchs-nach-sektoren-und-energietragern (Zugriff am: 28. April 2022).