
Lokales Energiemanagement

Erneuerbares Energiesystem für die Gemeinde Antweiler



von:

Anna Maria Franzen, Paula Barnert Segovia, Maximilian Gerlach, Marius Dirk Zellmer,
Laura Isabel Stark, Sebastian Nöhre

Betreuender Dozent: Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt

Auftraggeber: Herr Peter Richrath, Bürgermeister der Gemeinde Antweiler

24.05.2023

Eidesstattliche Erklärung

Wir versichern, die von uns vorgelegte Arbeit selbstständig verfasst zu haben. Alle Stellen, die wörtlich oder sinngemäß aus veröffentlichten oder nicht veröffentlichten Arbeiten anderer Verfasserinnen oder Verfasser entnommen sind, haben wir als entnommen kenntlich gemacht. Sämtliche Quellen und Hilfsmittel, die wir für die Arbeit benutzt haben, sind angegeben. Die Arbeit hat mit gleichem Inhalt bzw. in wesentlichen Teilen noch keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegen.

Köln, den 24.05.2023

Abstract

Diese Arbeit behandelt die Umstrukturierung des gesamten Energiesystems der Gemeinde Antweiler an der Ahr in Rheinland-Pfalz, welche von der Flutkatastrophe vom Juli 2021 betroffen war. Behandelt werden die drei Hauptthemenbereiche Stromerzeugung, Wärme für private Haushalte und Mobilität, sowie die Nebenbereiche Energiespeicherung und Energieeinsparung. Das Ziel ist eine Energieversorgung aus 100% Erneuerbaren Quellen möglichst innerhalb der Gemeindegrenzen zu erreichen. Es werden unterschiedliche Anlagentechniken zur Umsetzung der erneuerbaren Energieversorgung vor Ort eruiert und in ihrer Umsetzbarkeit bewertet. Zur verbesserten Erfassung der Situation und der Bedürfnisse der ortsansässig lebenden Menschen, werden diese über eine Befragung und der aktiven Partizipation an einem Informationsaustauschabend zur unterstützenden Kooperation aufgefordert. Die ermittelten theoretischen Lösungskonzepte werden mithilfe von unterschiedlichen zu Verfügung stehenden oder eigens entwickelten Tools validiert. Dazu zählen eine Energiesystemsimulation, eine ausführliche Wirtschaftlichkeitsberechnung, die Ermittlung der einzuschätzenden Nachhaltigkeit durch eine Ökobilanzierung und die Übertragung und Auswertung durch eine Nutzwertanalyse. Zur Darstellung der unterschiedlichen Handlungsoptionen werden drei Szenarien abgebildet, von denen eines den Ist-Zustand der aktuellen Situation abbildet. Das zweite Szenario stellt den als realistisch umsetzbar einzustufenden verbesserten Soll Zustand unter dem Einsatz erneuerbarer Energietechnik dar, welcher in Szenario drei maximiert wird und damit die angestrebten 100 % erneuerbare Auslegung erreicht. Die vorliegende Arbeit erreicht das Ergebnis, dass bereits durch Szenario 2 eine massive Erhöhung des erneuerbaren Anteils der Energieversorgung durch ein Zusammenspiel unterschiedlichster Anlagentypen realisiert werden kann und diese Umstellung sowohl wirtschaftlich betrachtet als lohnend angesehen wird, als auch eine positive Auswirkung auf die emittierten Treibhausgas- und Schadstoffbilanzen hat. Eine auf 100 % erneuerbare Umstellung des Energiesystems kann nur durch die theoretische Umsetzung von Szenario 3 erreicht werden und verlässt durch den Flächenkonflikt der Windenergieerzeugung und Agri PV die aufgenommenen Systemgrenzen.

This report deals with the restructuring of the entire energy system of the municipality of Antweiler in Rheinland-Pfalz, which was affected by the flood disaster of July 2021. The three main topics are electricity generation, heat for private households and mobility, as well as the secondary areas of energy storage and energy saving. The goal is to achieve an energy supply from 100% renewable sources, if possible within the municipal boundaries. Different technologies for the implementation of renewable energy supply on site will be investigated and evaluated in their feasibility. For a better understanding of the situation and the needs of the local people, they will be asked for supportive cooperation by means of a survey and the active participation in an information exchange evening. The theoretical solution concepts will be validated with the help of different available or self-developed tools. These include an energy system simulation, a detailed economic efficiency calculation, the determination of sustainability and the transfer and evaluation by means of a utility value analysis. To illustrate the different options for action, three scenarios are depicted, one of which represents the current situation. The second scenario represents the improved target state, which is to be classified as realistically realizable under the use of renewable energy technology, which is maximized in scenario three and thus reaches the targeted 100% renewable design. The present study shows that already in scenario 2 a massive increase of the renewable share of the energy supply can be realized by an interaction of different plant types and that this conversion is considered economically worthwhile as well as having a positive effect on the emitted greenhouse gas and pollutant balances. A 100% renewable conversion of the energy system can only be achieved by the theoretical implementation of scenario k13 and leaves the system boundaries due to the land conflict of wind energy production and agri PV.

Inhalt

Abkürzungsverzeichnis	VIII
Abbildungsverzeichnis	XI
Tabellenverzeichnis	XIV
Formelverzeichnis	XVI
1 Einleitung	17
2 Problemstellung und Zielgebiet	18
3 Methodik	19
3.1 Zusammenarbeit mit der Gemeinde	19
3.2 Theoretische Grundlagen	21
3.3 Simulation	21
3.4 Wirtschaftlichkeit	21
3.5 Ökobilanz	21
3.6 Nutzwertanalyse	22
4 Stromerzeugung	23
4.1 Dach-PV	23
4.1.1 Stand der Technik	23
4.1.2 Berechnungstool für Dach-PV	25
4.1.3 Projektplanung	30
4.1.4 Fazit PV auf Dachflächen	31
4.2 Agri-PV	31
4.2.1 Stand der Technik	32
4.2.2 Vor- und Nachteile	33
4.2.3 Beispielprojekte	39
4.2.4 Projektplanung	41
4.2.5 Fazit Agri-PV	44
4.3 Windenergie	45
4.3.1 Stand der Technik	45
4.3.2 Vor- und Nachteile	46
4.3.3 Projektplanung	47
4.3.4 Fazit Windenergie	62
4.4 Wasserkraft	63
4.4.1 Stand der Technik	63
4.4.2 Vor- und Nachteile	64
4.4.3 Aktuelle Situation in Antweiler	65
4.4.4 Projektplanung	67
4.4.5 Fazit Wasserkraft	73
5 Wärmeerzeugung	74
5.1 Dezentrale Wärmeversorgung	74

5.1.1	Stand der Technik	75
5.1.2	Vor- und Nachteile	78
5.1.3	Projektplanung	79
5.2	Nahwärmenetze	84
5.2.1	Wärmequellen in kalten Nahwärmenetzen	85
5.2.2	Netzauslegung	86
5.2.3	Planung	87
5.2.4	Betrieb	89
5.2.5	Projektbeispiele	90
5.2.6	Wärmequellen in warmen Nahwärmenetzen	91
5.2.7	Warmes Nahwärmebeispiel Marienthal	92
5.2.8	Kosten und Finanzierung	93
5.3	Förderung	94
5.4	Fazit Wärmeerzeugung	96
6	Mobilität	97
6.1	Dekarbonisierung des Individualverkehrs	97
6.1.1	Batterieelektrische PKWs	97
6.1.2	Ladestationen für batterieelektrische Fahrzeuge	100
6.1.3	Wasserstoff-PKWs	101
6.1.4	Tankstellen für Wasserstofffahrzeuge	102
6.1.5	Förderungen	103
6.1.6	Handlungsoptionen	103
6.2	Verkehrswende im öffentlichen Personennahverkehr	104
6.2.1	Erweiterung der Buslinien durch den Verkehrsverbund	104
6.2.2	Batterieelektrische Omnibusse	106
6.2.3	Wasserstoff-Omnibusse	106
6.2.4	Förderung Omnibusse	106
6.2.5	Bürgerbus	107
6.2.6	Carsharing	109
6.2.7	Öffentliches Mobilitätskonzept für Antweiler	110
6.3	Fazit Mobilität	112
7	Stromspeicher	114
7.1	Individuelle Heimspeicher	114
7.2	Physikalischer Quartierspeicher	115
7.3	Arealspeicher	116
7.4	Cloud Speicher Modelle	117
7.5	Bewertung der Technologien	118
7.6	Projektplanung	120
7.7	Fazit Stromspeicher	121

8	Energieeinsparung	122
8.1	Energieeinsparung Strom	122
8.2	Energieeinsparung Wärme	124
8.3	Energieeinsparung Mobilität.....	125
8.4	Fazit Energieeinsparung	126
9	Auswertung	127
9.1	Datenerfassung.....	127
9.1.1	Dach-Photovoltaik.....	127
9.1.2	Agri-PV.....	129
9.1.3	Windenergie.....	130
9.1.4	Wasserkraft.....	130
9.1.5	Wärme.....	130
9.2	Simulation	131
9.2.1	Szenarien	131
9.2.2	Datenaufbereitung	132
9.2.3	Implementierung und Simulation	133
9.2.4	Ergebnisse der Simulation	139
9.2.5	Fehlerbetrachtung.....	144
9.3	Wirtschaftlichkeit	145
9.3.1	Datengrundlage	145
9.3.2	Ergebnisse Szenario 1	145
9.3.3	Ergebnisse Szenario 2	146
9.3.4	Ergebnisse Szenario 3	148
9.3.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	150
9.3.6	Fehlerbetrachtung.....	153
9.4	Ökobilanz	153
9.4.1	Datengrundlage und Methodik	153
9.4.2	Ergebnisse Szenario 1	155
9.4.3	Ergebnisse Szenario 2	156
9.4.4	Ergebnisse Szenario 3	158
9.4.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	159
9.4.6	Fehlerbetrachtung.....	160
9.5	Nutzwertanalyse	160
10	Gesamtbewertung des Konzeptes und Empfehlung	164
	Literatur	CLXV
11	Anhang	CLXXXIII
12	Digitaler Anhang	CCXI

Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AfA	Absetzung für Abnutzung
BAFA	Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle
BAT	Batterie
BEV	Battery Electric Vehicle
BHKW	Blockheizkraftwerk
BImSchG	Bundes-Immissionsschutzgesetz
BMDV	Bundesministerium für Verkehr und Wirtschaft
BNatSchG	Bundes-Naturschutzgesetz
BOS	Balance of System – Komponenten
C3S	Copernicus Clima Change Service
CH ₄	Methan
CO	Kohlenmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
COP	Coefficient of performance
DIBt	Deutsches Institut für Bautechnik
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
e.V.	Eingetragener Verein
FCKW	Fluorchlorkohlenwasserstoffe
FCV	Fuel cell vehicle
FZ	Forschungszentrum
GmbH	Gesellschaft mit beschränkter Haftung
ha	Hektar
HS	Heimspeicher
HEV	Hybrid electric vehicle

ISE	Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme
iSFP	Individueller Sanierungsfahrplan
JAZ	Jahresarbeitszahl
KfW	Kreditanstalt für Wiederaufbau
KIPKI	Kommunales Investitionsprogramm Klimaschutz und Innovation
KKP	Kommunaler Klimapakt
kNWN	Kaltes Nahwärmenetz
kW, kWp, kWh	Kilowatt, Kilowattpeak, Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
N ₂ O	Distickstoffmonoxid
NM VOC	Non-methane volatile organic compound
NO _x	Stickoxide
NWG	Nicht Wohngebäude
ODP	Ozone depletion potential
ÖPNV	Öffentlicher Personennahverkehr
PHEV	Plug-in hybrid electric vehicle
PKW	Personenkraftwagen
PV	Photovoltaik
PyPSA	Python for Power System Analysis
QS	Quartierspeicher
REX	Range Extender
RLP	Rheinland-Pfalz
RSR	Reduction in solar radiation
SO ₂	Schwefeldioxid
SGD Nord	Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord
TA	Technische Anleitung

VDI	Verein deutscher Ingenieure
VRM	Verkehrsverbund Rhein-Mosel
WG	Wohngebäude
WR	Wechselrichter

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Markierte Dachflächen in Antweiler via Google Earth Pro	24
Abbildung 2: PV-Erzeugungsprofil und Verbraucherprofil anhand eines Standardefamilienhauses	25
Abbildung 3: Verbraucherprofil anhand eines Standardefamilienhauses und der Elektrofahrzeug-Ladung	26
Abbildung 4: Luftbild von Antweiler im Solarkataster Rheinland-Pfalz	26
Abbildung 5: Auslegung von PV-Anlagen und Batteriespeichern	28
Abbildung 6: Agri-PV Anlagenkategorien nach DIN SPEC 91434, von links nach rechts: Aufständering mit lichter Höhe (Kategorie I), bodennahe Aufständering in einem bestimmten Winkel (Kategorie II), vertikale, bodennahe Aufständering (Kategorie II). 32	32
Abbildung 7: Ertragsveränderung verschiedener Pflanzenkulturen durch prozentuale Verschattung	34
Abbildung 8: Ausschnitt aus dem EEG 2023	36
Abbildung 9: Heggelbach Forschungsanlage	39
Abbildung 10: Bürgersolarpark bei Aasen	40
Abbildung 11: RWE Agri-PV Demonstrationsanlage	40
Abbildung 12: Empfohlene Fläche für eine Agri-PV Anlage in Antweiler via Google Maps Pro	41
Abbildung 13: Vorschlag Modulreihen Anordnung (links) [eigene Darstellung], patentiertes Anlagensystem von Next2Sun für bodennahe, vertikale Agri-PV (rechts)	42
Abbildung 14: Investitionskosten für verschiedene Agri-PV Anlagensysteme, aufgeschlüsselt nach einzelnen Komponenten	43
Abbildung 15: Konstellationen verschiedener Agri-PV-Geschäftsmodelle	44
Abbildung 16: Kooperationsmodelle Next2Sun	44
Abbildung 17: Größenvergleich zeitgenössischer Windenergieanlagen	46
Abbildung 18: Digitales Geländemodell	49
Abbildung 19: Geplanter Anlagenstandort	50
Abbildung 20: Bestandswindenergieanlagen im Umkreis von Antweiler	51
Abbildung 21: Schallimmissionsprognose rund um den geplanten Standort	52
Abbildung 22: Schattenkarte mit virtuellen Schattensensoren	53

Abbildung 23: FGW-Vereisungszonen.....	55
Abbildung 24: Phasen des Anlagenbaus.....	61
Abbildung 25: Fotomontage der möglichen geplanten Windenergieanlage	62
Abbildung 26: Bauarten von Wasserkraftwerken	63
Abbildung 27: Turbinenraum des Wasserkraftwerkes der Mühle Antweiler	66
Abbildung 28: Abflussdauerlinie der Ahr mit Ausbauabfluss.....	67
Abbildung 29: Funktionsprinzip Schachtkraftwerk	69
Abbildung 30: Bauarbeiten an einem Schachtwasserkraftwerk.....	72
Abbildung 31: Wärmeerzeugung in Deutschland	74
Abbildung 32: Funktionsprinzip Wärmepumpe.....	75
Abbildung 33: Wärmequellen für Wärmepumpen	81
Abbildung 34: Geothermisches Potenzial in der Region	86
Abbildung 35: Kalte Nahwärmenetze in DE	90
Abbildung 36: Nahwärmenetzzentrale Marienthal.....	93
Abbildung 37: Vergleich CO ₂ Emissionen Elektromotor und Verbrennungsmotor	99
Abbildung 38: Entwicklung der öffentlichen Ladesäulen für batterieelektrische Fahrzeuge in Deutschland von Januar 2017 bis Oktober 2022	100
Abbildung 39: Entwicklung der Wasserstofftankstellen in Deutschland von 2018 bis 2022	102
Abbildung 40: Potenzieller Ort für eine Carsharingstation via Google Earth Pro	111
Abbildung 41: Darstellung des Finanzflusses bei privaten Batteriespeichersystemen	115
Abbildung 42: Darstellung des Finanzflusses bei physikalischen Quartierspeichern.....	116
Abbildung 43: Darstellung des Finanzflusses bei Areal speichern.....	117
Abbildung 44: Darstellung des Finanzflusses bei Cloud Speicher Modellen	118
Abbildung 45: Preisentwicklung bei verschiedenen Batteriespeicherlösungen in einer Einfamilienhaussiedlung.....	119
Abbildung 46: Beispielort für einen Quartierspeicher via Google Maps Pro.....	121
Abbildung 47: Energieverbraucher im Haushalt stand 2021	123
Abbildung 48: Treibhausgas-Emissionen in Gramm pro Personenkilometer	125
Abbildung 49: PVWatts Wetterstation.....	128

Abbildung 50: DC-Leistung eines Beispieltags Next2Sun Agri-PV Anlagen vs. konventioneller Anlagen.....	129
Abbildung 51: Monatlicher Ertragsvergleich Next2Sun Agri-PV Anlagen	129
Abbildung 52: Wärmelast Wohngebäude	132
Abbildung 53: Wärmelast Nichtwohngebäude	133
Abbildung 54: Energiesystemskizze von Szenario 1	136
Abbildung 55: Energiesystemskizze von Szenario 2	138
Abbildung 56: Energiesystemskizze von Szenario 3	139
Abbildung 57: jährliche Datenreihen elektrisches (links) und thermisches System (rechts) für Szenario 1, Lasten und Erzeuger in stündlicher Auflösung	141
Abbildung 58: jährliche Datenreihen elektrisches System für Szenario 2, Lasten und Erzeuger in stündlicher Auflösung.....	143
Abbildung 59: jährliche Datenreihen elektrisches System für Szenario 3, Lasten und Erzeuger in stündlicher Auflösung.....	144
Abbildung 60: Kumulierte Kosten und Einnahmen Szenario 1.....	149
Abbildung 61: Kumulierte Kosten und Einnahmen Szenario 2.....	149
Abbildung 62: Kumulierte Kosten und Einnahmen Szenario 3.....	149
Abbildung 63: Annuität der Szenarien 2 und 3.....	152
Abbildung 64: Graphische Darstellung CO ₂ -Äquivalenten-Bilanz Szenario 2	157
Abbildung 65: Graphische Darstellung SO ₂ -Äquivalenten-Bilanz Szenario 2.....	157
Abbildung 66: Graphische Darstellung CO ₂ -Äquivalenten-Bilanz Szenario 3	158
Abbildung 67: Graphische Darstellung SO ₂ -Äquivalenten-Bilanz Szenario 3.....	159
Abbildung 68: CO ₂ - (links) und SO ₂ -Äquivalenten-Einsparung (rechts) [t] im Vergleich der Szenarien 1 bis 3	160
Abbildung 69: Nutzwertanalyse Szenario 1	161
Abbildung 70: Nutzwertanalyse Szenario 2	162
Abbildung 71: Nutzwertanalyse Szenario 3	163

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Kosten für private PV-Anlagen	27
Tabelle 2: Zinssätze KfW-Förderkredit Erneuerbare Energien 270.....	29
Tabelle 3: Einspeisevergütungen und anzulegende Werte EEG 2023 für das Jahr 2023	30
Tabelle 4: Prozentuale Ernteveränderung im Heggelbachprojekt.....	39
Tabelle 5: Einteilung der Windenergieanlagen in Windklassen und Windzonen.....	46
Tabelle 6: Vor- und Nachteile der Windenergienutzung zur Stromerzeugung.....	47
Tabelle 7: Datenblatt und Abbildung Enercon E-82 E2	48
Tabelle 8: Grenzwerte der TA Lärm des BImSchG für Schallimmissionen	51
Tabelle 9: Zusammenfassung Ertragsprognose inklusive Verluste	56
Tabelle 10: Kostenaufstellung Windenergieprojekt	58
Tabelle 11: Korrekturfaktoren EEG-Vergütungsermittlung	59
Tabelle 12: Vor- und Nachteile der Wasserkraftnutzung zur Stromerzeugung	65
Tabelle 13: Datenblatt bestehendes Wasserkraftwerk	65
Tabelle 14: Datenblatt umgebautes Ausleitwasserkraftwerk.....	68
Tabelle 15: Datenblatt Schachtkraftwerk.....	70
Tabelle 16: Kostenaufstellung Wasserkraftprojekt	71
Tabelle 17: Beispiele kNWN	91
Tabelle 18: BAFA-Fördersätze.....	95
Tabelle 19: Übersicht der zum Bürgerbus befragten Gemeinden	108
Tabelle 20: Input PVWatts	127
Tabelle 21: Wärmedaten	130
Tabelle 22: Über die Szenarien statische Werte.....	134
Tabelle 23: Geschätzte Verteilung der momentanen Wärmeverteilung Antweilers mittels Umfrage und jeweilige CO ₂ -Emissionswerte	135
Tabelle 24: Erzeugungsleitung der Stromerzeuger in Szenario 2	137
Tabelle 25: Quartierspeicher und thermischer Speicher	137
Tabelle 26: Nennleistung der Stromerzeuger in Szenario 3	139
Tabelle 27: Simulationsergebnisse Szenario 1-3 pro Jahr	140
Tabelle 28: Kumulierte Einnahmen für Szenario 1.....	146

Tabelle 29: Kumulierte Einnahmen und Kosten für Szenario 2.....	146
Tabelle 30: Kumulierte Einnahmen und Kosten für Szenario 3.....	148
Tabelle 31: Berechnungsfaktoren für die Annuitätsmethode.....	151
Tabelle 32: Gesamtannuität der Szenarien 2 und 3	152
Tabelle 33: Zusammenfassung Emissionsbilanz Szenario 1.....	155
Tabelle 34: Annahmen Ökobilanz Verkehrssektor	156
Tabelle 35: Zusammenfassung Emissionsbilanz Szenario 2.....	157
Tabelle 36: Zusammenfassung Emissionsbilanz Szenario 3.....	158

Formelverzeichnis

Formel 1: Einspeisevergütung nach dem Superpositionsprinzip.....	29
Formel 2: Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit in Referenznabenhöhe.....	59
Formel 3: Näherungsweise Berechnung des Gütefaktors	59
Formel 4 Berechnung des anzulegenden Wertes	59
Formel 5: Berechnung der Turbinenleistung eines Wasserkraftwerkes.....	64
Formel 6: Jahresarbeitszahl.....	76
Formel 7: Annuität der bedarfsgebundenen Kosten	150
Formel 8: Annuität der betriebsgebundenen Kosten	150
Formel 9: Annuität der Kapitalkosten	150
Formel 10: Restwert.....	150
Formel 11: Annuität der Ersatzbeschaffungen	150
Formel 12: Annuität der Erlöse	151
Formel 13: Annuitätsfaktor	151
Formel 14: Preisdynamischer Faktor	151
Formel 15: Berechnung der vermiedenen Emissionen im Stromsektor	154
Formel 16: Berechnung der vermiedenen Emissionen im Wärmesektor	155

1 Einleitung

Aufgrund der zunehmenden globalen Energienachfrage und der Sorge um Umweltauswirkungen steigt ebenfalls das Interesse an erneuerbaren Energien. Besonders im ländlichen Raum und dort, wo die Sanierung Möglichkeiten bietet, ergibt sich ein hohes Ausbaupotenzial.

Aus diesen Gründen analysiert das folgende Projekt das Potenzial von erneuerbaren Energien in der Ortsgemeinde Antweiler in Rheinland-Pfalz für eine umfassende Bewertung erneuerbarer Energiequellen in den Sektoren Stromerzeugung, Wärme und Mobilität. Das Hauptziel dieses Berichts besteht darin, einen Vergleich zwischen dem aktuellen Stand der Energieversorgung und des Bedarfs in Antweiler sowie des erreichbaren Potenzials unter Einfluss von unterschiedlich betrachteten Technologien zu erstellen.

Betrachtet werden hierbei Photovoltaik, sowohl als Dachanlagen als auch in Kombination mit landwirtschaftlichen Flächen, Wasserkraft an der Ahr, Windkraft in der Gemeinde, Konzepte zur Strom- und Wärmeerzeugung sowie zur nachhaltigen Mobilität. Dabei wird anfangs der Stand der Technik in den jeweiligen Ideenkapiteln beschrieben. Anschließend werden die Vor- und Nachteile und die mögliche Projektplanung beschrieben. Abschließend werden die gesammelten Ausarbeitungen in einem Fazit für jedes Kapitel zusammengefasst. Im zweiten Teil des Berichts wird mit den gewonnenen Erkenntnissen und Daten eine Simulation von drei Szenarien des Antweilers der Gegenwart und der möglichen Zukunft durchgeführt. Diese Szenarien werden abschließend auf Basis ihrer Wirtschaftlichkeit, der Ökologie und des Nutzwertes bewertet. Am Ende des Berichtes wird eine Empfehlung für die Gestaltung Antweilers in der Zukunft ausgesprochen.

Durch diese Untersuchung sollen wichtige Erkenntnisse gewonnen werden, die zur Optimierung der Energieversorgung und Mobilitätskonzepte führen. Das Projekt soll einen Antrieb für erneuerbare Energien in Antweiler unter der Bevölkerung und wichtigen Akteur*innen schaffen sowie einen Fahrplan für den zukünftigen Zubau erstellen.

2 Problemstellung und Zielgebiet

Im Projekt „Lokales Energiemanagement“ an der technischen Hochschule Köln wird die energie-technische Konzeptentwicklung eines Energieverbunds bzw. Quartiers durchgeführt. Dies beinhaltet die Miteinbeziehung von einem möglichst hohen Anteil an erneuerbaren Energien, Energiespeichermöglichkeiten sowie Energieeinsparpotential. Anschließend sollen die erarbeiteten Konzepte anhand einer Energiesystemsimulation, einer Öko- und Klimabilanz sowie einer Wirtschaftlichkeitsbetrachtung bewertet werden.

Geltende Rahmenbedingungen sind dabei, dass die Energiequellen bzw. Rohstoffe ausschließlich innerhalb der Gemeinde zu finden sind. Energiekonzepte, die diese Bedingung nicht erfüllen, fallen somit aus der Bewertung.

Im Rahmen des Moduls „Lokales Energiemanagement“ besteht die Möglichkeit, die Konzipierung eines Energiekonzepts für eine Kommune, ein städtisches Quartier oder eine vergleichbar große Infrastruktur als Aufgabenstellung zu wählen. So wurde zu Beginn über mögliche Auftraggeber nachgedacht und diskutiert, wo und in welchem Rahmen ein solches Energiekonzept für das letztendliche Zielgebiet besonders nützlich sein könnte und auch eine Chance besteht, dieses in der Realität am Ende auch umzusetzen. Die Flutkatastrophe im Ahrtal 2021 hat vielerorts zu großer Zerstörung von Infrastruktur geführt und verursachte dadurch die Notwendigkeit, vieles von Grund auf neu aufzubauen. Vor allem in der Politik gab es den Ansatz, nun die Energieversorgung im Zuge des Wiederaufbaus erneuerbar und nachhaltig zu gestalten. So ergab sich die Idee, dass ein studentisches Projekt in einer der betroffenen Gemeinden vor Ort besonders sinnvoll ist. Der zuständige Betreuer Herr Prof. Dr. Waffenschmidt nutzte seine Kontakte in der Region, um interessierte Gemeinden für die Projektidee zu gewinnen. Auf seinen Aufruf folgten zahlreiche Meldungen von Interessent*innen, sodass die Studierendengruppe aus einer Vielzahl an Gemeinden abwägen und eine Entscheidung treffen mussten. Gründe für die Entscheidung für die Gemeinde Antweiler als Projektpartner waren die hohe Motivation des Auftraggebers und Bürgermeisters, Herrn Peter Richrath, und die für den Ausbau der erneuerbaren Energien guten Rahmenbedingungen vor Ort.

3 Methodik

Das folgende Kapitel beschreibt die Herangehensweise der Projektgruppe an die Lösung der Projektaufgabe unter Einbeziehung lokaler Akteur*innen und der Bürger*innen Anteilers. Es werden die wissenschaftlichen Methoden erläutert, die zum einen dem Vergleich der einzelnen verschiedenen Szenarien, zum anderen der wirtschaftlichen Bewertung einiger Lösungsoptionen anhand der simulierten Szenarien dienen. Für das teaminterne Management wird am Anfang des Projekts ein Zeitplan und eine VMI-Matrix entworfen, wie in Anhang 12.1 nachzuvollziehen ist.

3.1 Zusammenarbeit mit der Gemeinde

Um es der Projektgruppe zu ermöglichen, die Gemeinde Antweiler und ihr Energiesystem ganzheitlich zu betrachten und zu analysieren, wurde die Gemeinde Antweiler im frühen Projektstadium besichtigt. Dabei wurden potenzielle Flächen für Photovoltaik- und Windenergieanlagen und die lokale Wasserkraftanlage begutachtet. Um die Bürger*innen vor Ort auf das Projekt aufmerksam zu machen wurde das Projekt in der örtlichen Presse beschrieben. Die Bürger*innen wurden gebeten Fragebögen auszufüllen, um die Analyse des bestehenden Energiesystems zu unterstützen (Anhang 1). Diese Umfrage, welche durch den Bürgermeister in der Bevölkerung verteilt wurde, beinhaltete Fragen zu den Wohnobjekten, der Wärme- und Stromversorgung und den Mobilitätsbedürfnissen.

Bei einem Treffen der Projektgruppe und des Betreuers Prof. Dr. Eberhard Waffenschmidt mit dem Bürgermeister in Antweiler wurde die Veranstaltung eines Informationsabends für die Bürger*innen beschlossen. Um den Infoabend an die Bevölkerung heranzutragen wurden Zeitungsartikel in der lokalen Zeitung veröffentlicht und ein Flyer im Bürgerblatt beigelegt, welcher in Anhang 2 dargestellt ist.

Die Infoveranstaltung, welche am 22. März 2023 in der Gemeindehalle in Antweiler stattfand, sollte es der Projektgruppe ermöglichen, mit den Ortsansässigen in den direkten Kontakt zu treten. Zu Beginn der Veranstaltung wurde vom Betreuer und den Projektteilnehmer*innen eine Präsentation zu den bereits erarbeiteten Konzepten und den Zielen des Projekts gehalten. In der anschließenden Diskussionsrunde wurden drei Stände mit jeweils einer themenspezifischen Besetzung von Projektmitgliedern aufgebaut. Die Stände waren, wie der vorliegende Projektbericht, in die Themenbereiche Strom, Wärme und Mobilität aufgeteilt. Dort war es den Bürger*innen möglich, Wünsche und Bedürfnisse sowie Kritiken und Bedenken zu äußern.

Am Stand für Strom wurden die genauen Pläne für die zukünftige Stromerzeugung Antweilers erläutert und die Bürger*innen waren in der Lage, ein von der Projektgruppe erstelltes PV-Tool zu nutzen. Dieses Excel-Tool ermöglicht es, unter Angabe des Maßes und der Ausrichtung des Hausdachs sowie des Stromverbrauchs eine Wirtschaftlichkeitsrechnung für eine theoretisch mögliche PV-Anlage durchzuführen. Neben Photovoltaik für private Dächer wurde auch die Agri-Photovoltaik für die Bürger*innen durch genauere Erklärungen und Beantwortung der aufgetretenen Fragen greifbarer gemacht. Für die Strombeschaffung in Antweiler wurden ebenfalls die Erweiterung des ortsansässigen Wasserkraftwerks und die Errichtung einer Windkraftanlage diskutiert.

Am Wärmestand wurden den Bürger*innen verschiedene Konzepte zu zentraler sowie dezentraler nachhaltiger Wärmeversorgung beschrieben. Es wurden die Konzepte einer Biogasanlage mit gekoppelter KWK-Anlage mit kalten sowie warmen Nahwärmenetzen besprochen. Für die dezentrale Wärmeversorgung wurde die Umrüstung auf Wärmepumpen und solarthermische Anlagen dargestellt. Außerdem ist hierbei hervorzuheben, dass ein großes Interesse und noch einige weitgreifende Ideen einiger engagierten Bürger*innen besprochen wurden. Diese umfassen beispielsweise den energieautarken Betrieb einer, in einer weiteren nahegelegenen Gemeinde befindlichen Kläranlage, welche das im Faulturm entstehende Methan verstromt und darüber den elektrischen Energiebedarf der Anlage deckt, sowie weitere Prozesse der Abwärmennutzung.

Am Stand für Mobilität wurde den Bürger*innen beschrieben, inwiefern der Umstieg auf alternative Kraftstoffe auch finanziell sinnvoll sei. Ebenfalls wurden die Gründe des Scheiterns des ÖPNV in Antweiler und der Erfolg eines Bürgerbuskonzeptes, welches bis 2020 aktiv war, diskutiert. Anhand dessen wurden zukünftige Möglichkeiten diskutiert und entworfen, die öffentliche Mobilität zugleich attraktiver und umwelt- sowie klimafreundlicher zu gestalten.

Zu den oben genannten Themen wurden den Bürger*innen an allen drei Ständen Energiespartipps in den einzelnen Themengebieten beschrieben. Diese werden ebenfalls im späteren Verlauf dieser Arbeit aufgegriffen. Die Dokumentationen der Einzelgruppen sind in Anhang 2 dargestellt. Im Anschluss fand noch eine Großraumdiskussion mit allen Besucher*innen statt. In dieser wurden die gesammelten Informationen und Kernpunkte der 30-minütigen Diskussion in den Untergruppen präsentiert und erneut diskutiert. Alle Anmerkungen der Bürger*innen im Zusammenhang mit dem Informationsabend sowie die Auswertung der Fragebögen fließen maßgeblich in die Ausarbeitung dieses Berichts ein.

3.2 Theoretische Grundlagen

Der erste Projektberichtsteil besteht aus Kapiteln zur Informationsbeschaffung in den Bereichen der Stromerzeugung, Wärmebereitstellung und der Mobilität. Dazu werden zuerst die Rahmenbedingungen in Antweiler dokumentiert. Folgend werden in den jeweiligen Kapiteln die technischen Sachstände zu den jeweiligen Technologien anhand von wissenschaftlicher Literatur dargestellt. Es werden Finanzierungs- sowie Fördermöglichkeiten beschrieben, die Anwendung finden können, um Investitionen für den Umstieg auf eine klimaneutrale Energiewirtschaft zu ermöglichen. Auf Basis dieser Darlegung werden innerhalb der Kapitel Berechnungen und Vorgaben für die Nutzung von Technologien zur Erfüllung der Aufgabenstellung beschrieben und Technologien ausgewählt, die in Antweiler zum Einsatz kommen könnten.

3.3 Simulation

Um den Anspruch an ein hundertprozentig nachhaltig ausgelegtes Energiesystem zu erreichen, wird eine Simulation in PyPSA, kurz für „Python for Power System Analysis“, ausgeführt. Die Simulation wird, sofern nicht anders definiert, in PyPSA wirtschaftlich optimiert. Dadurch legt diese die Komponenten nach dem insgesamt finanziell günstigsten System aus und nicht zwangsläufig nach der technisch sinnvollsten oder realistisch umsetzbaren Lösung. Generell werden viele umsetzungsrelevante Faktoren nicht einbezogen. Anhand der ausgewählten Technologien, die theoretisch Anwendung in Antweiler finden können, werden im PyPSA-Framework Energiesystemsimulationen in drei Szenarien durchgeführt, die den Ist-Zustand, den realisierbaren Soll-Zustand und den Zustand für eine 100 % energetisch unabhängige Gemeinde abbilden.

3.4 Wirtschaftlichkeit

Die Wirtschaftlichkeit befasst sich mit den betriebsgebundenen, bedarfsgebundenen und investitionsgebunden Kosten sowie mit den zu erwartenden Erlösen je nach Szenario und Anlage bzw. Technologie. Die Werte werden jährlich über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren berechnet. Zusammenfassend wird die Annuität der drei Szenarien verglichen, die langfristige Investitionen mit der Annuitätenmethode nach VDI 2067-1 berechnet. Diese berücksichtigt Zins- und Zinseszinsseffekte sowie Inflationsraten und Nutzungsdauer der Anlagen in Form von Ersatzkosten und Restwerten.

3.5 Ökobilanz

Die Ökobilanzierung erfolgt auf Basis einer Analyse des Umweltbundesamtes unter Berücksichtigung der Treibhausgase und Luftschadstoffe, welche relevant für „nationale und internationale

Minderungsziele“ entsprechend der Klimarahmenkonvention und dem Kyoto-Protokoll sowie der Genfer Luftreinhaltkonvention und der zugehörigen EU-Richtlinien sind. Hierzu zählen die Treibhausgase Kohlenstoffdioxid (CO_2), Methan (CH_4) und Distickstoffoxid (Lachgas, N_2O), welche zusätzlich entsprechend ihres Treibhausgaspotenzials in CO_2 -Äquivalente umgerechnet und entsprechend zusammengefasst werden. Außerdem die säurebildende Schadstoffe Schwefeldioxid (SO_2) und Stickstoffoxid (NO_x), rechnerisch zusammengefasst entsprechend ihres Versauerungspotenzials als SO_2 -Äquivalente, sowie Staub, Kohlenstoffmonoxid (CO) und weitere flüchtige organische Verbindungen (NMVOC). [1, S. 20] Die ausführliche Vorgehensweise wird in Kapitel 9.4.1 beschrieben.

3.6 Nutzwertanalyse

Für den Vergleich der simulierten Szenarien eines klimafreundlichen Antweilers wird eine Nutzwertanalyse durchgeführt, wie sie durch Hoffmeister erläutert wird [2]. Diese verfolgt in der Ausarbeitung das Ziel, Grundlagen für die Beurteilung einer Lösungsoption der einzelnen Szenarien zu bilden. Der Vergleich wird dabei nur zwischen den einzelnen Szenarien als Gesamtlösung durchgeführt. In dieser Analyse werden folgende Kriterien betrachtet und auf einer Skala von 1 bis 10 bewertet, wobei 1 die schlechteste und 10 die beste Bewertung darstellt:

Ökologisch: Die Schadstoff-Emissionen, Umweltverträglichkeit und der Ressourcenaufwand der jeweiligen Szenarien wird bewertet. Es erfolgt eine begründete Abschätzung, weitere Information sind in Kapitel 9.4 dargestellt.

Ökonomisch: Die Investitions- und Betriebskosten der jeweiligen Lösungen werden bewertet. Es erfolgt eine begründete Abschätzung ohne Angabe von Werten.

Effizienz: Je nach Datengrundlage wird als Effizienzsteigerung entweder die Auswahl oder die Nutzung von Rohstoffen verglichen.

Umsetzbarkeit: Die Umsetzbarkeit der Szenarien wird dahingehend bewertet, ob die Lösungsmöglichkeit kommerziell verfügbar ist und ob bestimmte Ressourcen, Komponenten und Fachkompetenz verfügbar ist.

Die Gewichtung der beschriebenen Bewertungskriterien erfolgt nach autoreninterner Diskussion mit jeweils 25%. Die Gleichgewichtung wird damit begründet, dass jedes Kriterium essenziell für die Realisierbarkeit einer Lösungsoption ist. Die Kosten müssen abschätzbar sein, um mit der Kenntnis des Einflusses auf Effizienz und Umsetzbarkeit entscheiden zu können, ob sich die Investition lohnt. Kein Kriterium ist mehr oder weniger wichtig für eine abschließende Beurteilung der Realisierbarkeit am gewünschten Standort.

4 Stromerzeugung

Die Bundesregierung hat für die nächsten Jahrzehnte eingerechnet, dass der Strombedarf durch die zunehmende Elektrifizierung von Industrieprozessen, Wärmeerzeugung und Verkehr deutlich ansteigt. Zudem wird das Ausbauziel von erneuerbaren Energien für 2030 auf mindestens 80 % des deutschen Bruttostromverbrauchs angehoben. Im Vergleich dazu liegt der Beitrag an erneuerbaren Energien am deutschen Strommix im Jahr 2021 bei ca. 42 %, wodurch der Anteil innerhalb von weniger als einem Jahrzehnt fast verdoppelt werden muss. [3]

Die Energiewende findet auf allen Ebenen der deutschen Gesellschaft statt, bietet aber besonders im ländlichen Raum Potenzial aufgrund der Flächenverfügbarkeit und des geringeren Energiebedarfs. Kommunen profitieren zudem stark vom Ausbau der Erneuerbaren Energien. Diese erhöhen nicht nur die Wirtschaftskraft und das umweltbewusste Image in der Region, sondern lösen sich von traditionellen Brennstoffimporten. Dadurch können lokale Gemeinden ihre eigene Energieversorgung unabhängig kontrollieren und sich gegenüber möglichen Preisschwankungen auf dem globalen Energiemarkt absichern. [4]

4.1 Dach-PV

Als bereits etablierte und kosteneffektive erneuerbare Energiequelle ist die Inbetriebnahme von Photovoltaik auf Dachflächen als Teil dieses Projektes selbstverständlich. Die Dachflächen werden in die drei Kategorien unterteilt: private Dachflächen, Dachflächen in öffentlicher Hand (Schulgebäude, Kindertagesstätte und Feuerwehr) und Dachflächen von Gewerben bzw. Industriegebäuden. Diese Separation kommt bei der Finanzierung der Anlagen, der Dimensionierung der Batteriespeicher, der Integration der Lastgänge in die Simulationen und den daraus resultierenden Handlungsempfehlungen zu tragen.

4.1.1 Stand der Technik

Die Rahmenbedingungen für die Solarenergie wurden im neuen Erneuerbare-Energien-Gesetz 2023 durch ein großes Bündel an Einzelmaßnahmen für die verschiedenen Anlagentypen verbessert. Bei Dachanlagen wird insbesondere die Vergütung deutlich angehoben und die bisherige EEG-Umlage und Umsatzsteuer auf die Anschaffung und Installation entfallen. Zusätzlich entfällt die Einkommenssteuer bei Strom aus Photovoltaik-Anlagen bis zu 30 kWp. [3]

Die neue Gesetzgebung spiegelt also die Vorteile und das weitere Ausbaupotenzial einer etablierten Technologie wie der Photovoltaik wider. Um im Rahmen dieser Arbeit ein

Leistungspotential der Solarenergie auf allen Dachflächen in Antweiler zu bestimmen, werden anhand von Satellitenbildern die Flächen aller Dächer in Antweiler bestimmt.



Abbildung 1: Markierte Dachflächen in Antweiler via Google Earth Pro [Eigene Darstellung]

Eine grobe Übersicht der aufgenommenen Dachflächen ist in Abbildung 1 zu sehen. Die Vermessung über Google Maps Pro bezieht sich dabei auf die projizierte Dachfläche, wodurch in der Realität größere Flächen zur Verfügung stehen. Bekannt sind durch den Marktstammdatenregister in Antweiler 24 solare Stromerzeuger, darunter zwei steckerfertige Erzeugungsanlagen (sogenannte Plug-In- oder Balkon-PV-Anlagen) und 22 bauliche Anlagen (Hausdach, Gebäude und Fassade) [5]. Insgesamt besitzt Antweiler bereits eine installierte PV-Leistung von 262,165 kWp mit einem berechneten jährlichen Stromertrag von 224.940,78 kWh (siehe digitalen Anhang 12.4). Drei weitere Haushalte planen derzeit nach Angaben in der Umfrage (Anhang 12.2) die Anschaffung einer Solaranlage. Die bereits bebauten Flächen werden bei der Flächenberechnung durch die Satellitenbilder nicht miteinbezogen. Die Flächenbestimmung beinhaltet ebenfalls großzügige Abstände zu Fenstern, Kaminen Sattelenschüsseln und Dachrändern. Die folgende Flächenangabe kann resultierend als konservativ angenommen werden.

Die gesamte Dachfläche, die in Antweiler zur Verfügung steht, beläuft sich auf circa 27.000 m². Bei einer angenommenen Leistung von 190 W/m², die bei aktuellen Solarmodulen Standard ist, ergibt sich eine potenzielle Gesamtleistung von ca. 5,1 MWp. Für optimal ausgerichtete Photovoltaikanlagen kann in Mitteldeutschland von einer durchschnittlichen Erzeugung von ungefähr

1.024 kWh pro kWp installierter Leistung ausgegangen werden. Wegen der verschiedenen Aufstellungswinkel sowie Dachausrichtungen wird von einer durchschnittlichen Erzeugung aller Anlagen von 750 kWh pro kWp ausgegangen. Diese Annahme ist zur Einordnung ca. 13 % niedriger als die durchschnittliche Erzeugung pro installierter Leistung der bekannten Anlagen in Antweiler aus dem Marktstammdatenregister [5]. Es ergibt sich eine mögliche durchschnittliche Erzeugung von circa 4 GWh pro Jahr.

4.1.2 Berechnungstool für Dach-PV

Zur Berechnung des Potenzials, der Einspeisevergütung und der installierten Leistung für PV-Anlagen auf privaten Dachflächen in Antweiler wird zunächst ein selbsterstelltes, Excel-basiertes Tool eingesetzt (Anhang 12.3). Die Erzeugungsdaten der PV-Anlage in Verbindung mit den jährlichen Wetterdaten werden aus dem Portal „PV Watts Calculator“ von *Alliance for Sustainable Energy, LLC* entnommen, die Stromlastprofile der Haushalte aus dem Standardlastprofil H0 des *Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft*.

Die Daten werden zur Entlastung des Simulations-Tools auf eine stündliche Basis konvertiert und über ein ganzes exemplarisches Jahr hochgerechnet. In Abbildung 2 sind jeweils ein Wochenprofil für Sommer und Winter für einen Zwei-Personen-Haushalt, sowie das Erzeugungsprofil einer nach Süden ausgerichteten 10 kWp PV-Anlage in Antweiler mit dem erstellten Tool dargestellt.

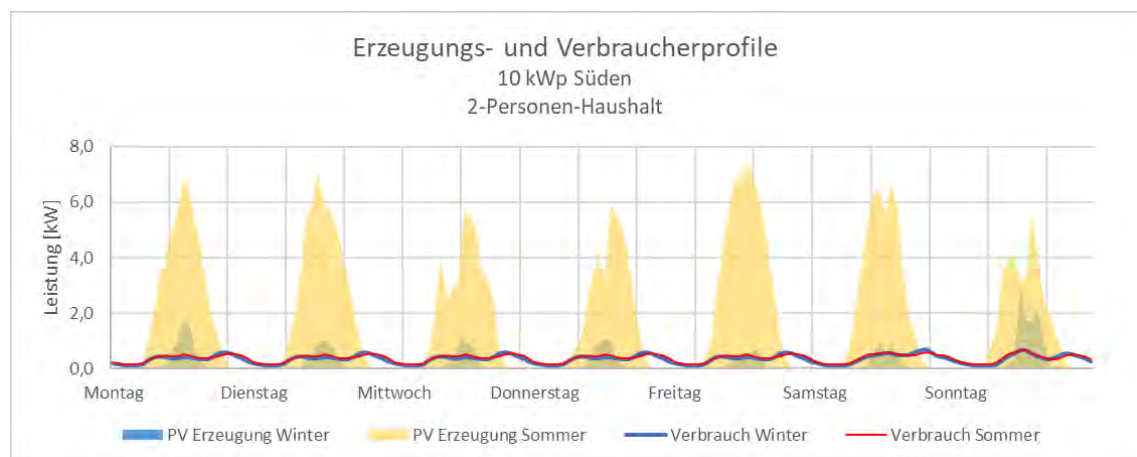


Abbildung 2: PV-Erzeugungsprofil und Verbraucherprofil anhand eines Standardeinfamilienhauses [Eigene Darstellung]

Wenn die Nutzung eines Elektro-PKW bekannt ist, kann dieses Lastprofil im Berechnungstool ergänzt werden. Abbildung 3 zeigt die durch den Ladevorgang verursachten Lastspitzen in einer durchschnittlichen Woche im Sommer bzw. Winter im Vergleich zu dem vorher betrachteten Haushaltslastprofil.

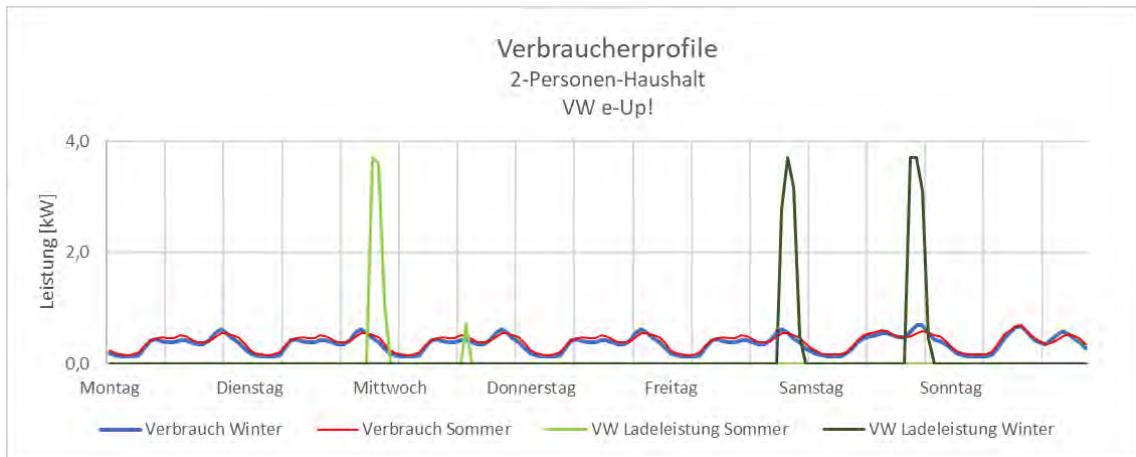


Abbildung 3: Verbraucherprofil anhand eines Standardeinfamilienhauses und der Elektrofahrzeug-Ladung [Eigene Darstellung]



Abbildung 4: Luftbild von Antweiler im Solarkataster Rheinland-Pfalz [6]

Um Ausrichtung und Dachfläche der individuellen Gebäude zu berechnen, wird das „Landesweite Solarkataster Rheinland-Pfalz“ verwendet (Abbildung 4). Insgesamt wurde das Potenzial von 287 Dachflächen individuell betrachtet (Anhang 12.4). Davon sind 252 private Wohngebäude, 4 öffentliche Gebäude und 31 gewerbliche Gebäude (Industriegebäude, Restaurants, Gaststätten, etc.). Für diese ergibt sich eine gesamte Leistung von 6.673,20 kWp, welche mit einem Korrekturfaktor von 0,76 angepasst wird, um auf die berechneten 5,1 MWp zu kommen und somit ungenutzte Flächen wie Kamine, Fenster u. A. zu beseitigen.

Verschattung durch Bäume oder Nachbargebäude sowie ungeeignete Flächen aufgrund von bspw. zu geringen Aufbauten werden vom Solarkataster berücksichtigt und bei der Berechnung entfernt [6]. Zusätzlich werden in das Tool auch vier verschiedene Finanzierungsmöglichkeiten eingepflegt und die technologie- sowie leistungsabhängige Einspeisevergütung berechnet, die in den folgenden Kapiteln erläutert werden.

4.1.2.1 Kosten

Das Solaranlagen-Portal Deutschland gibt für April 2023 nach der Befragung von 250 Angeboten von Solarinstallateur*innen einen groben Preisindex für private Solaranlagen im Bereich kleiner 20 kWp an. Die Ergebnisse werden folgend in Tabelle 1 als Nettopreise angegeben.

Tabelle 1: Kosten für private PV-Anlagen [7]

Anlagengröße	Ø Kosten	Ø Kosten pro kWp	Preisspanne
Bis 3 kWp	5.400 €	1.730 €	1.550 - 1.960€
Bis 4 kWp	6.300 €	1.570 €	1.250 - 1.870€
Bis 5 kWp	7.600 €	1.530 €	1.130 - 1.960€
Bis 6 kWp	9.000 €	1.490 €	1.050 - 1.920€
Bis 7 kWp	10.400 €	1.470 €	1.080 - 1.940€
Bis 8 kWp	11.000 €	1.370 €	1.140 - 1.880€
Bis 9 kWp	12.900 €	1.430 €	1.030 - 1.870€
Bis 10 kWp	13.300 €	1.340 €	1.040 - 1.900
10 kWp bis 15 kWp	16.600 €	1.240 €	1.040 - 1.670€
15 kWp bis 20 kWp	24.500 €	1.360 €	1.280 - 1.420€

Nach den Angaben eines vorliegenden Angebots der Firma ElektroSol machen die Solarmodule an sich ca. 40 % des Kaufpreises aus. Das Gerüst für die Solarmodule hat einen Anteil von circa 20 % des Endkaufpreises. Weitere 20 % stammen vom Wechselrichter und den Leistungsoptimierern. Die restlichen 20 % setzen sich aus den Kabeln, der Planung, der Montage und der Fertigmeldung zusammen [8]. Betriebskosten beinhalten bei Photovoltaikanlagen Versicherungsbeiträge, Wartungsarbeiten, Reparaturen und Reinigungen. Falls der Stromzähler gemietet ist, fallen zusätzlich Mietkosten für diesen an. Als pauschalen Rechenwert können ca. 2 % der Investitionssumme als jährliche Betriebskosten angenommen werden. [6]

Der rasante Verfall der Photovoltaik-Systempreise wird durch die Corona Krise im Jahr 2020 zunächst gebremst. Durch Lieferschwierigkeiten und unterbrochene Lieferketten durch langanhaltende Lockdowns in China, welches mit Abstand das größte Produktionsland für PV-Module und

Wechselrichter ist, steigen die Preise erstmalig seit 2020 wieder [9]. Durch den Ukrainekrieg und den korrelierenden Drang nach Energieunabhängigkeit steigt die Nachfrage für Solarmodule zusätzlich, was die Preise 2022 weiter in die Höhe treibt. So liegen die derzeitigen Solarkosten für Privatkunden auf dem Preisniveau von 2016 [10]. Mit den Beendigungen der „Zero-Covid“-Politik der Chinesischen Volksrepublik ist eine Entspannung im Markt und eine folgende Kostensenkung prognostiziert. [11]

Preise für Batteriespeicher sinken derzeit weiterhin. Zum aktuellen Zeitpunkt kosten Batteriespeichersysteme bis zu einer Speicherkapazität von 5 kWh ca. 1300 €/kWh. Speicher im Bereich von 5 kWh bis 10 kWh sind für circa 1040 € pro kWh erhältlich. Bei größeren Anlagen im Bereich von 10 bis 20 kWh sinken die Preise auf ca. 840 €/kWh. Diese sind aber für durchschnittliche Privathaushalte in Deutschland zu groß. [12]

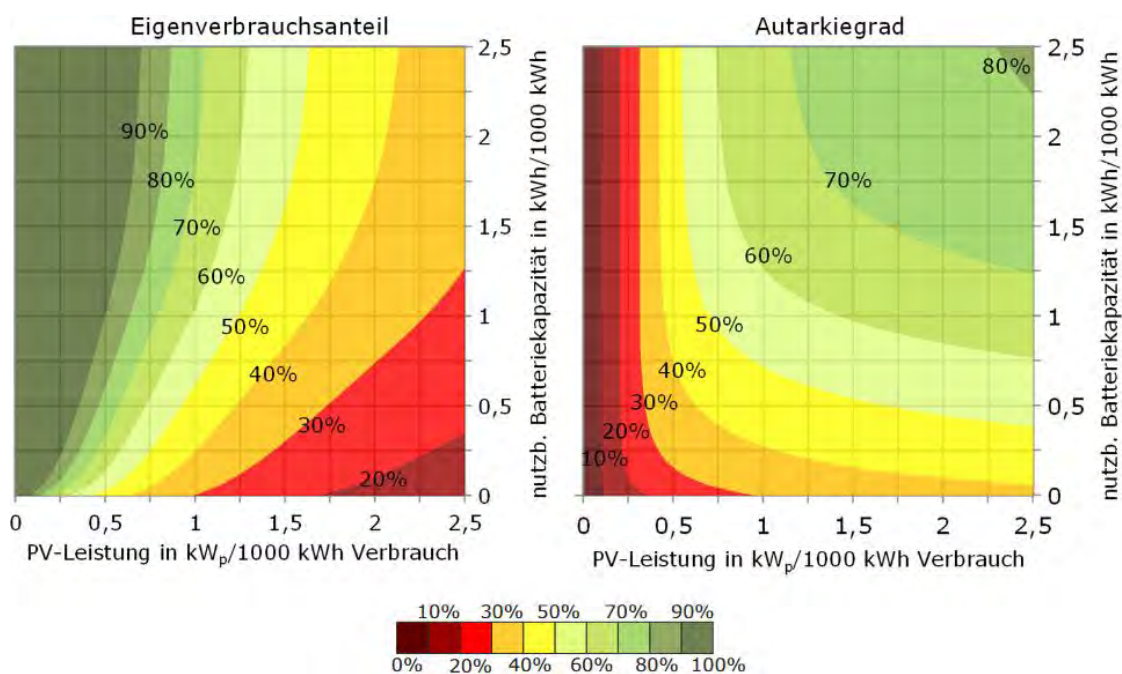


Abbildung 5: Auslegung von PV-Anlagen und Batteriespeichern [12]

Abbildung 5 stellt die Verteilungen des Eigenverbrauchsanteils sowie des Autarkiegrads im Zusammenhang mit der PV-Anlagengröße und der Speichergöße bezogen auf den Haushaltsverbrauch dar. Ein hoher Eigenverbrauchsanteil verbessert die Wirtschaftlichkeit, da pro verbrauchter kWh der aktuelle Netzstrompreis eingespart wird, welcher aktuell um ein Vielfaches höher liegt als die Einspeisevergütungen. Dieser Effekt wird besonders nach Ablauf der EEG-Vergütung von Vorteil. Der Strompreis ist schwer prognostizierbar, wird jedoch für die wirtschaftliche Analyse mit 0,4 €/kWh für das Jahr 2023 angenommen. Hinzu kommt eine jährliche Inflationsrate von 2 % und eine zusätzliche Strompreissteigerung von 1 %, modelliert nach der wirtschaftlichen Berechnung des Solarkatasters für Rheinland-Pfalz [6]. Um den Eigenverbrauch und die

Autarkie zu steigern, ohne dabei für Privathaushalte schwer zu finanzierende Investitionssummen zu verursachen, kann eine installierte PV-Leistung von 1 bis 1,5 kWp pro 1000 kWh Verbrauch im Haushalt pro Jahr angestrebt werden. Zusätzlich kann optional ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 1 bis 1,5 kWh pro 1000 kWh Verbrauch pro Jahr in Betracht gezogen werden [13]. Es sei zu beachten, dass dies lediglich grobe Richtwerte sind und jeder Haushalt individuell betrachtet werden muss.

Die Bewertung gilt für einen Zeitraum von 20 Jahren bzw. der Lebenserwartung einer Solaranlage nach der AfA-Tabelle des Bundesministeriums für Finanzen [14]. Wie bereits erwähnt, wurden am Informationsabend weitere Finanzierungsmöglichkeiten für Photovoltaikanlagen präsentiert. Neben dem eigenen Erwerb ist auch die Beantragung vergünstigter Kredite möglich. Der lohnenswerteste unter diesen ist der KfW-Förderkredit für Erneuerbare Energien (Standard 270) der KfW-Bank [15]. Die Bedingungen werden in Tabelle 2 aufgelistet:

Tabelle 2: Zinssätze KfW-Förderkredit Erneuerbare Energien 270 [Eigene Darstellung]

Laufzeit	Zinsbildung	Tilgungsfreie Anlaufjahre	Zinsen
5 Jahre	5 Jahre	1 Jahr	4,16 %
10 Jahre	10 Jahre	2 Jahre	4,15 %
15 Jahre	15 Jahre	3 Jahre	4,15 %
20 Jahre	10 Jahre	3 Jahre	4,15 %
20 Jahre	20 Jahre	3 Jahre	4,49 %

Außer diesen Möglichkeiten kann im Berechnungstool ebenfalls die Option einer Verpachtung bei einer einzugebenden monatlichen Miete und die Einsparung von Installationskosten durch Do-it-yourself-PV eingestellt werden (Anhang 12.3).

4.1.2.2 Einspeisevergütung nach dem EEG 2023

Die Einspeisevergütung der PV-Anlagen richtet sich nach dem EEG 2023 und unterscheidet sich nach Anlagentyp, Anlagengröße bzw. installierter Leistung in kWp sowie dem Jahr der Inbetriebnahme [16]. Zur Berechnung wird das Inbetriebnahmejahr 2023 angesetzt und das Superpositionsprinzip verwendet, wie in Formel 1 beschrieben:

$$Einspeisevergütung = \sum_{Leistungsgrenze} Einspeisung_{Leistungsgrenze} \times \frac{Max. Leistung - Untere Leistungsgrenze}{Anlagenleistung}$$

Formel 1: Einspeisevergütung nach dem Superpositionsprinzip

Zur Berechnung der Einspeisevergütung von den privaten Wohngebäuden wird hier das Marktprämienmodell verwendet, welches einem Bonus von 0,4 Cent/kWh entspricht. Da die

Einspeisevergütung deutlich unter dem Wert für selbstbenutzen Strom liegt (Preisunterschied von über 30 Cent/kWh), wird zunächst immer die Überschusseinspeisung bevorzugt. Das heißt, es ist generell wirtschaftlich sinnvoller, den selbsterzeugten Strom selbst zu nutzen und den Überschuss einzuspeisen, anstatt eine höhere Vergütung für eine sogenannte „Volleinspeisung“ zu bekommen. Die Höhe der Vergütung ist ab der Inbetriebnahme über die nächsten 20 Jahre festgeschrieben. [16] In Tabelle 3 sind alle Vergütungssätze für das Jahr 2023 aufgelistet:

Tabelle 3: Einspeisevergütungen und anzulegende Werte EEG 2023 für das Jahr 2023

Anlagengröße	Überschusseinspeisung	Volleinspeisung	Mieterstromzuschlag	ÜE ohne Direktvermarktung	VE ohne Direktvermarktung	Sonderanlage	Technologie-Prämie
10 kWp	8,60 Cent/kWh	13,40 Cent/kWh	2,67 Cent/kWh	8,60 Cent/kWh	13,00 Cent/kWh	7,00 Cent/kWh	1,20 Cent/kWh
40 kWp	7,50 Cent/kWh	11,30 Cent/kWh	2,48 Cent/kWh	7,50 Cent/kWh	10,90 Cent/kWh	7,00 Cent/kWh	
100 kWp	6,20 Cent/kWh	11,30 Cent/kWh	1,67 Cent/kWh	6,20 Cent/kWh	10,90 Cent/kWh	7,00 Cent/kWh	
400 kWp	6,20 Cent/kWh	9,40 Cent/kWh	1,67 Cent/kWh	PV-Markt- wert	PV-Markt- wert	7,00 Cent/kWh	
1.000 kWp	6,20 Cent/kWh	8,10 Cent/kWh	1,67 Cent/kWh	PV-Markt- wert	PV-Markt- wert	7,00 Cent/kWh	

Für spätere Jahre werden halbjährliche Degressionen hinzugerechnet, wodurch mit einer geringeren Vergütung zu rechnen ist. Das Tool berechnet die Vergütung bis zum Jahr 2028.

4.1.3 Projektplanung

Nach der Betrachtung der einzelnen Wohngebäude werden vom Solar-Kataster allein fünf von 252 Gebäuden als ungeeignet bewertet. Bei weiteren zwei besteht Denkmalschutz.

Wie oben genannt, beträgt das Potenzial für die restlichen privaten Dachflächen, sowohl für Gewerbe als auch für Wohngebäude, eine Leistung von fast 5 MWp. Da dies nur bei einer maximalen Ausbeute der vorhandenen Fläche möglich ist, jedoch nicht realistisch in Hinsicht auf private Finanzierungsmöglichkeiten und langen Amortisationszeiten, wird für Wohngebäude

zusätzlich eine Deckelung von maximal 10 kWp installierter Leistung pro Haushalt eingehalten. Somit verringert sich das gesamte Potenzial auf ca. 3 MWp und die jährliche erzeugte Leistung auf ca. 3 GWh. Diese bestehen zu 53 % aus Ost-West ausgerichteten Modulen und zu 47 % aus nach Süden geneigten Flächen oder Flachdächern (Anhang 12.4).

Eine der Lehren des Informationsabends ist nicht nur die Akzeptanz, sondern auch der aktive Zuspruch der Bürger Antweilers für mehr Photovoltaik auf öffentlichen Gebäuden. Für die Analyse der potenziellen Flächen für Photovoltaik wird die Margaretha-von-Arenberg-Schule, die Kindertagesstätte Regenbogen, das alte Feuerwehrgebäude (Bebauungspläne für das neue Gebäude sind nicht verfügbar), sowie das Gebäude der freiwilligen Feuerwehr betrachtet. Insgesamt ist hier ein Potenzial von ca. 135 kWp zu erwarten, mit einer jährlichen Stromerzeugung von ca. 111 GWh (Anhang 12.4).

4.1.4 Fazit PV auf Dachflächen

Bewusst fällt bei dieser Technologie ein Kapitel zu Vor- und Nachteilen aus. Photovoltaik auf Dachflächen erweist sich in den letzten Jahren als einer der kostengünstigsten und flexibelsten Stromerzeuger für die Energiewende. Nicht nur durch das Vergütungssystem des EEG 2023, sondern allein durch die gesparten Stromkosten, welche rasant steigen, ist Photovoltaik in Antweiler auf fast allen Dachflächen technisch möglich und wirtschaftlich sinnvoll. Das Scheitern bei der Umsetzung von Photovoltaik in Antweiler ist nur bedingt durch die Einwilligung der Flächeneigentümer.

4.2 Agri-PV

Nach der Analyse der Möglichkeiten für Dach-PV auf privaten und öffentlichen Gebäuden in Antweiler werden weitere Standorte für Photovoltaik untersucht. Eine bekannte weitere Möglichkeit ist die der Freiflächenanlage. Häufig konkurrieren jedoch Freiflächen, die meist landwirtschaftlich genutzte Felder sind, mit der potenziellen Fläche für einen Solarpark und es ergibt sich ein Nutzungskonflikt. Um diese Problematik weitestgehend zu umgehen, gibt es eine Variante, die Stromerzeugung durch Photovoltaik und Landwirtschaft auf einer Fläche kombiniert: Agri-Photovoltaik (Agri-PV).

Antweiler als dörfliche Gemeinde verfügt über 34 ha landwirtschaftliche Fläche. So wird im Folgenden untersucht, ob Antweiler geeignet für diese Form der Stromerzeugung ist und eine Agri-PV-Pilotanlage machbar wäre. [17]

4.2.1 Stand der Technik

Die Idee, Photovoltaik mit Landwirtschaft zu verbinden, hatten 1981 bereits die deutschen Physiker Adolf Goetzberger und Armin Zastrow [18]. In den vergangenen sieben Jahren wurde Agri-PV immer populärer, befindet sich aber trotzdem momentan noch in der Startphase. Zurzeit wird in Form von Pilotanlagen rund um die Technologie geforscht, über das Montagesystem bis hin zum Einfluss auf die Pflanzenkulturen. Dies soll Agri-PV-Anlagen gemeinsam mit den angepassten Förderungsmaßnahmen aus der EEG-Novelle 2023 zur Marktreife bringen.

Agri-PV wird definiert als „die kombinierte Nutzung ein und derselben Landfläche für landwirtschaftliche Produktion als Hauptnutzung und für Stromproduktion mittels einer PV-Anlage als Sekundärnutzung“. Das Resultat der doppelten Flächenausnutzung zeigt sich in der gesteigerten ökologischen und wirtschaftlichen Landnutzungseffizienz und in weiteren positiven Synergieeffekten. Beispielsweise kann Agri-PV je nach Systemart für verbesserte Böden und einen für die Kulturen vorteilhafteren Wasserhaushalt sorgen, oder als Schutz vor Hagel dienen. [19]

Die Norm DIN SPEC 91434 definiert Agri-PV-Systeme in unterschiedlichen Kategorien und legt die allgemein gültigen Anforderungen und Regularien an diese besondere Form der Stromerzeugung fest. So wird die Grundlage für ein vereinheitlichtes Prüfverfahren mit standardisierter Projektdokumentation geschaffen. Es wird unterschieden in zwei Kategorien: Agri-PV-Anlagen mit einer Aufständering mit lichter Höhe (Kategorie I) und Agri-PV-Anlagen mit einer bodennahe Aufständering (Kategorie II) (Abbildung 6). Die Kategorie II wird dabei weiter unterteilt in Anlagen, die in einem bestimmten Winkel haben oder die vertikal aufgestellt sind. [19]



Abbildung 6: Agri-PV Anlagenkategorien nach DIN SPEC 91434, von links nach rechts: Aufständering mit lichter Höhe (Kategorie I), bodennahe Aufständering in einem bestimmten Winkel (Kategorie II), vertikale, bodennahe Aufständering (Kategorie II) [20]

Die über die Norm gesetzlich geregelten Anforderungen unterteilen sich in Aufständering, Flächenverlust, Bearbeitbarkeit, Lichtverfügbarkeit und –homogenität, Wasserverfügbarkeit, Bodenerosion, rückstandlose Auf- und Rückbaubarkeit, Kalkulation der Wirtschaftlichkeit und Landnutzungseffizienz. Eine besonders wichtige Anforderung ist dabei die Vorgabe des maximalen Flächenverlusts. Bei Anlagen der Kategorie I darf der Verlust an landwirtschaftlich nutzbarer Fläche durch Aufbauten und Unterkonstruktionen höchstens 10 % der Gesamtfläche betragen, bei Anlagen der Kategorie II höchstens 15 %. Unter dem Punkt der Landnutzungseffizienz ist

zudem festgelegt, dass der Ertrag der Kulturpflanzen nach Errichtung der Agri-PV Anlage noch 66 % des Referenzertrages betragen muss. Die möglichen Bewirtschaftungsformen sind je nach Anlagenform zunächst einmal per Definition breit gefächert, je nach dem muss jedoch die Verträglichkeit der Bewirtschaftungsform mit dem jeweiligen Anlagensystem durch bspw. Verschattung oder andere Effekte individuell beurteilt werden. Die verschiedenen landwirtschaftlichen Nutzungsmöglichkeiten können unterschiedliche Pflanzenkulturen, Ackerbau, Grasland oder Weideland sein. [19]

Die Stromgestehungskosten für Agri-PV betragen 2020 7 bis 12 Cent/kWh. Nach Fraunhofer ISE wird Agri-PV somit als wettbewerbsfähig gegenüber anderen erneuerbaren Energien eingeschätzt. Der Branchenverband SolarPower Europe schätzt das Potential für Agri-PV bei einer weltweiten Nutzung von 1 % aller landwirtschaftlichen Flächen auf eine Kapazität von 700 GW. [21]

4.2.2 Vor- und Nachteile

In diesem Kapitel werden zunächst allgemein die verschiedenen Chancen und Herausforderungen von Agri-PV untersucht. Dabei wird der Einfluss auf die Landwirtschaft analysiert, die Rahmenbedingungen von Finanzierung und Genehmigung betrachtet sowie soziale Aspekte und das Thema Akzeptanz diskutiert.

4.2.2.1 Einfluss von Agri-PV auf Landwirtschaft

Im Folgenden werden verschiedene Studien und Projekte untersucht, um die verschiedenen Einflüsse von Agri-PV auf die Landwirtschaft zu sammeln und den bisherigen Stand der Forschung zusammengefasst darzustellen. Der Einfluss auf den Anbau der Pflanzenkulturen muss hierbei gesamtheitlich betrachtet werden, da die verschiedenen Effekte häufig als Synergien auftreten. Die jeweiligen Synergieeffekte können unterteilt werden in: Verschattung, Bodenhaushalt (Wasser, Nährstoffe, Temperatur), Umgebungstemperatur, Luftfeuchtigkeit und Schutz vor Wind, Starkregen und Hagel. [23–25]

Die aktuelle Meta-Analyse von Laub et al. beschäftigt sich mit dem Thema der Verschattung von Pflanzenkulturen durch u.a. Solarmodule und den Effekt auf die Ernteerträge. Ob die Erträge positiv oder negativ durch die Verschattung beeinflusst werden, hängt stark von der jeweiligen Pflanzenkultur ab. Nachweislich kann eine Toleranz der meisten Pflanzen gegenüber einer Verschattung von bis zu 15 % festgestellt werden, womit der Ertrag durchschnittlich unverändert bleibt. Die Ernteerträge von Beeren, Früchten und Fruchtgemüse können von einer Verschattung bis zu 30 % sogar durch eine Steigerung profitieren. Andere Kulturen brauchen jedoch viel Sonnenlicht für ihr Wachstum, da sie sonst unter starken Ertragseinbußen leiden. Grünfütter,

Blattgemüse, Knollen- & Wurzelfrüchte senken ihren Ertrag durch prozentuale Verschattung proportional, während Mais und Körnerleguminosen sogar sehr starke Ertragseinbußen erleben. [23]

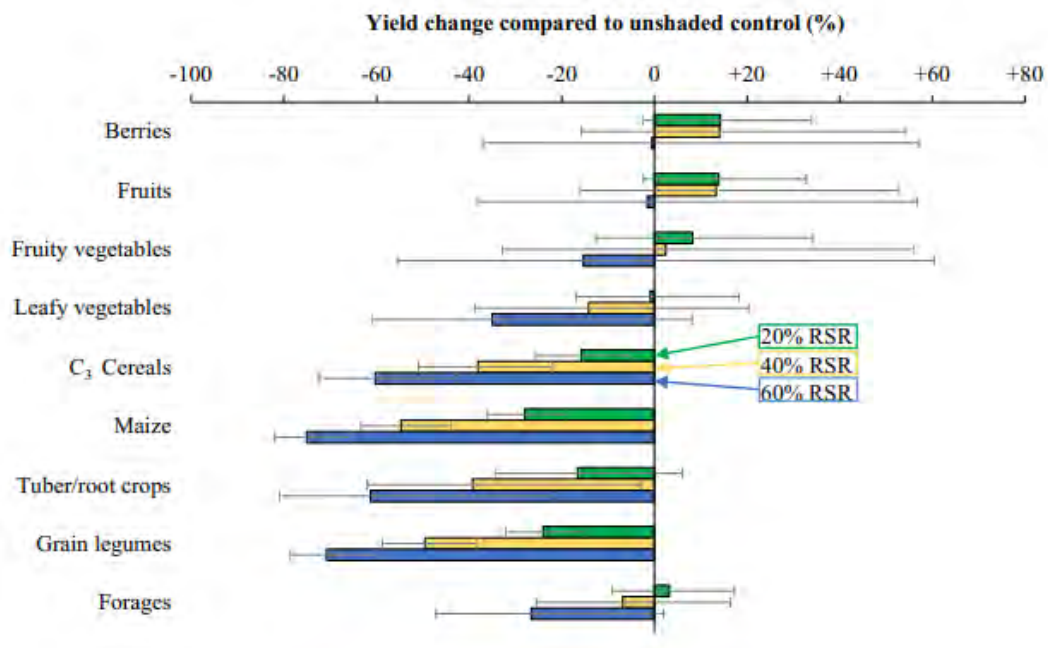


Abbildung 7: Ertragsveränderung verschiedener Pflanzenkulturen durch prozentuale Verschattung [23]

In Abbildung 7 sind für die untersuchten Pflanzenkulturen die jeweiligen prozentualen Ertragsveränderungen für drei verschiedene Verschattungsszenarien (RSR = Reduction in solar radiation) von 20, 40 oder 60 % dargestellt. [23]

In einer weiteren Studie liegt der Fokus auf der Gesamtheit der zuvor erwähnten Synergieeffekte mit der Fragestellung, inwiefern Agri-PV eine sich durch den Klimawandel verändernde Landwirtschaft in ihren Herausforderungen unterstützen könnte. Hierbei werden die Schutzfunktionen von Agri-PV auf die Felder durch mögliche Extremwetterereignisse wie Dürre, höhere Umgebungstemperaturen, Starkregen-, Hagel-, Frost- und Windschäden untersucht. Dazu wird eine Literaturrecherche betrieben und die Ergebnisse mit Pilotanlagen der drei verschiedenen Montagesysteme (vertikale, bodennahe Aufständigung, bodennahe Aufständigung mit größerem Reihenabstand und Aufständigung mit lichter Höhe) an einem Standort in Belgien verglichen. Die experimentell erzielten Erkenntnisse bestätigen die Ergebnisse aus anderen Studien. Die hochaufgeständerten, eng stehenden Systeme zeigen einen größeren Einfluss auf die Umgebungstemperatur und Feuchtigkeit als bodennahe Systeme mit größerem Reihenabstand. Dies ist auf den sogenannten „sheltering effect“ zurückzuführen. Dieser kommt auch als Schutz gegen Hagel und Regen zum Tragen, was bei bodennahen Systemen nicht möglich ist. Bodennahe, vertikale Systeme hingegen sind in der Lage, als Windschutz gegen Bodenerosion zu fungieren.

Diese vertikalen Systeme mit Ost-West-Ausrichtung sind jedoch nicht als Hitzeschutz geeignet, da die Felder durch die Ausrichtung am Mittag immer noch die meiste Hitze erfahren. [22]

Eine andere Feldstudie kann den gesamtheitlichen Einfluss von Agri-PV auf die Nährstoffzusammensetzung von Pflanzen nachweisen. Beispielweise kann der Proteingehalt von Spinat und Basilikum durch Agri-PV gesteigert werden. [24]

Neben Forschungsinstitutionen können auch Projektierungsunternehmen im Bereich Agri-PV positive Aspekte beobachten. Das Unternehmen Next2Sun mit Schwerpunkt auf vertikalen, bodennahen Anlagensystemen spricht bspw. sowohl von positiven Effekten durch einen verbesserten Wasserhaushalt des Bodens aufgrund von Verschattung als auch von praktischem Windschutz durch die Module. Dies soll nach eigenen Angaben zu einem deutlich höheren Heuertrag führen können. [23] Zu beachten ist, dass dieses System bisher nur mit Graslandflächen praktisch und mehrjährig getestet wurde. Next2Sun ist seit 2015 mit einigen Pilotprojekten und kommerziellen Anlagen in der Branche tätig, veröffentlichte bisher allerdings keine wissenschaftlichen Studien zu diesem Thema. [24]

Als Fazit kann eine starke Abhängigkeit von den jeweiligen Pflanzenkulturen und örtlichen Gegebenheiten angenommen werden. Nicht zu vernachlässigen ist auch die Relevanz des Klimawandels und die sich dadurch verändernde Landwirtschaft mit neuen, schwierigeren Anforderungen. Schlussendlich ist eine weitere Forschung auf vielen Ebenen im Bereich der Agri-PV sinnvoll und notwendig.

4.2.2.2 Finanzierung und Genehmigung

Mit der EEG-Novelle 2023, die Anfang dieses Jahres in Kraft tritt, verbessern sich die Rahmenbedingungen für die Förderung von Agri-PV allgemein. Agri-PV-Anlagen sind nun erstmalig in der Förderung der Freiflächenausschreibung integriert und erhalten bei Aufständigung in lichter Höhe zudem einen Zuschlag auf die Einspeisevergütung, um Mehrkosten für die aufwändigere und kostspieligere Konstruktion zu kompensieren. Die sich jährlich reduzierenden Zuschlagsbeträge sind in Abbildung 8 dargestellt, so beträgt der Zuschlag 2023 1,2 Cent/kWh. [16]

§ 38b Anzulegender Wert für Solaranlagen des ersten Segments

(1) Die Höhe des anzulegenden Werts bei den Ausschreibungen für Solaranlagen des ersten Segments entspricht dem Zuschlagswert des bezuschlagten Gebots, dessen Gebotsmenge der Solaranlage zugeteilt worden ist. Wenn es sich bei der Solaranlage um eine besondere Solaranlage nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe a, b oder c handelt und die Anlage insgesamt mit einer lichten Höhe von mindestens 2,10 Metern aufgeständert ist, erhöht sich der anzulegende Wert nach Satz 1 bei Anlagen, die

1. im Jahr 2023 einen Zuschlag erhalten haben, um 1,2 Cent pro Kilowattstunde,
2. im Jahr 2024 einen Zuschlag erhalten haben, um 1 Cent pro Kilowattstunde,
3. im Jahr 2025 einen Zuschlag erhalten haben, um 0,7 Cent pro Kilowattstunde und
4. in den Jahren 2026 bis 2028 einen Zuschlag erhalten haben, um 0,5 Cent pro Kilowattstunde.

Wenn es sich bei der Solaranlage um eine besondere Solaranlage nach § 37 Absatz 1 Nummer 3 Buchstabe e handelt, erhöht sich der anzulegende Wert nach Satz 1 um 0,5 Cent pro Kilowattstunde.

Abbildung 8: Ausschnitt aus dem EEG 2023 [16]

Agri-PV lässt sich somit über die Innovationsausschreibung hinaus fördern und die Anlagenkombination über diese Innovationsausschreibung (mit einer weiteren erneuerbaren Energieanlage oder eines Speichers) als einzige Förderungsmöglichkeit ist nicht mehr verpflichtend. Zudem entfällt die bisherige Begrenzung der maximalen Gebotshöhe auf 2 MW. [16]

Trotz scheinbar verbesserter Förderungssituation für Agri-PV gibt es immer noch zahlreiche Kritikpunkte, die von verschiedenen Institutionen geäußert werden (Fraunhofer ISE, FZ Jülich, BSW Solar, etc.). In erster Linie soll der Zuschlag nicht ausreichen, um in der Realität die gesamten Mehrkosten durch eine aufwändigere Konstruktion zu kompensieren. Es wird vermutet, dass dies Agri-PV auch zukünftig nicht zur Wettbewerbsfähigkeit gegenüber PV-Freiflächenanlagen führen wird. Insbesondere seien hochaufgeständerte Anlagen betroffen, deren Montagesystem bei den gestiegenen Stahlpreisen nun in der Konstruktion noch teuer sind als zuvor. Ein weiterer Kritikpunkt ist die Tatsache, dass kleinere Anlagen unter 1 MW nicht gefördert werden, ebenso nicht Bürgerprojekte unter 6 MW. Bei kleineren Flächen bietet die Überlegung einer Agri-PV-Anlage den Flächeninhaber*innen bzw. Landwirt*innen keinen förderlichen Anreiz. Eine bodennahe, vertikale Anlage auf 2 ha Fläche erzeugt bspw. nur 800 kW und fällt somit unter die 1 MW-Grenze. [25–27]

Ebenso gab es genehmigungsrechtlich sowohl einige positive Neuerungen als auch weiter bestehende Schwierigkeiten. Nach Direktzahlungsdurchführungsverordnung erhalten Flächeninhaber*innen weiterhin die EU-Fördergelder, wenn die Kombination von Photovoltaik mit Landwirtschaft immer noch eine landwirtschaftliche Nutzung von 85% der ursprünglichen Fläche zulässt. Außerdem positiv ist die Neuregelung der steuerlichen Behandlung. Agri-PV Anlagen nach Norm als Grundbesitz können nun dem landwirtschaftlichen Vermögen zugerechnet werden, was zu einer Akzeptanzsteigerung unter den Landwirt*innen führt. [25–27]

Das Genehmigungsverfahren wird immer noch als zu aufwendig und kompliziert kritisiert. Zudem gelten Agri-PV-Anlagen nicht als privilegierte Bauvorhaben, wodurch ein Bebauungsplan durch die Kommune notwendig wird. Somit muss auch der Flächennutzungsplan geändert werden, was als sehr zeitintensives und kompliziertes Verfahren bekannt ist. Verschiedene Verbände äußern die Empfehlung, kleinere Agri-PV-Anlagen bis 1 ha oder 1 MW Nennleistung demnach als privilegierte Bauvorhaben einzustufen. [25–27]

4.2.2.3 Soziale Aspekte & Akzeptanz

Ein wichtiger und nicht zu vernachlässigender Aspekt zum Erfolg jeglicher erneuerbarer Energieprojekte ist die gesellschaftliche Akzeptanz. Im Bereich der Agri-PV ist sowohl die Akzeptanz in der allgemeinen Bevölkerung ausschlaggebend als auch die Akzeptanz und das Interesse der Hauptakteur*innen in der Landwirtschaft.

In einem Interview, welches im Agri-PV-Leitfaden für Deutschland des Fraunhofer ISE veröffentlicht ist, wurden die involvierten Landwirte der Pilot- und Forschungsanlage Heggelbach zu den Chancen und Herausforderungen von Agri-PV nach ihrer mehrjährigen Erfahrung befragt. Die Landwirte konnten allgemein von sehr positiven Erfahrungen berichten. Die Anlage sei im Hinblick auf die Doppelnutzung sehr praktikabel, sodass die Einschränkungen bei der Bewirtschaftung eher nebensächlich sind. Das Interview und die Anlagenplanung erfolgten vor der EEG-Novelle 2023, daher rieten die Landwirte von einer Agri-PV Anlage als Nicht-Forschungsprojekt eher ab. Zu dieser Zeit gab es weder eine EEG-Einspeisevergütung noch die EU-Agrarsubventionen für Agri-PV-Anlagen. [20, S. 31]

Das Fraunhofer ISE äußert sich auch allgemein zu akzeptanzhemmenden Faktoren. Betont wird die Wichtigkeit der Integration in ein modernes, landwirtschaftliches Arbeitsmanagement. Die Schwierigkeiten werden vor allem bei den Unsicherheiten bzgl. Wirtschaftlichkeit und bei den rechtlichen Rahmenbedingungen gesehen. Der Leitfaden entstand vor der EEG-Novelle 2023 und wurde seitdem nicht aktualisiert. Die Inhalte in Form einer Stellungnahme zur Gesetzesänderung u.a. des Fraunhofer ISE sind in Kapitel 4.2.2.2 zu finden. Ob diese veränderten Rahmenbedingungen ausreichen und Agri-PV zur Wettbewerbsfähigkeit und Bereitschaft unter den Landwirten führt, bleibt abzuwarten. Die Einschätzungen verschiedener Institutionen ergeben, dass die Maßnahmen teilweise hilfreich sind, vermutlich aber nicht ausreichen. [20, S. 52]

In einem privaten Gespräch im Rahmen dieses Projekts mit einem Landwirt aus einem anderen regionalen Kreis zeigte sich dieser Agri-PV gegenüber eher als abgeneigt. Als Punkte angeführt wurden die Schwierigkeiten für den Landwirt bei der Arbeit auf den Feldern. Im Ackerbau sei dies zu hinderlich bezüglich des Wendekreises der Traktoren, Problemen wie Steinschlag, etc.

Besonders die Kombination mit Weidewirtschaft und Tierhaltung sei zu schwierig (Kabel könnten angefressen und vertikale Anlagen von Kühen beschädigt werden). Das Unternehmen Next2Sun versucht, durch einen ausführlichen Fragenkatalog zugeschnitten auf die Bedenken der Landwirte, Vorurteilen entgegen zu wirken [23].

In einem kürzlich veröffentlichten Artikel der Tagesschau wurde von Stakeholdern aus der Branche die ablehnende Haltung thematisiert: Die saarländische Landwirtschaftskammer befürchtet den Verlust von Pachtflächen, während der saarländische Bauernverband einen zu hohen Zeit- und Mehraufwand für den Landwirt kritisiert. [28]

Auch die gesamtgesellschaftliche Akzeptanz kann einen großen Einfluss haben. 2020 nahmen 500 Menschen in Deutschland an einer Online-Befragung zum Thema Agri-PV teil. Die Teilnehmer*innen wurden bevölkerungsrepräsentativ ausgewählt. Die Ergebnisse zeigten, dass drei Viertel der Befragten Agri-PV gegenüber Freiflächenanlagen vorziehen. Zwei Drittel sind der Meinung, dass Agri-PV einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten kann. Bei den verschiedenen Gestaltungsvarianten war den Befragten besonders eine niedrige Modulhöhe und breite Blühstreifen wichtig. [29]

Im transdisziplinären Forschungsprojekt APV-RESOLA innerhalb des Heggelbach Projekts wurde die Bevölkerung vor Ort von Anfang an involviert. Ganz zu Beginn gab es eine Informationsveranstaltung, für alle, die am Prozess beteiligt werden wollten. Anschließend folgten Bürgerwerkstätten vor und nach Anlagenbau zu unterschiedlichen Themen, an denen die Bürger*innen mitwirken konnten (Brainstorming zu Chancen und Herausforderungen, Erarbeitung eines gesellschaftlich akzeptierten Anlagendesigns, Entwicklung von Auswahlkriterien für Standortsuche, Workshop mit Interessensvertreter*innen). Insgesamt hat sich gezeigt, dass eine proaktive, offene und frühzeitige Kommunikation über geplante Vorhaben und Beteiligung der Bürger*innen vor Ort eine sehr positive Wirkung auf die Akzeptanz vor Ort haben kann. Aus diesem Forschungsprojekt zur gesellschaftlichen Akzeptanz haben sich u.a. folgende Erfolgsfaktoren ergeben: [20, S. 50 ff.]

- Vorhandenes Potential außerhalb der Felder prioritär nutzen (Dachflächen, Industriebauten, Parkplätze)
- Standorte wählen, durch die Doppelnutzungs-Synergien entstehen (Hitzeschutz).
- Integration in dezentrale Energieversorgung (Prozesse wie Bewässerung oder Verarbeitung landwirtschaftlicher Erzeugnisse)
- Gesellschaftliche Präferenzen ähnlich wie bei Windenergie-Projekten (Mindestabstände zu Wohngebieten, Qualität von Erholungsgebieten im Landschaftsbild erhalten)

4.2.3 Beispielprojekte

Um einen kurzen Einblick in schon bestehende Projekte zu vermitteln, werden im Folgenden zwei Agri-PV-Anlagen vorgestellt, die sowohl Forschungs- und kommerzielle Kraftwerke als auch hochaufgeständerte und bodennahe, vertikale Anlagen repräsentieren.



Abbildung 9: Heggelbach Forschungsanlage [30]

Ein allgemein sehr bekanntes und in diesem Bericht schon mehrfach erwähntes Projekt ist das Heggelbachprojekt am Bodensee aus dem Jahr 2016 (Abbildung 9).

Bei dieser Anlage steigt durch hochaufgeständerte, bifaziale Module die Landnutzungseffizienz auf 160 %. Die Anbaupflanzen sind Knollensellerie, Winterweizen, Kartoffel und Grasklee. In Tabelle 4 ist ersichtlich, wie sich die

Erträge durch Agri-PV verändern. Keine der Anbaupflanzen fällt hierbei unter die kritische Grenze von -20% , was somit keinen wirtschaftlichen Schaden verursacht. [20]

Tabelle 4: Prozentuale Ernteänderung im Heggelbachprojekt [20]

Anbaupflanzen	Ertragsänderung
Sellerie	+ 12 %
Winterweizen	+ 3 %
Klee gras	- 8 %
Kartoffeln	+ 86 %

Die Ernte fällt in verregneten Jahren schlechter aus als in heißen, trockenen Jahren, wo sie sogar besser als vorher ausfällt. Als Fazit hat sich gezeigt: Höhere Ernteerträge als zuvor sind durch Agri-PV wahrscheinlich in heißen und trockenen Gebieten möglich. [22]

Die Anlage hat eine installierte Leistung von 194,4 kWp. Durch höhere Reihenabstände ist die Leistung um 25 % geringer als bei einer konventionellen Freiflächenanlage. Die Nutzung beinhaltet sowohl Eigenverbrauch als auch Netzeinspeisung, die zum Zeitpunkt der Errichtung der Anlage allerdings noch nicht nach dem EEG gefördert wird. Zu Beginn wird der erzeugte Strom zu 40 % durch die Hofgemeinschaft direkt genutzt. Nachträglich wird auch ein Batteriespeicher mit einer Kapazität von 150 kWh installiert, der die Eigenverbrauchsrate auf 70 % steigert. [20]

Ein Beispiel für eine kommerzielle Nicht-Forschungsnutzung ist der Bürgersolarpark bei Aasen (Abbildung 10). Diese Anlage wird 2020 von Next2Sun mit einer Energiegenossenschaft als Betreiber projektiert. Dieses Kraftwerk bestehend aus bodennah-vertikalen, bifazialen Modulen ist

14 ha groß und verfügt über eine installierte Leistung von 4,1 MWp. Der Strom wird zu 100 % ins Netz eingespeist und wird nach dem EEG mit der Einspeisevergütung gefördert. Die ehemalige Ackerfläche wird seit Beginn des Projekts ausschließlich für Heu und Silage verwendet. [20, 24]



Abbildung 10: Bürgersolarpark bei Aasen [24]

Ein weiteres interessantes Projekt, welches ab 2023 entstehen soll, ist das RWE-Demonstrationsprojekt. Dabei sollen die drei verschiedenen Agri-PV-Montagesysteme zu Forschungszwecken auf der Rekultivierungsfläche am Tagebau Garzweiler entstehen und miteinander verglichen werden. Das Forschungszentrum Jülich ist dabei Kooperationspartner und bringt Expertise aus den Bereichen Pflanzenwachstum und Mikroklima mit. Untersucht werden sollen vor allem geeignete Kulturen, die optimale Anlagenauslegung und verschiedene Kooperationskonzepte mit den Landwirten. Somit ist das Ziel, geeignete Bewirtschaftungsmethoden und wertschöpfende Betreiberkonzepte für Agri-PV zu entwickeln. Dieses Demonstrationsprojekt wird über das Förderpaket *progres.nrw* finanziert und soll Agri-PV zur Marktreife führen (Abbildung 11). [30]

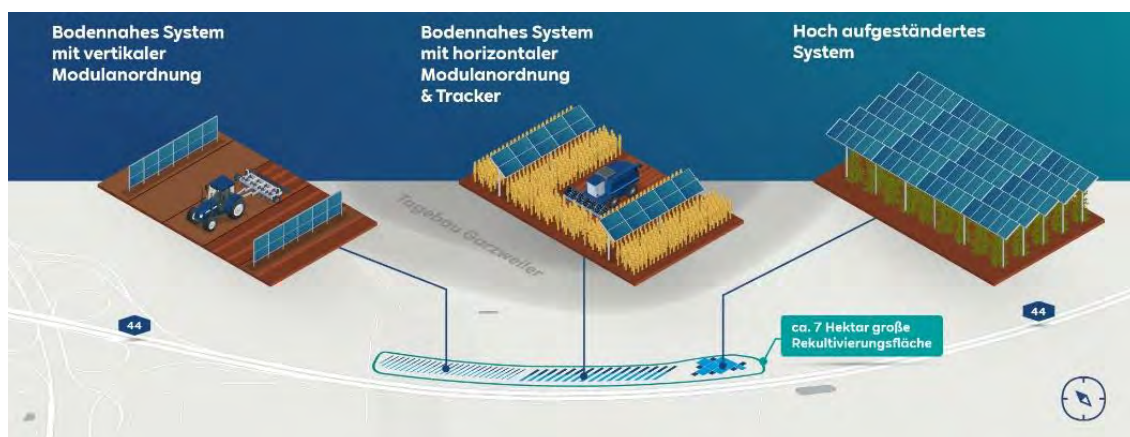


Abbildung 11: RWE Agri-PV Demonstrationsanlage [30]

4.2.4 Projektplanung

In diesem Kapitel wird konkret auf die Projektumsetzung in Antweiler eingegangen. Die Standortakquise, das Montagesystem und die Wirtschaftlichkeit stehen dabei im Vordergrund.

4.2.4.1 Standortakquise & Montagesystem

Die Gemeinde Antweiler verfügt über schätzungsweise 34 ha landwirtschaftlicher Fläche, die hauptsächlich für Getreide und Grünland verwendet wird. Die Flächeneigentümer*innen sind die Gemeinde selbst und Privatpersonen. Der Großteil der Fläche wird von Pächter*innen aus Antweiler oder der näheren Umgebung bewirbtet. Die Eigentümer*innen leben größtenteils außerhalb in größeren Städten.

Die Idee für eine Agri-PV-Pilotanlage in Antweiler würde sich über eine verhältnismäßig kleine Fläche von 2 ha belaufen (Abbildung 12). Der Großteil der Felder ist teilweise sehr hügelig, die vorgeschlagene Fläche ist jedoch nicht allzu hügelig. Zudem ist es wichtig, dass ein Bereich ausgewählt wird, der sich südlich der Straße befindet, da die Agri-PV Anlage sonst von der geplanten Windenergieanlage (siehe Kapitel 4.3), die sich etwas nördlicher befinden würde, und vom Waldstück verschattet werden würde. Die ausgewählte Fläche wird zurzeit mit Grünland bewirbtet.



Abbildung 12: Empfohlene Fläche für eine Agri-PV Anlage in Antweiler via Google Maps Pro [Eigene Darstellung]

Aus verschiedenen Gründen wird sich für ein bodennahes, vertikales Anlagensystem ausgesprochen (Abbildung 13, rechts). In erster Linie sind hochaufgeständerte Systeme bei sehr unregelmäßig hügeligen Feldern schwierig zu errichten und zu bewirtschaften. Zudem weisen diese Systeme auch höhere Investitions- und Betriebskosten auf (siehe Kapitel 4.2.4.2). Bodennahe Systeme mit Aufständigung in einem bestimmten Winkel, die sich konventionellen Anlagensystemen sehr ähneln, werden nicht empfohlen, da sie sehr flächenintensiv sind und häufig die 85 %

Grenze der landwirtschaftlichen Fläche nicht einhalten können. An dieser Stelle wird das patentierte vertikal-bifaziale Anlagensystem der Firma Next2Sun empfohlen. Next2Sun ist eine der wenigen Projektfirmen im Bereich der Agri-PV, verfügt über mindestens acht Jahre Erfahrung in lokalen und internationalen Projekten und bietet verschiedene Planungs- und Projektierungsdienstleistungen an. Die Systeme von Next2Sun sind 3 m hoch, die Abstände zwischen den Modulreihen sind 8 bis 10 m breit. Der Aufbau des Montagesystems wird vom Hersteller als recht einfach bewertet, die Verschattungen werden durch das Aufständersystem minimiert und letztendlich sind noch 90 % der landwirtschaftlichen Fläche nutzbar. Auf einer Fläche von 2 ha kann eine Anlage mit einer Leistung von 800 kW installiert werden. [23]

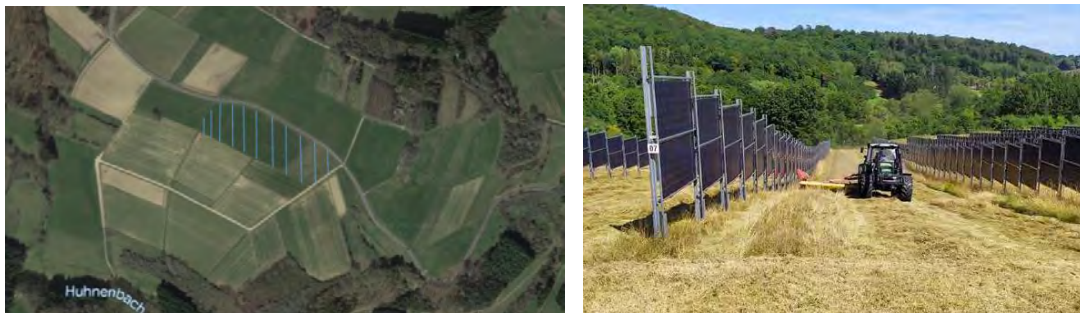


Abbildung 13: Vorschlag Modulreihen Anordnung (links) [eigene Darstellung], patentiertes Anlagensystem von Next2Sun für bodennahe, vertikale Agri-PV (rechts) [23]

Schwierigkeiten bei der Umsetzung sind zum einen die Tatsache, dass keine der in Frage kommenden Flächen eine optimale Ost-West-Ausrichtung besitzt, und dementsprechend die Modulreihen alle unterschiedlich lang sein müssten (Abbildung 13, links). Zudem konnten bisher keine Interessent*innen für diese Projektidee gewonnen werden. Beim Infoabend (siehe Kapitel 3.1) waren keine Landwirte mit Interesse am Thema Agri-PV anwesend. Gegen Projektende wurde versucht, Kontakte über den Bürgermeister der Gemeinde aufzubauen und die Landwirte durch eine mögliche Infoveranstaltung (online oder in Präsenz) oder durch einen Infoflyer für die Idee zu gewinnen.

4.2.4.2 Wirtschaftlichkeit, Förderung & Geschäftsmodell

Nach Angaben des Projektierers Next2Sun kann mit der vertikalen, bodennahen Agri-PV-Anlage eine Nennleistung von 0,4 MW/ha erzeugt werden [23]. Dementsprechend würde die installierte Leistung in Antweiler bei einer Fläche von 2 ha 800 kW betragen und pro Jahr würde ein Energieertrag von 800.000 kWh erzeugt werden. Die Investitionskosten für diese Art von Anlagensystem betragen laut Fraunhofer 780 €/kWp [20], während Next2Sun ihre Anlagen mit 700 €/kWp errichtet [23] (Abbildung 14). Die gesamten Investitionskosten würden sich somit auf 560.000 € belaufen [20]. Die Betriebskosten betragen 4,77 Cent/kWh für vertikale, bodennahe Agri-PV und würden für ein Jahr 38.160 € betragen [20]. Die Stromgestehungskosten betragen

4,5 bis 8 Cent/kWh für diese Anlagenart [20]. Die Nutzungsdauer wird vom Projektierer auf 30 bis 40 Jahre geschätzt und ist somit höher als bei konventionellen PV-Freiflächenanlagen [23]. Die Ersatzhäufigkeit unterscheidet sich je nach Anlagenkomponente (Module, WR, BOS).

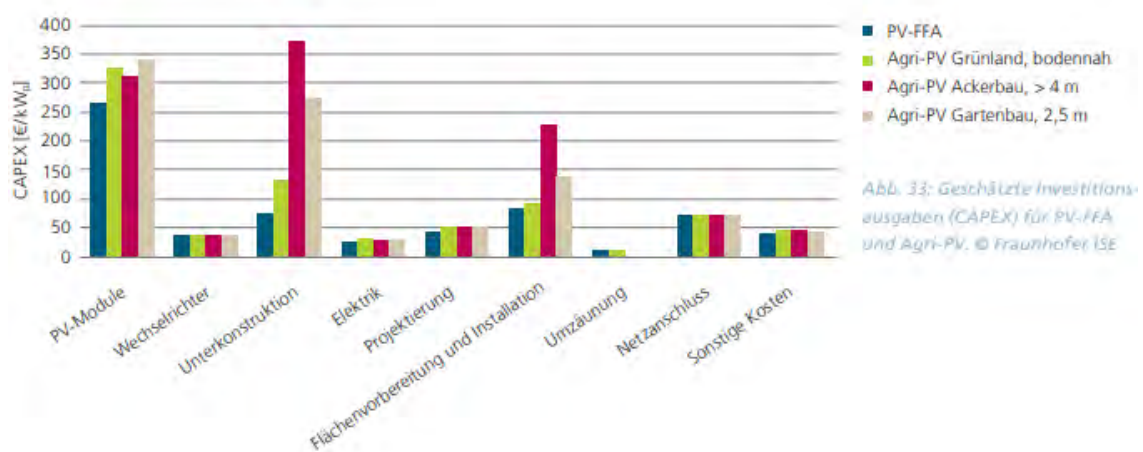


Abbildung 14: Investitionskosten für verschiedene Agri-PV Anlagensysteme, aufgeschlüsselt nach einzelnen Komponenten [20]

Wie schon in Kapitel 4.2.2.2 beschrieben, werden Agri-PV Anlagen ab 2023 als normale PV-Freiflächenanlagen über das EEG gefördert. Die Einspeisevergütung bei Anlagen über 10 kWp beträgt 7 Cent/kWh. Der in diesem Projekt gewählte Anlagentyp erhält den Zuschlag für die Kompensation von Konstruktionsmehrkosten in diesem Fall nicht, da es sich um keine hochaufgeständerte Anlage handelt. [16]

Die Projektumsetzung von Agri-PV lässt sich in vier Verantwortlichkeitsbereiche unterteilen: [20]

- Bereitstellung der Fläche (Eigentümerschaft)
- Landwirtschaftliche Bewirtschaftung der Fläche
- Bereitstellung des PV-System
- Betrieb des PV-Systems

Je nach Geschäftsmodell werden die unterschiedlichen Bereiche von verschiedenen Parteien übernommen (Abbildung 15). Dass alles in der Hand einer Partei liegt, üblicherweise durch den landwirtschaftlichen Betrieb, ist in Deutschland relativ selten. Durch den hohen Pachtanteil in Deutschland wird häufig das Modell des „externen Landeigentums“ genutzt. Dabei stellen die Landeigentümer*innen die Fläche bereit, während der Landwirtschaftsbetrieb sich um alle weiteren Verantwortlichkeiten kümmert. Hinzukommen kann auch die Bereitstellung des PV-Systems durch externe PV-Investoren. [20]

Geschäftsmodell	Funktion			
	Bereitstellung Fläche	Landwirtschaftliche Bewirtschaftung	Bereitstellung PV-System	Betrieb PV-System
1. Basisfall	Landwirtschaftsbetrieb			
2. Externes Landeigentum	Landeigentümerinnen und Landeigentümer	Landwirtschaftsbetrieb		
3. Externes PV-Investment	Landwirtschaftsbetrieb		PV-Investorinnen und Investoren	Landwirtschaftsbetrieb
4. Nur Bewirtschaftung und Betrieb	Landeigentümerinnen und Landeigentümer	Landwirtschaftsbetrieb	PV-Investorinnen und Investoren	Landwirtschaftsbetrieb
5. Nur Bewirtschaftung	Landeigentümerinnen und Landeigentümer	Landwirtschaftsbetrieb	PV-Investorinnen und Investoren	PV-Betreiberinnen und Betreiber

Abbildung 15: Konstellationen verschiedener Agri-PV-Geschäftsmodelle [20]

Next2Sun bietet drei verschiedene Kooperationsmodelle an (Abbildung 16). Im Flächenverpachtungs-Modell, verpachtet der Flächeneigentümer sein Feld und Next2Sun kümmert sich um Errichtung und Betrieb und übernimmt die Investitionskosten. Im Gegenzug erhält der Eigentümer eine bestimmte Summe pro Hektar als Pachtpreis. Beim Modell der Eigennutzung ist Next2Sun nur für die Errichtung der Anlage zuständig. [31]

Flächenverpachtung			Koop-Modell			Eigennutzung		
Parameter	Eigentümer	Next2Sun	Parameter	Eigentümer	Next2Sun	Parameter	Eigentümer	Next2Sun
📐 Fläche	✓	✗	📐 Fläche	✓	✗	📐 Fläche	✓	✗
⚙️ Errichtung	✗	✓	⚙️ Errichtung	✓	✓	⚙️ Errichtung	✗	✓
💰 Finanzierung	✗	✓	💰 Finanzierung	✓	✓	💰 Finanzierung	✓	✗
👤 Lfd. Betrieb	✗	✓	👤 Lfd. Betrieb	✓	✓	👤 Lfd. Betrieb	✓	✗
💵 Einnahmen	Verpachtung	Stromertrag	💵 Einnahmen	Verpachtung und Anteil am Stromertrag	Stromertrag	💵 Einnahmen	Stromertrag	✗

Abbildung 16: Kooperationsmodelle Next2Sun [31]

Die folgenden Finanzierungsmöglichkeiten werden von Next2Sun empfohlen und teilweise auch angeboten: [23]

- Crowdfunding über die Betreibergesellschaft (GmbH)
- Darlehen von Bürgerenergiegenossenschaften
- „Schwarmfinanzierung“ über das Next2Sun Crowdfundingportal

4.2.5 Fazit Agri-PV

In Antweiler wird die Errichtung einer Agri-PV-Pilotanlage in kleinem Maßstab empfohlen. Agri-PV bietet die doppelte Flächennutzung aus Landwirtschaft und erneuerbarer Stromerzeugung und minimiert Flächenkonkurrenz. Zudem können durch Agri-PV wertvolle Synergieeffekte entstehen, so können sich manche Anlagensysteme auf das Wachstum und den Schutz von bestimmten Pflanzenkulturen positiv auswirken. Aufgrund der Gegebenheiten vor Ort wird vertikale, bodennahe Agri-PV mit bifazialen Modulen empfohlen. Eine Kooperation mit der

Projektierungsfirma Next2Sun wird als lohnend eingestuft. Zum einen sind sie spezialisiert auf das empfohlene Montagesystem, verfügen über jahrelange Expertise und bieten verschiedene Projektierungsdienstleistungen. Zudem wird für soziale Akzeptanz vor Ort im Ahrtal eine enge Zusammenarbeit mit den Bürger*innen von Beginn an als unabdingbar eingeschätzt. Herausforderungen könnten die sehr hügeligen Flächen werden. Daraus ließen sich jedoch auch Forschungsthemen ableiten („Agri-PV Anlagen auf hügeligem Terrain“), insbesondere da bisher allgemein kaum Anlagen auf unebenen Boden installiert wurden. Der erste Schritt zur Projektrealisierung wäre das Finden von interessierten Landwirt*innen und Pächter*innen in Antweiler.

4.3 Windenergie

Zusätzlich zum solaren Energiepotential wird die Nutzung der Windenergie innerhalb der Gemeindegrenzen untersucht. Im Folgenden werden kurz der aktuelle Stand der Technik und des Windenergieausbaus umrissen, Vor- und Nachteile der Windenergienutzung abgewogen, ein Standort für Windenergienutzung geprüft und bewertet sowie eine eventuelle Projektplanung und -finanzierung aufgestellt.

4.3.1 Stand der Technik

Mit einer Bruttostromerzeugung von 125,3 TWh von insgesamt 577,3 TWh (etwa 21,7 %) im Jahr 2022 in Deutschland stellt die Windenergie inzwischen eine der meistgenutzten Quellen elektrischer Energie hierzulande dar [32]. In Deutschland sind, Stand Januar 2022, insgesamt 29.731 Windenergieanlagen mit einer Leistung von ungefähr 63.924 MW installiert, davon 28.230 Anlagen mit etwa 56.130 MW an Land und 1.501 Anlagen mit ungefähr 7.794 MW als Offshore-Anlagen vor den Küsten der Nord- und Ostsee. Rheinland-Pfalz liegt hierbei mit einer Ausbauleistung von 3.814 MW im bundesweiten Vergleich auf Platz 6 [33]. Dies korreliert mit dem bundesweiten Vergleich der Bevölkerungszahlen der Bundesländer, bei dem Rheinland-Pfalz ebenfalls den sechsten Platz belegt [34].

Moderne Windenergieanlagen haben im ersten Halbjahr 2021 eine durchschnittliche Leistung von 4 MW, eine mittlere Gesamthöhe von 207 m und einen gemittelten Rotordurchmesser von 135 m. In der Forschung werden inzwischen für diese Werte bezüglich der zukünftigen Machbarkeit keine Limits mehr gesetzt. Gesamthöhen von über 300 m sind demnach prinzipiell schon in naher Zukunft denkbar (Abbildung 17). [35]

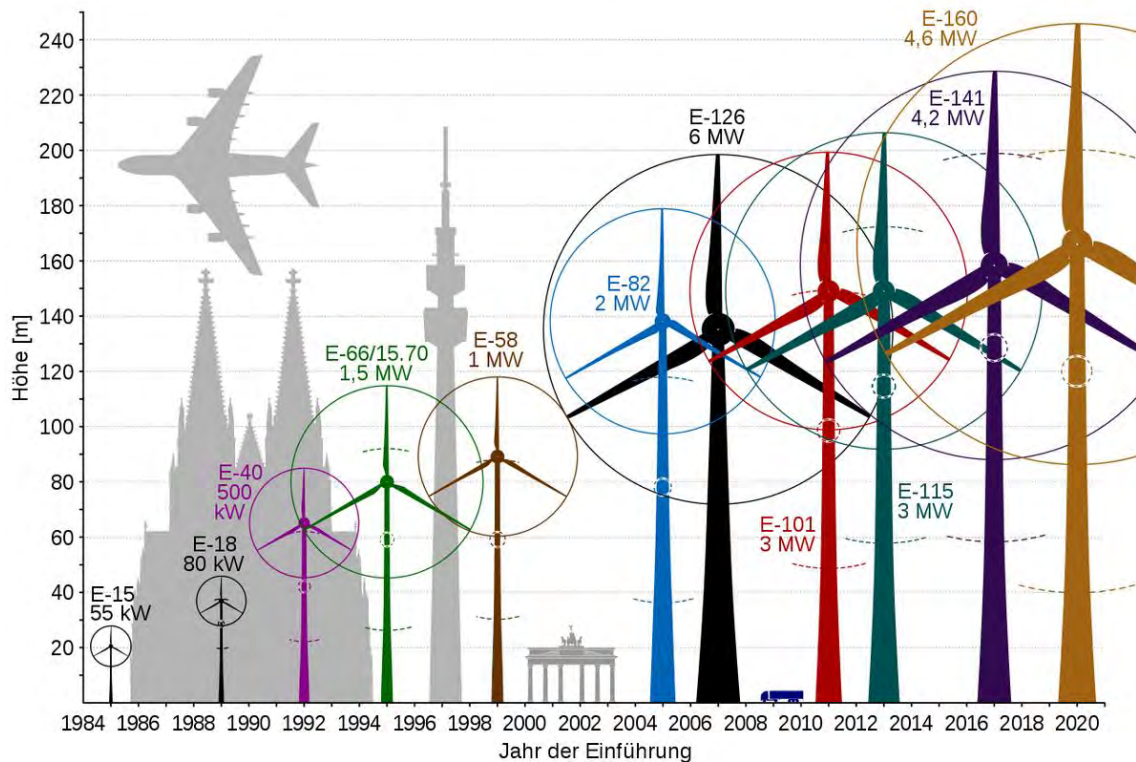


Abbildung 17: Größenvergleich zeitgenössischer Windenergieanlagen [36]

Moderne Windenergieanlagen sind konstruktiv für den bestmöglichen Energieertrag am jeweiligen Standorttyp konzipiert. Es wird hierbei zwischen Stark- und Schwachwindenergieanlagen unterschieden, welche nach unterschiedlichen Windklassen der Norm IEC 61400-1 oder Windzonen des Deutschen Instituts für Bautechnik (DIBt) am Standort ausgelegt werden. Beide Einteilungsmodelle sind in etwa deckungsgleich (Tabelle 5 Tabelle 5: Einteilung der Windenergieanlagen in Windklassen und Windzonen [37, 38]). Die betrachtete Region um Antweiler im nördlichen Rheinland-Pfalz ist nach den ermittelten Daten der Berechnung 4.3.3.6 der Windklasse III bzw. der Windzone 2 zuzuordnen. [37]

Tabelle 5: Einteilung der Windenergieanlagen in Windklassen und Windzonen [37, 38]

Windklasse nach IEC 61400-1	IV	III	II	I
Mittlere Windschwindigkeit	0 – 6 m/s	6 – 7,5 m/s	7,5–8,5 m/s	8,5–10 m/s
Windzone nach DIBt	1	2	3	4
Mittlere Windschwindigkeit	0– 6,3 m/s	6,3–7,2 m/s	7,2–8,3 m/s	8,3–9,6 m/s

4.3.2 Vor- und Nachteile

Windenergie ist mengenunbegrenzt ohne die Notwendigkeit einer kostenintensiven Förderung verfügbar. Aufgrund der hohen kinetischen Energie des Windes kann mit verhältnismäßig wenig Platzaufwand viel Energie in elektrischen Strom umgewandelt werden. Dementsprechend ist

der ökologische Aufwand pro Leistung für die Herstellung von Windenergieanlagen relativ günstig einzuschätzen. Ist die Anlage einmal errichtet, arbeitet sie ohne lokale Emissionen und unabhängig von Importen oder dem Rohstoffanbau. [39]

Trotzdem ist der Bau und der Betrieb einer Windenergieanlage nicht nachteilsfrei. Die zeitliche Verfügbarkeit, der für den Betrieb einer Anlage erforderlichen Windleistung, ist schwer vorhersehbar und schwankt stark. Eine zuverlässige Energieversorgung ohne ausreichende Speichertechnologie oder ein überregionales Stromnetz mit ausreichender Transportkapazität ist allein mit Windenergie daher nicht möglich. Zudem sind der schädliche Einfluss von Schall- und Schattenwurfemissionen auf Anwohner sowie die Auswirkungen von Bau und Betrieb der Anlagen auf Landschaft und Natur nicht unumstritten. [40]

Im Zuge der Umfragedurchführung im Vorfeld dieser Konzepterstellung wird sich seitens der Bevölkerung überwiegend positiv gegenüber der Windenergienutzung geäußert. 72,7% der Befragten geben an, diese uneingeschränkt zu befürworten. 18,2% der Anwohner nennen Bedenken hinsichtlich des Naturschutzes und Windenergieanlagen in Waldgebieten. 9,1% der Befragten lehnen Windkraftnutzung gänzlich ab (Anhang 12.2). Die genannten Aspekte werden in Tabelle 6 zusammengefasst und in der Standortauswahl und -bewertung mitberücksichtigt.

Tabelle 6: Vor- und Nachteile der Windenergienutzung zur Stromerzeugung [40]

Vorteile	Nachteile
Kostenlos und ohne Förderung verfügbar	Windaufkommen schwer vorhersehbar
Kein Import oder Anbau von Rohstoffen	Speichertechnologie notwendig
Nachhaltig und lokal emissionsfrei	Schall- und Schattenwurfemissionen
Energieeffizient	Einfluss auf Landschaft, Tier und Umwelt

4.3.3 Projektplanung

Im Folgenden wird die Projektplanung einer Windenergieanlage auf dem Gemeindegebiet von Antweiler beschrieben. Außerdem wird ein beispielhafter Projektplan für die Realisierung des Vorhabens entworfen.

4.3.3.1 Anlagentyp

Für die Simulation wird eine Windenergieanlage des Typs E-82 E2 der Firma Enercon mit einer Nabenhöhe, also der Höhe vom Boden bis zur Rotorachse, von 98,4 m verwendet [41]. Die Eckdaten dieser Anlage werden in Tabelle 7 aufgeführt.

Tabelle 7: Datenblatt und Abbildung Enercon E-82 E2 [41–43]

Anlagentyp	E-82 E2
Nennleistung	2.300 kW
Rotordurchmesser	82 m
Nabenhöhe	98,4 m
Windzone (DIBt)	4
Windklasse (IEC)	II
Anlagenkonzept	Getriebelos, variable Drehzahl, Einzelblattverstellung
Einschaltgeschwindigkeit	2 m/s
Abschaltgeschwindigkeit	34 m/s



Die gewählte Anlage ist laut Datenblatt für Windzone 4 bzw. Windklasse II ausgelegt. Trotzdem ist die Verwendung für diesen Standort als sinnvoll zu bewerten, da eine Schwachwindenergieanlage mit größerem Rotordurchmesser auf der begrenzten Gemeindefläche zu deutlichen Ertragsverlusten durch die Abschaltung aufgrund von Schattenwurfimmissionen führen würden [44]. Zudem ist das Kosten-Nutzen-Verhältnis für das vorliegende Projektziel eines Energiekonzepts auf dem Gebiet der Gemeinde als günstig zu erachten, nicht zuletzt auch, da Wert auf eine möglichst gleichmäßige Energieversorgung im Sinne der Deckung des örtlichen Energiebedarfs anstelle der höchstmöglichen Anzahl an Volllaststunden gelegt wird. In diesem Sinne ist die Anlage getriebelos und ermöglicht eine variable Drehzahleinstellung sowie Einzelblattverstellung [41]. Dies führt zu geringerem Wartungsaufwand und macht die Anlage flexibel für verschiedene Windgeschwindigkeiten [45].

Es bleibt zu erwähnen, dass bei der Betrachtung eines größeren Umfelds für die Errichtung von Windenergieanlagen in dieser Region die Wahl mehrerer größerer Schwachwindenergieanlagen im Sinne des höchstmöglichen Energieertrages als sinnvoller zu betrachten sein könnte. Für dieses Konzept ist dies jedoch weder aus immissionsschutzrechtlichen noch aus bilanzrechnerischen Gründen abbildbar.

4.3.3.2 Standortakquise

Zur Standortbewertung zählen eine Digitalisierung des Geländes in Form eines digitalen Geländemodells, eine Schattenwurf- und Schallimmissionsanalyse, eine Energieertragsprognose sowie eine Begehung des potenziellen Standorts und eine abschließende Bewertung des Gutachtens.

Die Schall- und Schattenwurfanalyse sowie die Ertragsprognose werden mit der Software WindPRO 3.6 des dänischen Entwicklers EMD International A/S durchgeführt [46]. Alle

Untersuchungen haben den Charakter einer Vorabschätzung und ersetzen nicht die notwendigen akkreditierten Gutachten für die Baugenehmigung oder ein bankfähiges Ertragsgutachten.

4.3.3.3 Geländemodell

Als ersten Schritt wird ein digitales Geländemodell mit einem Ausmaß von 20 km mal 20 km um die Gemeinde Antweiler erstellt. Hierzu werden Höhenmodellkarten in die Software eingeladen und in digitale Höhenlinien und Rauigkeiten umgewandelt. Letztere beschreiben die Einteilung des Geländes in Wald-, Siedlungs- und Gewässerflächen, welche für die Windströmung von Bedeutung ist (Abbildung 18).

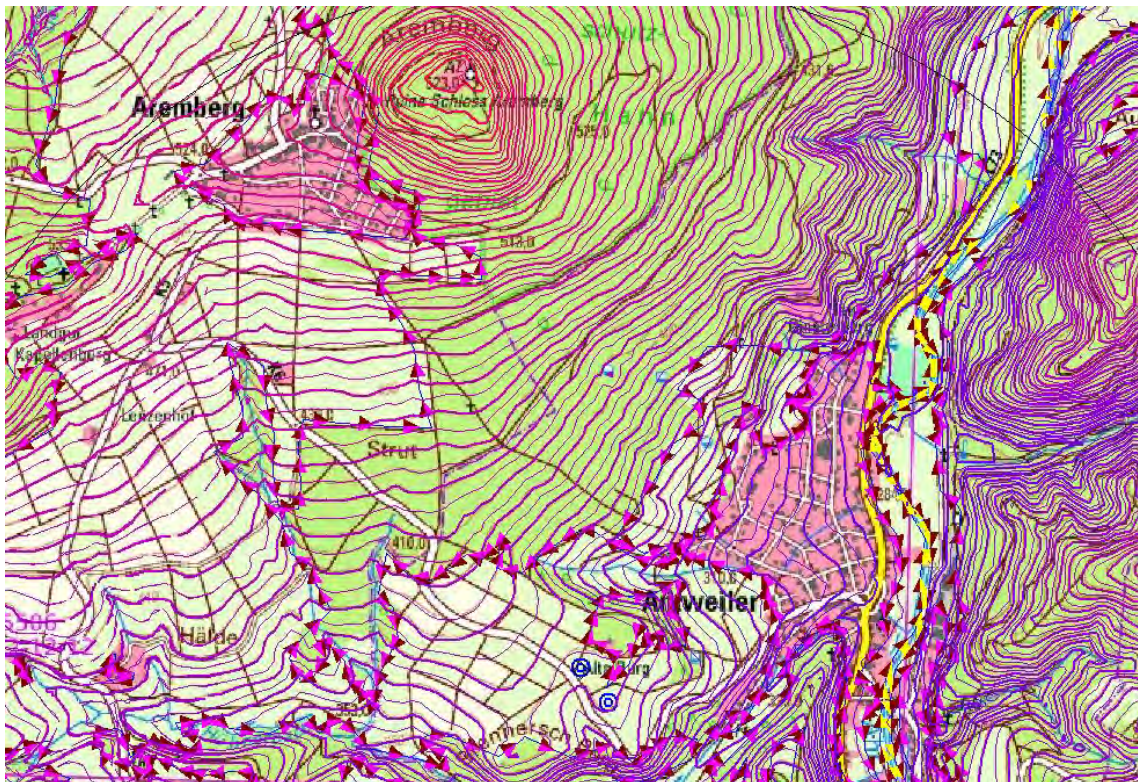


Abbildung 18: Digitales Geländemodell [eigene Darstellung]

Bei der Auswahl des Standortes wird zunächst darauf geachtet, dass keine Waldflächen direkt von der Anlagenerrichtung betroffen sind und somit eine Verdichtung von Waldboden vermieden wird. Außerdem wird eine geringe Abschattung der ebenfalls geplanten Agri-PV-Versuchsanlage angestrebt.

Unter diesen Kriterien wird als Standort ein Punkt auf dem Acker westlich von Antweiler auf dem Flurstück Nr. 117 mit den Koordinaten 344.489, 5.585.898 (UTM WGS84) auf einer geographischen Höhe von 400,6 m gewählt [47]. In Abbildung 19 ist dieser als rotes Anlagensymbol zu sehen.

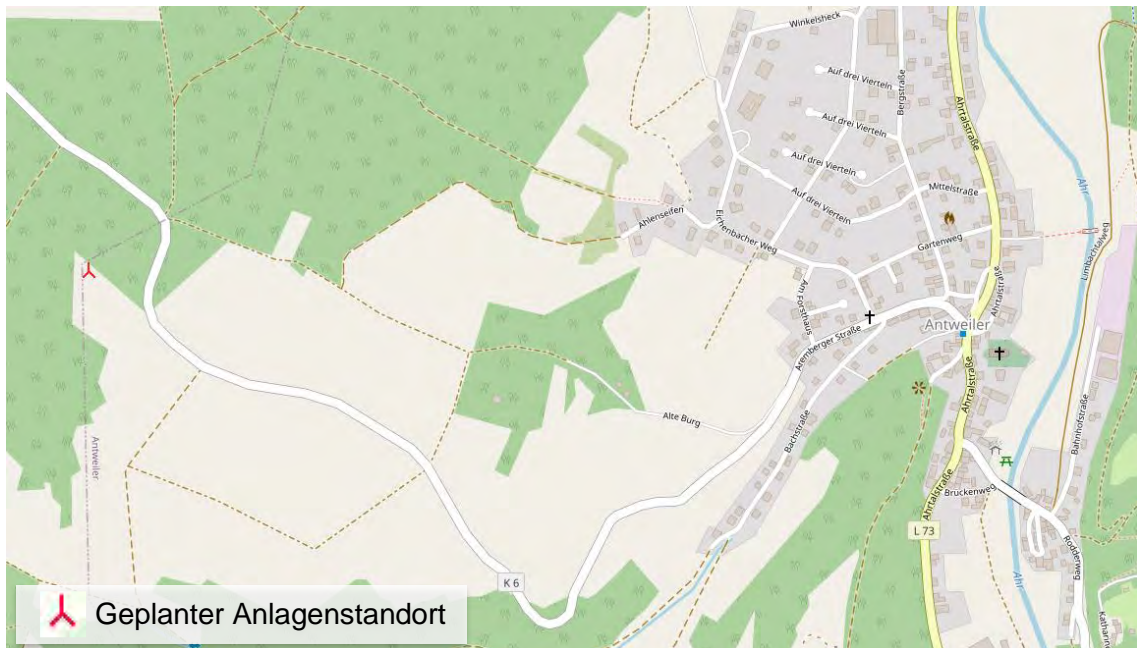


Abbildung 19: Geplanter Anlagenstandort [eigene Darstellung]

Die Verkehrsanbindung für den Materialtransport ist von Westen über die Bundesautobahn (A1) und die Aremberger Straße (K6) ebenfalls optimiert ausgewählt. Eine geringfügige Beeinträchtigung des Waldes kann im Zuge dessen aber nicht völlig ausgeschlossen werden [48].

Der geplante Standort befindet sich etwa 300 m südwestlich der Grenzen des Natura-2000-Schutzgebietes Aremberg. Die Nähe zu diesem kann dennoch zu erweiterten Auflagen im Baugenehmigungsprozess und dementsprechend zu zunächst nicht abschätzbaren Ertragsverlusten führen. Der Standort befindet sich außerdem am Rand des EU-Vogelschutzgebietes Ahrgebirge mit mittlerem bis hohem Konfliktpotential nach dem Landesumweltamt Rheinland-Pfalz. In diesem ist Windenergienutzung möglich, „soweit Schutzgüter nicht erheblich beeinträchtigt werden“ [49, S. 7]. Dies wird voraussichtlich im Genehmigungsprozess nachzuweisen sein. Wasser- und Heilquellenschutzgebiete sowie Überschwemmungsareale sind von der Standortwahl nicht betroffen. [50]

In Abbildung 20 ist zu sehen, dass im nahen Umkreis der Gemeinde Antweiler bisher keine Windenergieanlagen im Betrieb sind. Die nächsten Anlagen sind laut Marktstammdatenregister etwa 8 km vom geplanten Standort entfernt. Für die nachfolgenden Analysen muss daher kein Anlagenbestand berücksichtigt werden [51].

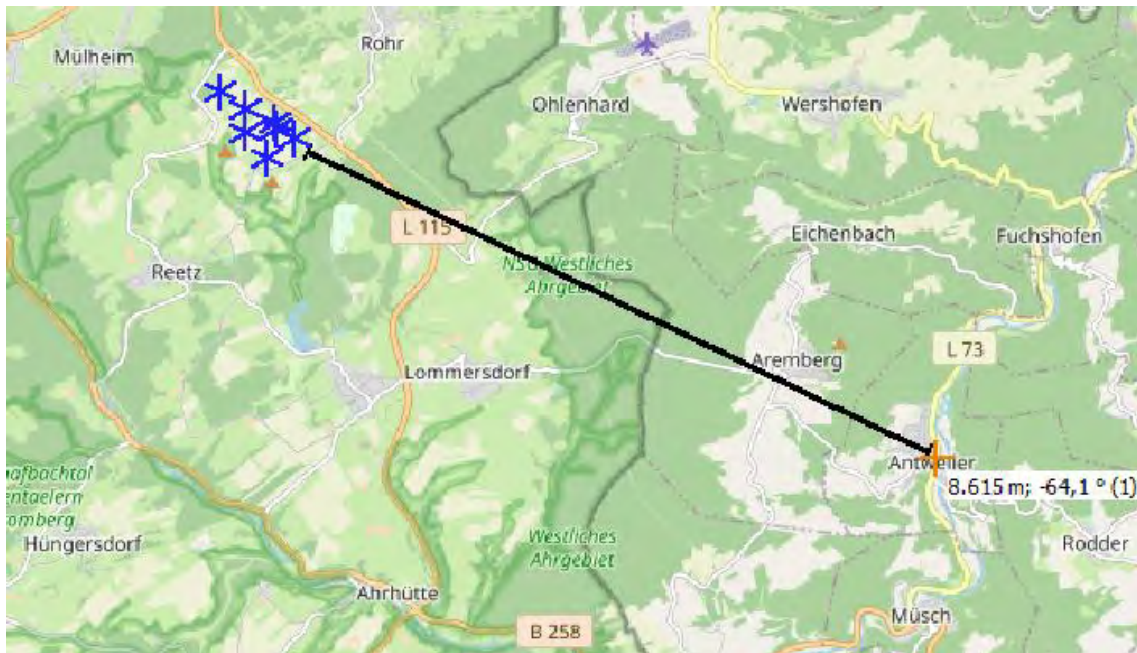


Abbildung 20: Bestandwindenergieanlagen im Umkreis von Antweiler [51]

4.3.3.4 Schallimmissionsanalyse

Die Analyse der Schallimmissionen im Umfeld der geplanten Anlage erfolgt nach den Richtlinien der Technischen Anleitung zum Schutz gegen Lärm (TA Lärm) des Bundes-Immissionsschutzgesetzes (BImSchG) [52]. Dieses sieht für Siedlungsobjekte die in Tabelle 8 aufgeführten Grenzwerte vor.

Tabelle 8: Grenzwerte der TA Lärm des BImSchG für Schallimmissionen [52]

	Tag	Nacht
Industriegebiete	70 dB(A)	70 dB(A)
Gewerbegebiete	65 dB(A)	50 dB(A)
Urbane Gebiete	63 dB(A)	45 dB(A)
Kern-, Dorf- und Mischgebiete	60 dB(A)	45 dB(A)
Allgemeine Wohngebiete	55 dB(A)	40 dB(A)
Reine Wohngebiete	50 dB(A)	35 dB(A)
Kurgebiete, Krankenhäuser, Pflegeanstalten	45 dB(A)	35 dB(A)

Für alle Siedlungsareale im Umkreis des Standortes wird eine Annahme für die Siedlungsart getroffen. Sie werden als Dorf- und Mischgebiete, Gewerbegebiete oder allgemeine Wohngebiete definiert. Die Software errechnet den Schallpegel der geplanten Windenergieanlage am jeweiligen Immissionspunkt unter Berücksichtigung des individuellen Schalleistungspegels der Anlage und verschiedener geographischer und physikalischer Dämpfungseffekte aufgrund der Umgebungsbeschaffenheit und der Umgebungsluft [46].

Da der Gesamtschallpegel an den Immissionspunkten die jeweiligen Richtwerte nicht überschreiten darf und die Berechnungssoftware keine Hintergrundgeräusche miteinbezieht, muss generell von einer höheren Gesamtschallbelastung ausgegangen werden [52]. Aufgrund der ruhigen Lage und der Vegetation zwischen Standort und Immissionspunkten wird dies jedoch als vernachlässigbar angenommen.

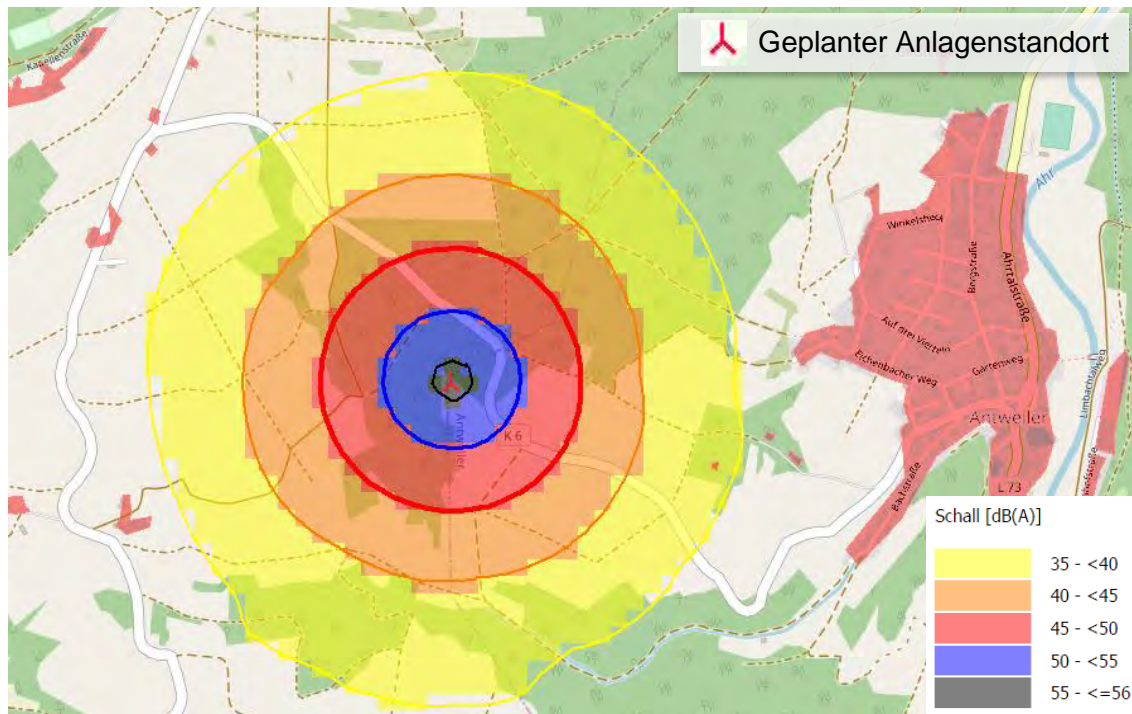


Abbildung 21: Schallimmissionsprognose rund um den geplanten Standort [eigene Darstellung]

Abbildung 21 zeigt die zu erwartende Verteilung der Schallimmissionen rund um den geplanten Standort. Als kritische Punkte sind nur eine Reihe von Wohnhäusern in der Straße „Alte Burg“ zu betrachten. Da diese als allgemeine Wohngebiete angenommen werden, wird der Immissionsgrenzwert aber auch hier nicht überschritten. Die detaillierten Berechnungsergebnisse befinden sich in Anhang 5.

4.3.3.5 Schattenwurfanalyse

Das BImSchG regelt in §5 die Pflichten der Betreiber genehmigungspflichtiger Anlagen bezüglich schädlicher Umwelteinwirkungen und Belästigungen für die Allgemeinheit [53, §5]. Die in den meisten Bundesländern angewandten Grenzwerte für Schattenwurfimmissionen beziehen sich auf eine Studie zum „zeitlich veränderten Schattenwurf durchdrehende Windrotoren“ im Auftrag des Landes Schleswig-Holstein aus dem Jahr 1999. Sie sehen eine maximale Schattenwurfdauer von 30 Stunden pro Jahr und 30 Minuten pro Tag für einen Immissionspunkt vor [54, S. 683].

Für die Schattenwurfanalyse erstellt die Software zunächst eine Schattenkarte basierend auf den technischen Daten der geplanten Windenergieanlage und dem zugrunde gelegten Gelände- modell. An den kritischen Punkten mit Besiedelung werden virtuelle Schattensensoren platziert, die auf die geplante Anlage gerichtet werden und deren Höhe über Grund mit 4 m bis 6 m an- genommen wird (Abbildung 22). Das Programm berechnet an diesen Punkten individuell die Schattenbelastung pro Jahr und pro Tag. Die Grenzwerte werden an keinem der betrachteten Punkte überschritten. Die detaillierten Berechnungsergebnisse befinden sich im Anhang 5.

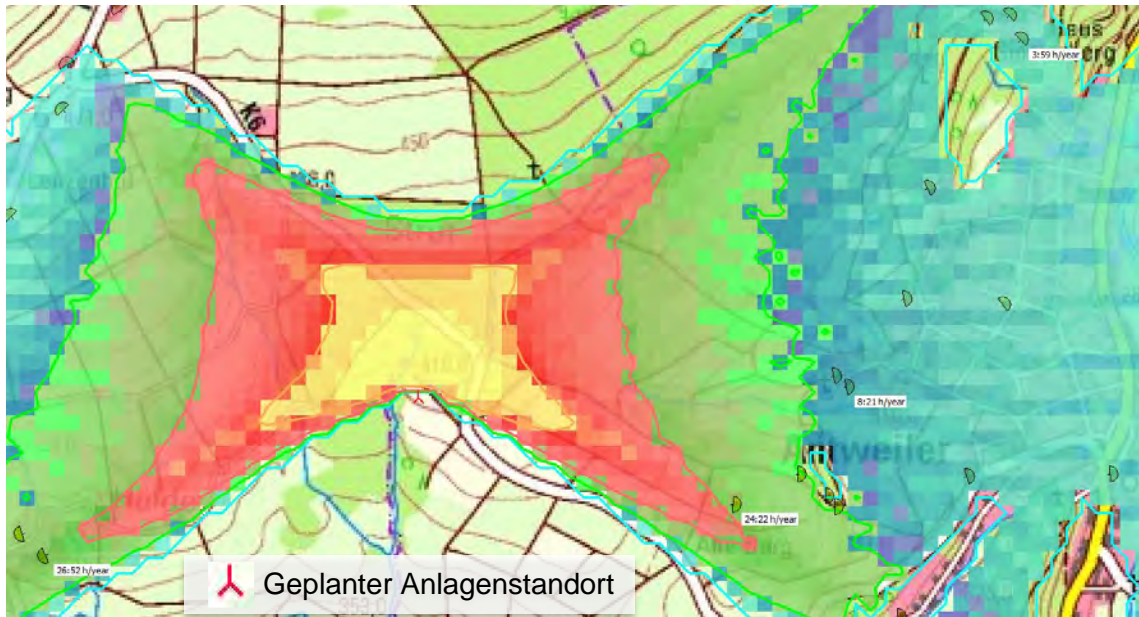


Abbildung 22: Schattenkarte mit virtuellen Schattensensoren [eigene Darstellung]

Für die in diesem Projekt geplante Windenergieanlage werden die Schattenwurfgrenzwerte für keinen Punkt überschritten. Generell führt eine Überschreitung der Grenzwerte an einzelnen Punkten nicht zu einer Nichtgenehmigung des Bauprojekts, sondern zur Verpflichtung der Ab- schaltung der Anlage in den betroffenen Zeiträumen und des Einbaus entsprechender Sensorik [53, §5].

Für die in diesem Projekt geplante Anlage ist kein Ertragsausfall aufgrund von Schattenwurf- immissionsabschaltungen zu erwarten. Nach diversen Untersuchungen wird festgestellt, dass größere Rotordurchmesser und höhere Nabenhöhen in diesem Bereich zu deutlichen Über- schreitungen der Schattengrenzwerte und dementsprechend zu Ertragsausfällen führen wür- den.

4.3.3.6 Ertragsprognose

Die Ertragsabschätzung wird auf Basis der Technischen Richtlinie 6 (TR6) der Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien (FGW e.V.) durchgeführt. Es sei gesagt, dass ein

bankfähiges Ertragsgutachten, zum Beispiel zur Prüfung der Kreditwürdigkeit des Projekts, TR6-Konformität verlangt. Diese sieht den Vergleich der Berechnungsergebnisse mit Realerzeugungswerten benachbarter Windenergieanlagen vor, welche mindestens 2/3 der geplanten Nabenhöhe in einem Umkreis von 10 km, bzw. 2 km bei komplexen Geländestrukturen, um den geplanten Standort aufweisen. Da das Gelände um Antweiler durchaus als komplex zu betrachten ist, ist der Einbezug einer Vergleichsanlage nicht möglich. In diesem Fall ist für ein bankfähiges, TR6-konformes Ertragsgutachten eine standardmäßig einjährige Windpotentialmessung am Standort erforderlich, auf die im Kapitel Projektplanung näher eingegangen wird. [55, S. 17]

Die zu erwartenden Energieerträge inklusive Verluste werden im Folgenden anhand simulierter Reanalyse-Wetterdaten des Copernicus Climate Change Service (C3S) errechnet [56]. Der nächstgelegene virtuelle Messpunkt liegt bei den Koordinaten 345.668, 5.585.984 (UTM WGS84) auf einer geographischen Höhe von 301,6 m (Siedlungsbereich Antweiler). Dieser gibt eine mittlere Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe (ca. 100 m) von 6,4 m/s und eine Hauptwindrichtung von 210° SSW an. Im Anhang 6 sind die Häufigkeitsverteilung der Windgeschwindigkeiten (Weibullverteilung), in Anhang 7 die Darstellung der Windrichtungen (Windrose) am Standort zu finden.

Die Berechnung der Luftdichte wird auf Basis von Daten der Wetterstation Nürburg-Barweiler in etwa 6,5 km Entfernung zum Standort durchgeführt [57]. Es ergibt sich eine Luftdichte von 1,197 kg/m³ mit einer angenommenen relativen Luftfeuchtigkeit von 82,0 %.

Die Ertragsberechnung erfolgt auf Basis des Wake-Modells N.O. Jensen (RISØ/EMD) Park 2 2018 mit fester Nabenhöhe (98,4 m) und Wake-decay-Konstante (Windgeschwindigkeit im Nachlauf der Anlage) RC: 2,0 (Strukturierte Felder). Die Verdrängungshöhen der Objekte werden vom digitalen Geländemodell übernommen. [46]

Erfahrungsgemäß wird durch die Miteinbeziehung von Vergleichsanlagen oder Windpotentialmessungen zumeist eine Schmälerung des zu erwartenden Energieertrags festgestellt. Da der geplante Anlagenstandort geographisch etwa 99 m höher gelegen ist als der virtuelle Messpunkt der Reanalyse-Daten, kann von einer höheren mittleren Windgeschwindigkeit in Nabenhöhe und einer geringen Schmälerung der prognostizierten Ertragswerte nach einer eventuellen Windpotentialmessung ausgegangen werden. Diese Annahme wird durch den Vergleich mit Windgeschwindigkeitsdaten des Energieatlas NRW in der Region bestätigt, welche eine reale mittlere Windgeschwindigkeit von 6,25 m/s bis 6,5 m/s in einer geographischen Höhe von etwa 400 m am Punkt 339.073, 5.584.555 (UTM WGS84) angeben [58]. Vergleichbare Daten aus Rheinland-Pfalz sind zum Zeitpunkt der Untersuchung nicht frei verfügbar.

Im Zuge der Ertragsdatenberechnung müssen verschiedene Verlustfaktoren berücksichtigt werden. Zunächst haben die Bundesländer unterschiedliche Regelungen zum Schutz diverser Fledermausarten, welcher eine Abschaltung von Windenergieanlagen in bestimmten Zeiträumen verlangt. In Rheinland-Pfalz ist dies vom 01.04. bis zum 31.08. 1 h vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang und vom 01.09. bis zum 31.10. 3 h vor Sonnenuntergang bis Sonnenaufgang, jeweils bei Temperaturen ab 10 °C und einer Windgeschwindigkeit von unter 6 m/s der Fall [59]. Dieser Verlust von 1,7% für den betrachteten Standort wird bereits von der Software in der Erzeugungszeitreihe berücksichtigt. Ebenso wird ein Pauschalverlust von 2% für elektrische Verluste in Leitungen und Transformatoren angenommen, welcher ebenfalls in die Erzeugungszeitreihe eingerechnet wird [55, S. 30]. Für genauere Prognosen zum elektrischen Verlust im Zuge des Netzan schlusses liegen zum Zeitpunkt des Projektes keine ausreichenden Informationen seitens des Verteilnetzbetreibers vor. Die somit errechnete Erzeugungsdatenreihe wird als Grundlage für die Energiesystemsimulation verwendet.

Weitere zu erwartende Verluste sind zeitlich nicht terminierbar und werden gesondert vom Bruttoertrag heruntergerechnet. Der geplante Standort befindet sich in der Vereisungszone FGW 4, in der mit einem Verlustanteil von 1,5% aufgrund von Vereisung der Anlage zu rechnen ist (Abbildung 23) [55, S. 32]. Ausfälle durch Wartungsaktivitäten werden vom Hersteller Enercon mit 3% garantiert [41]. Außerdem ist eine Leistungsdegradation von 0,5% pro Jahr aufgrund von Abnutzung und Schmutzablagerungen zu erwarten [55, S. 31]. Alle zu erwartenden Verluste sowie die endgültige Ertragsprognose sind in Tabelle 9 zusammengefasst. Es ergeben sich pro Jahr etwa 1.967 real zu erwartende Volllaststunden, welche als überdurchschnittlich zu betrachten sind [60, S. 32].



Abbildung 23: FGW-Vereisungszonen [55]

Die meisten Windenergieanlagen werden zur Vermeidung von Starkwind-Hysterese so programmiert, dass sie bei einem häufigen Über- und Unterschreiten der Abschaltgeschwindigkeit bei Starkwind nicht ständig wieder anfahren und abschalten, sondern auf eine geringere Anlaufgeschwindigkeit warten, um erhöhten Verschleiß und Schäden zu verhindern. Dies führt in der Regel ebenfalls zu Ertragsausfällen. Da bei dem hier angewandten Anlagentyp am betrachteten Standort so gut wie nie die Abschaltgeschwindigkeit von 34 m/s (Tabelle 9, Anhang 6) erreicht wird, kann dieser Faktor vernachlässigt werden. [55, S. 31]

Tabelle 9: Zusammenfassung Ertragsprognose inklusive Verluste

Bruttoenergieertrag	4.940,29 MWh/a
Fledermausbedingte Abschaltungen	1,7 %
Elektrische Verluste (Leitung, Transformatoren)	2 %
Nettoenergieertrag für Simulation	4.759,18 MWh/a
Vereisungsbedingte Abschaltungen	1,5 %
Wartungsbedingte Abschaltungen	3 %
Leistungsdegradation (jährlich)	0,5 %/a
Nettoenergieertrag real (1. Betriebsjahr)	4.524,42 MWh/a
Volllaststunden	ca. 1.967 h/a

Aufgrund der räumlichen Nähe zum Natura-2000-Schutzgebiet Aremberg sollte generell mit weiteren, artenschutzbedingten Abschaltungsauflagen und Ertragsverlusten gerechnet werden. Diese sind jedoch zum jetzigen Zeitpunkt nicht abschätzbar und ergeben sich im Laufe des Genehmigungsprozesses.

4.3.3.7 Beispielhafter Projektplan

Prinzipiell eröffnen sich zwei Möglichkeiten, Windenergienutzung auf dem Ackergelände der Gemeinde Antweiler zu projektieren. Es ist generell möglich, Grundstücksflächen an Projektunternehmen für die Nutzung als Windenergiestandort zu verpachten und eventuell Vergünstigungen für Anwohner in Form von günstigeren Stromtarifen oder Schenkungen an die Gemeinde auszuhandeln [61, S. 15].

Die Erfahrung hat allerdings gezeigt, dass die Gründung eines Bürgerwindparkgewerbes mit direkter Teilhabe der Bürger an den Erträgen der Windenergieanlagen die Akzeptanz der Bevölkerung für Windenergienutzung deutlich steigert. Im Folgenden wird ein grober Projektplan für die Realisierung des in Kapitel 4.3.3.2 untersuchten Standortes als Bürgerwindpark aufgestellt. [62]

1. Standortakquise

Diese Phase beinhaltet im Großen und Ganzen die Abschätzung der Einhaltung der *Immissionsschutzrichtlinien* und eine *Vorabprognose* der zu erwartenden Energieerträge. Für die Vorabuntersuchung kann ein *Planungsbüro* oder ein akkreditiertes *Gutachterunternehmen* beauftragt werden. [62, S. 25]

Es empfiehlt sich, bereits in diesem Schritt wesentliche *Entscheidungssträger* miteinzu beziehen. Im Allgemeinen sind dies die Gemeinde und die Kreis- bzw. Stadtverwaltungen. Letztere sind im späteren Verlauf für die Erteilung der BImSchG-Genehmigungen zuständig [62, S. 28]. Es handelt sich in diesem konkreten Fall um die *Kreisverwaltung*

Ahrweiler und die *Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord (SGD Nord)* als fachtechnisches Institut [63–65].

Außerdem muss die *Eigentumssituation* der Flächen geklärt werden. Ist das betrachtete Flurstück Nr. 117 nicht bereits in Gemeindebesitz, muss es vom Eigentümer gepachtet werden.

Zuletzt muss nach einem geeigneten Netzanschlusspunkt gesucht werden. Die Entfernung zu diesem ist für die Wirtschaftlichkeit von Bedeutung. Grundsätzlich ist der Netzbetreiber verpflichtet, den Zugang zum kostengünstigsten Anschlusspunkt zu ermöglichen und die dafür nötigen Umbaukosten und -arbeiten zu tragen. Die Verantwortung der Netzanbindung der Anlage zu diesem Punkt obliegt dagegen dem Anlagenbetreiber [66]. Zuständig ist der örtliche Verteilnetzbetreiber, in diesem Fall die Westnetz GmbH.

2. *Wirtschaftlichkeitsanalyse*

Bevor wirtschaftliche Gesichtspunkte geklärt werden, ist die Wahl einer geeigneten Gesellschaftsform entscheidend, die idealerweise eine persönliche Haftung der Bürger mit ihrem Privatvermögen ausschließt. Oft wird hier die GmbH & Co. KG gewählt, welche auch steuerliche Vorteile bieten kann. Dies ist im Einzelfall zu prüfen [62, S. 23-24].

Im nächsten Schritt sollte ein Plan zur *Finanzierung* des Vorhabens aufgestellt werden. In Tabelle 10 werden die einzelnen zu erwartenden *Kostenpunkte* aufgelistet. Es handelt sich um inflationsbereinigte Prognosewerte für ein im Jahr 2023 beauftragtes und im Jahr 2025 in Betrieb genommenes Windenergieprojekt [67, S. 3]. Hauptinvestitionskosten beziehen sich auf die Anlage selbst, wohingegen die sonstigen Nebenkosten Netzanbindung, Infrastruktur und andere organisatorische Kosten miteinbeziehen. Die Betriebskosten beziehen sich auf eine Betriebsdauer von 20 Jahren, eingeteilt in zwei Zeitabschnitten von 10 Jahren, und beinhalten einen fixen und einen vom Ertrag abhängigen Teil [67, S. 5-6].

Tabelle 10: Kostenaufstellung Windenergieprojekt [67, S. 4-6]

Kostenpunkt	Relative Kosten	Absolute Kosten
Hauptinvestitionskosten	1.180 €/kW	2.714.000 €
Fundament	83 €/kW	190.900 €
Sonstige Nebenkosten	554 €/kW	1.274.200 €
Gesamtinvestitionskosten	1.817 €/kW	4.179.100 €
Betriebskosten		
1. Dekade fix	33 €/kW	75.900 €
variabel	0,007 €/kWh	309.678 €
2. Dekade fix	43 €/kW	98.900 €
variabel	0,009 €/kWh	378.691 €
Gesamtbetriebskosten		863.169 €
Gesamtkosten		5.042.269 €

Für die Finanzierung kann ein Kredit der *Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW)* genutzt werden. Die Fremdkapitalverzinsung beläuft sich aktuell auf etwa 4,15% [15]. Des Weiteren bietet das Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz ein zusätzliches Förderprogramm für Bürgerenergiegesellschaften, welches bis zu 70% der Kosten für Planung und Genehmigung (max. 200.000 €) fördert [68]. Je nach Bundesland kann eine Bürgschaft für die späteren Rückbaukosten der Anlage bereits in der Genehmigungsphase des Bauprojekts verlangt werden [69].

Für die Kreditaufnahme ist ein *bankfähiges Ertragsgutachten* erforderlich [62, S. 35]. Für die Bankfähigkeit benötigt das Gutachten TR6-Konformität, welche in diesem Fall nur durch eine *Windpotentialmessung* mit einer Dauer von standardmäßig 12 zusammenhängenden Monaten und einem verifizierten Windfernmessgerät zu erreichen ist [55, S. 6]. Hierfür kann ein akkreditiertes Messinstitut beauftragt werden.

Als *Vergütungsform* wird nach dem EEG 2021 zumeist die „geförderte Direktvermarktung“ angewendet. Dabei vermarktet der Anlagenbetreiber seinen Strom auf dem Energiemarkt und erhält zusätzlich eine Marktprämie, welche durch Ausschreibungen ermittelt wird [70]. Nach dem EEG 2023 sind Bürgerenergiegesellschaften grundsätzlich von der „Erfordernis eines wirksamen Zuschlags“ im Ausschreibungsverfahren um die Marktprämie ausgeschlossen. Dafür muss die Nutzung der Anlage als Bürgerenergiegesellschaft „spätestens drei Wochen nach Erteilung der Genehmigung nach dem BImSchG“ der Bundesnetzagentur mitgeteilt werden [16, §22b]. In diesem Fall wird der

„höchste noch bezuschlagte Wert des seinerzeitigen Gebotstermins als Einheitspreis“ für die Marktprämie angewandt [70]. Der für den Vergütungssatz anzulegende Wert, welcher auf Basis dessen und des durchschnittlichen Marktwerts festgelegt wird, beträgt für das Jahr 2022 0,618 €/kWh [71]. Dieser Wert wird mithilfe eines *Standortgü- tenachweises* an den zu erwartenden Ertrag am Standort angepasst, welcher in akkredi- tierten Gutachterunternehmen beauftragt werden kann. Hierfür wird ein Referenzer- trag bei einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,45 m/s in einer Höhe von 100 m an- gewandt, um einen Gütefaktor für den Standort zu bestimmen [16, §36h, Anlage 2]. Dieser wird auf die geplante Nabenhöhe von 94,8 m bezogen und liegt für den betrach- teten Standort mit einer mittleren Windgeschwindigkeit von 6,22 m/s (Anhang 6 und Anhang 7) bei 96,82%. Interpoliert ergibt das nach Tabelle 11 einen Korrekturfaktor von 1,02, welcher mit dem anzulegenden Wert verrechnet wird und eine endgültige Einspei- severgütung von 0,0605 €/kWh ergibt. Die Rechnungen sind in Formel 2 bis Formel 4/ Formel 4 Berechnung des anzulegenden Wertes [16, §36h] nachzuvollziehen.

Tabelle 11: Korrekturfaktoren EEG-Vergütungsermittlung [16, §36h]

Gütefaktor	70%	80%	90%	96,82%	100%	110%	120%
Korrekturfaktor	1,29	1,16	1,07	1,02	1	0,94	0,89

$$v_{NHref} \left[\frac{m}{s} \right] = 6,45 \frac{m}{s} * \left(\frac{h_{NH} [m]}{100 m} \right)^{0,25} = 6,45 \frac{m}{s} * \left(\frac{98,4 m}{100 m} \right)^{0,25} = 6,424 \frac{m}{s}$$

Formel 2: Berechnung der mittleren Windgeschwindigkeit in Referenznabenhöhe [72]

$$v_{NHref}: \text{mittlere Referenzwindgeschwindigkeit in Nabenhöhe} \left[\frac{m}{s} \right]$$

$$h_{NH}: \text{geplante Nabenhöhe} [m]$$

$$\text{Gütefaktor} [\%] = \frac{v_{NH} \left[\frac{m}{s} \right]}{v_{NHref} \left[\frac{m}{s} \right]} = \frac{6,22 \frac{m}{s}}{6,424 \frac{m}{s}} = 0,9682 = 96,82\%$$

Formel 3: Näherungsweise Berechnung des Gütefaktors [16, §36h, Anlage 2]

$$\text{Vergütung} \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right] = \frac{\text{anzulegender Wert} \left[\frac{\text{€}}{kWh} \right]}{\text{Korrekturfaktor}} = \frac{0,0618 \frac{\text{€}}{kWh}}{1,02} = 0,0605 \frac{\text{€}}{kWh}$$

Formel 4 Berechnung des anzulegenden Wertes [16, §36h]

Die aufgeführte Rechnung stellt lediglich eine Beispielrechnung für Anlagen mit Inbe- triebnahme im Jahr 2022 dar und muss für spätere Zeitpunkte analog erneut

durchgeführt werden. Reale Standortgüthenachweise werden auf Basis einer TR6-konformen Ertragsprognose mit Berücksichtigung realer Verluste und der realen Windverhältnisse erstellt. Diese Vergütungsberechnung dient daher auch der Vorabschätzung ohne Gewähr [55, S. 54-56]. Alternativ ermöglicht das EEG dem Betreiber, seinen Strom unter der „sonstigen Direktvermarktung“ eigenständig zu vermarkten, ohne eine Marktprämie in Anspruch zu nehmen [70].

3. *Vorbereitungen der Projektrealisierung und Genehmigungsverfahren*

Schon vor dem Genehmigungsverfahren sollte sich final für einen *Anlagenhersteller* entschieden werden, mit dem nun Verträge vereinbart werden können. Spätere Änderungen des Anlagentyps verzögern den Prozess und verursachen zusätzliche Kosten [62, S. 31].

Im nächsten Schritt werden von der genehmigenden Behörde (s. Punkt 1) diverse *Gutachten* für die Baugenehmigung gefordert. Eine Windenergieanlage mit einer Gesamthöhe von über 50 m ist laut dem BImSchG sowohl als Bauwerk als auch als maschinentechnische Anlage zu betrachten und bedarf daher *baurechtlicher* und *immissionschutzrechtlicher* Genehmigungen [53].

Zu den gängigsten geforderten Gutachten zählen *Schall- und Schattenwurfgutachten*. Aufgrund der Nähe zum Natura-2000-Schutzgebiet ist aber auch die Forderung diverser Naturschutzgutachten nicht ausgeschlossen. Zuständig hierfür ist das *Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität Rheinland-Pfalz* [73].

Aus Gesprächen mit Behörden und Planungsbüros geht hervor, dass vergangene Windenergieprojekte in der Region durch regionale *Ausgleichsflächen*, insbesondere der in der Region geplanten Bundesautobahn A1, scheiterten. Das Bundesnaturschutzgesetz (BNatSchG) sieht den lückenlosen Ersatz unvermeidbarer Eingriffe in den Natur- und Landschaftshaushalt im gleichen geographischen Raum vor [74, §15]. Ein Ausgleich von zuvor durch andere Bauprojekte entstandener Ausgleichsflächen wird nach dem Gesetz grundsätzlich nicht ausgeschlossen. Die Forderung von Artenschutzgutachten ist aufgrund der Nähe zu diversen Naturschutzgebieten ebenfalls wahrscheinlich.

4. *Bauliche Umsetzung*

Nach der Genehmigungserteilung kann mit der baulichen Umsetzung des Projekts begonnen werden. Wichtigster Schritt ist die Erarbeitung eines *Bauzeitplans* mit dem Anlagenhersteller und eventuellen Landeigentümern unter Berücksichtigung der Bauzeitvorgaben des BImSchG. [62, S. 37]

Außerdem sollte die *infrastrukturelle Eignung* für die Anlieferung sowie den „Fundament-, Gründungs-, Kabel- und Wegebau“ gewährleistet sein [62, S. 37]. Eine *Bauherren-Haftpflichtversicherung* sowie eine kontinuierliche Beweissicherung können hier die entstehenden Kosten durch entstehende Schäden senken.

Während der Bauphase sind folgende *Prüfungen und Abnahmen* empfohlen:

- „Baugrundabnahme durch Bodengutachter und evtl. Prüfengeieur
- Abnahme des Fundamentes und der Windenergieanlage durch Prüfengeieur und Bauaufsicht
- Anlagenabnahme nach Inbetriebnahme
- Gewährleistungsabnahme durch einen unabhängigen Gutachter“ [62, S. 37]

Weitere *Auflagen* sind dem Genehmigungsbescheid zu entnehmen. Zu Ihnen können zählen:

- „Anzeigen zu Baubeginn, bestimmten Bautenständen und Baufertigstellung
- Beachtung von auferlegten Bauzeiten
- Durchführung der Ausgleichsmaßnahmen
- Schallnachvermessung nach Inbetriebnahme
- Anlageneinmessung/ Höheneinmessung“ [62, S. 37]

Ein Monat nach der Inbetriebnahme der Anlage muss eine Registrierung im *Marktstammdatenregister* erfolgen. Diese ist online über eine Registrierungsmaske möglich. [51]



Abbildung 24: Phasen des Anlagenbaus [75]

Abbildung 24 zeigt beispielhaft verschiedene Phasen des Windenergieanlagenbaus. In Abbildung 25 ist eine Fotomontage der möglichen Anlage am untersuchten Standort zu sehen.



Abbildung 25: Fotomontage der möglichen geplanten Windenergieanlage [eigene Darstellung]

4.3.4 Fazit Windenergie

Aufgrund des für einen Schwachwindstandort im Binnenland überdurchschnittlichen Windaufkommens (Gütefaktor 96,82 %) ist die energetische Nutzung der Windkraft in der Region bei ausreichender Prüfung der ökologischen Unbedenklichkeit zu empfehlen. Im Falle der Gesamtumsetzung des erarbeiteten Energiekonzeptes wird die Planung einer Anlage des Typs Enercon E-82 nach dem beispielhaften Projektplan nahegelegt. Die Gründung einer Bürgerenergiegesellschaft für den Anlagenbetrieb sichert die Teilhabe der Gemeinde am Vergütungsertrag und kann die Akzeptanz in der Bevölkerung erheblich steigern.

Es sei darauf hingewiesen, dass sich diese Empfehlung auf das Gesamtkonzept mit dem Ziel der Energieversorgung der Gemeinde auf Basis des Energiedargebots des Gemeindegebiets Antweiler bezieht. Bei der Einbeziehung weiterer Areale in Nachbargemeinden wird empfohlen, die Errichtung mehrerer Schwachwindanlagen mit größeren Rotordurchmessern und ggf. höheren Nabenhöhen zu prüfen, um den Energieertrag womöglich noch zu steigern. Für den Zweck des vorliegenden Konzepts ist der zu erwartende Energieertrag der geplanten Windenergieanlage allerdings als sinnvoll zu betrachten.

4.4 Wasserkraft

Schließlich wird aufgrund der prädestinierten Lage der Gemeinde am Oberlauf der Ahr das Potenzial der Wasserkraftnutzung zur Stromerzeugung untersucht. Im Folgenden werden zunächst der Stand der Technik beschrieben, Vor- und Nachteile abgewogen, die aktuelle Situation an der Ahr und in Antweiler dargestellt und letztendlich Möglichkeiten der Erweiterung vorgeschlagen.

4.4.1 Stand der Technik

Obwohl die Wasserkraftnutzung zur Stromerzeugung weltweit an zweiter Stelle, nach der Nutzung von Biomasse, bei der erneuerbaren Energieversorgung steht, spielt sie in Deutschland heute eine eher untergeordnete Rolle [76]. Insgesamt gibt es hierzulande rund 7.300 Wasserkraftanlagen mit einer Jahreserzeugung von etwa 17,5 TWh [77]. Dies entspricht etwa 3% der Bruttostromerzeugung [78].

Prinzipiell werden Wasserkraftanlagen nach ihrer Größe und nach ihrer Bauart eingeteilt. Anlagen mit einer Nennleistung von weniger als 1 MW werden als Kleinwasserkraftwerke bezeichnet. Ungefähr 95% der deutschen Wasserkraftwerke fallen unter diese Kategorie. Es wird zwischen Speicherkraftwerken, bei denen der Höhenunterschied zwischen einem höher gelegenen Speichersee und einem tiefer gelegenen Unterbecken als potenzielle Energie genutzt wird, und Laufwasserkraftwerken, welche an Flüssen errichtet werden, einen Teil des Wassers aufstauen und den so entstehenden Höhenunterschied zur Energiegewinnung nutzen, unterschieden (Abbildung 26). [77]



Abbildung 26: Bauarten von Wasserkraftwerken [77]

Die potenzielle Leistung, die an einem Wasserkraftstandort genutzt werden kann, errechnet sich nach Formel 5. Es wird ersichtlich, dass die zu erreichende Ausbauleistung gleichermaßen von der Fallhöhe des Wassers sowie von der Durchflussmenge abhängt, wodurch das Potential für

große Wasserkraftanlagen vor allem auf die südlichen Bundesländer beschränkt ist. Nichtsdestotrotz zeigt die große Zahl an Kleinwasserkraftanlagen, welche überwiegend Laufwasserkraftwerke an kleinen Flüssen sind, das Potenzial dieser Energiequelle. Diese ist darüber hinaus in der Regel auch grundlast- und schwarzstartfähig, sprich im Gegensatz zu Wind- und Solarenergie in der Lage, je nach saisonbedingter Abflusskapazität des Flusses zumindest eine kontinuierliche Teilleistung bereitzustellen und in kürzester Zeit anzufahren [79, S. 67].

$$P_T [W] = Q_T \left[\frac{m^3}{s} \right] * h_m [m] * \mu [\%] * \rho_W \left[\frac{kg}{m^3} \right] * g \left[\frac{m}{s^2} \right]$$

Formel 5: Berechnung der Turbinenleistung eines Wasserkraftwerkes [79, S. 93]

P_T : Turbinenleistung [W]

Q_T : Max. Durchfluss Turbine $\left[\frac{m^3}{s} \right]$

h_m : mittlere Gefällehöhe [m]

μ : Gesamtwirkungsgrad [m]

ρ_W : Dichte des Wassers $\left[\frac{kg}{m^3} \right]$

g : Erdbeschleunigung $\left[\frac{m}{s^2} \right]$

Rheinland-Pfalz liegt im bundesweiten Vergleich mit 267 Wasserkraftanlagen und 236.224 kW Ausbauleistung sowie zwei Neugenehmigungen mit insgesamt 75 kW im vergangenen Jahr (Stand 31.12.2022) auf dem siebten Platz [77, 80].

4.4.2 Vor- und Nachteile

Der maßgebliche Vorteil von Wasserkraftanlagen im Gegensatz zu anderen erneuerbaren Energiequellen ist die in der Regel ständige Verfügbarkeit des Wasserstroms bei einer langen Lebensdauer von durchschnittlich 80 Jahren [81]. Wie bei den meisten anderen regenerativen Energieträgern ist kein Import oder Anbau von Rohstoffen notwendig und die Stromerzeugung ist nachhaltig und verursacht im Betrieb keine Schadstoffemissionen.

Nachteilig ist, ähnlich wie bei der Windenergienutzung, der Eingriff in bestehende Ökosysteme. Zu den ohnehin schon aufwendigen Bauarbeiten kommen noch die Errichtung von Fischab- und aufstiegen hinzu, welche nach dem Wasserhaushaltsgesetz vorgeschrieben sind [82, §34-35]. Da die zu erwartende Leistung und somit der Energieertrag linear von der Gefällehöhe abhängig ist, welche an mitteldeutschen Nebenflüssen in der Regel eher gering ist, ist das Leistungspotenzial in dieser Region meist deutlich geringer als in bergigeren Gefilden (Formel 5). In Tabelle 12 sind die Vor- und Nachteile der Wasserkraftnutzung zusammengefasst.

Tabelle 12: Vor- und Nachteile der Wasserkraftnutzung zur Stromerzeugung [83]

Vorteile	Nachteile
Lange Lebensdauer	Aufwendige Bauvorhaben
Kostenlos und ohne Förderung verfügbar	Eingriff in Ökosysteme
In der Regel ständig verfügbar	Ertrag von Gefälle abhängig
Kein Import oder Anbau von Rohstoffen	
Nachhaltig und lokal emissionsfrei	

4.4.3 Aktuelle Situation in Antweiler

Die Nutzung der Wasserkraft hat in Antweiler eine lange Tradition. In der ehemaligen Getreidemühle wird bereits seit 1912 elektrische Energie erzeugt [84]. Die Anlage wurde zuletzt im Jahre 2015 generalüberholt und hat heute die in Tabelle 13 aufgeführten Kenndaten. Alle Informationen beziehen sich auf Angaben des Landeigentümers und Betreibers. In Abbildung 27 ist der aktuelle technische Stand der Erzeugungseinheit zu sehen.

Tabelle 13: Datenblatt bestehendes Wasserkraftwerk [Informationen des Betreibers]

Anlagentyp	Laufwasserkraftwerk
Nennleistung	30 kW
Gefälle	2,7 m
Ausbauabfluss Turbine	ca. 1,3 m ³ /s
Wirkungsgrad	ca. 90 %
Jahresarbeit (simuliert)	ca. 165.000 kWh
Volllaststunden	ca. 5.500 h/Jahr
Anlagenkonzept	Kaplanturbine Permanentsynchron-Generator



Abbildung 27: Turbinenraum des Wasserkraftwerkes der Mühle Antweiler [84]

Das Wasser wird durch das vorgelagerte Wehr aufgestaut und teilweise in einen Mühlengraben ausgeleitet, an den das Kraftwerk angeschlossen ist. Der Generator wird über Permanentmagneten direkt durch die Turbinenwelle angetrieben und trägt damit zu einem hohen Wirkungsgrad von ca. 90 % bei. Mithilfe von Formel 5 wird bei gegebenen Werten für Nennleistung und Gefälle von 30 kW und 2,7 m ein ungefährender Durchfluss der Turbine von $1,3 \text{ m}^3/\text{s}$ bei Volllast errechnet. Auf Basis dessen und den Abflussdatenreihen der Ahr am Pegel Müsch wird eine sich der Realität annähernde Erzeugungsdatenreihe der Anlage für das Vergleichsjahr 2019 mit einer maximalen Erzeugung von 30 kWh/h erstellt, indem ein Faktor für den prozentualen Anteil der jeweiligen Abflussmenge am Turbinenabfluss festgelegt wird. Diese wird für die Energiesystemsimulation angewandt [85]. Es ergibt sich eine kumulierte Jahresarbeit von ungefähr 165.000 kWh mit etwa 5.500 Volllaststunden. Da für die Abflussdaten des Pegels Müsch (ca. 2,5 km flussaufwärts) nur Tagesmittelwerte zur Verfügung stehen und für die Simulation davon ausgegangen wird, dass die Erzeugungsleistung der Turbine analog zur sinkenden Durchflussmenge abnimmt, entsprechen die erzeugten Werte nur näherungsweise der Realität [85].

Die Kreisverwaltung Ahrweiler, vertreten durch die SGD Nord unternimmt seit Anfang der 1990er Jahre Bestrebungen zur Renaturierung alter Wehranlagen an der Ahr [86]. Im Zuge dessen wird nach eigenen Angaben am Standort ein Mindestabfluss von etwa $0,4 \text{ m}^3/\text{s}$ vorgeschrieben, welcher über den Wehrkörper abgeführt werden muss. Entsprechende Umbaumaßnahmen sind seit einigen Jahren in Planung, bisher aber nicht erfolgt. Da dieser Mindestabfluss näherungsweise dem Niedrigabfluss der Ahr am Pegel Müsch in Sommermonaten entspricht, ist

die Bereitstellung von Grundlast an diesem Standort unter diesen Voraussetzungen nicht möglich [85]. In der Erzeugungsdatenreihe wird der geforderte Mindestabfluss berücksichtigt.

4.4.4 Projektplanung

Im Folgenden werden zwei verschiedene Möglichkeiten der Leistungs- und Ertragssteigerung am untersuchten Standort vorgeschlagen. Zum einen wird der Umbau des bestehenden Ausleitkraftwerks dimensioniert und zum anderen eine alternative Lösung für den Kraftwerksapparat im Wehrkörper, das Schachtkraftwerk, beschrieben. Es wird außerdem ein beispielhafter Projektplan aufgestellt, in dem davon ausgegangen wird, dass der aktuelle Landbesitzer als Anlagenbetreiber bestehen bleibt. Einige der Annahmen beruhen auf Gesprächen mit fachkundigen Mitarbeitern der Technischen Universität München und bedürfen daher keiner Literaturangaben.

Als Ausbauabfluss der Turbine wird der mittlere Jahresabfluss der Ahr am Pegel Müsch in den Jahren 1973 bis 2019 von ca. $3 \text{ m}^3/\text{s}$ zugrunde gelegt [85]. In Abbildung 28 ist die Abflussdauerlinie der Ahr mit dem gewählten Ausbauabfluss (in Rot) und dem vorgeschriebenen Mindestabfluss im Flussbecken von $0,4 \text{ m}^3/\text{s}$ (in Gelb) dargestellt. Es wird zusätzlich angenommen, dass bei einem Turbinendurchfluss von weniger als 10 % des Ausbauabflusses keine Stromerzeugung erfolgen kann. In der Grafik kann abgelesen werden, dass die geplante Anlage etwa 110 Tage pro Jahr unter Volllast und etwa weitere 150 Tage im Jahr in Teillast betrieben werden kann.

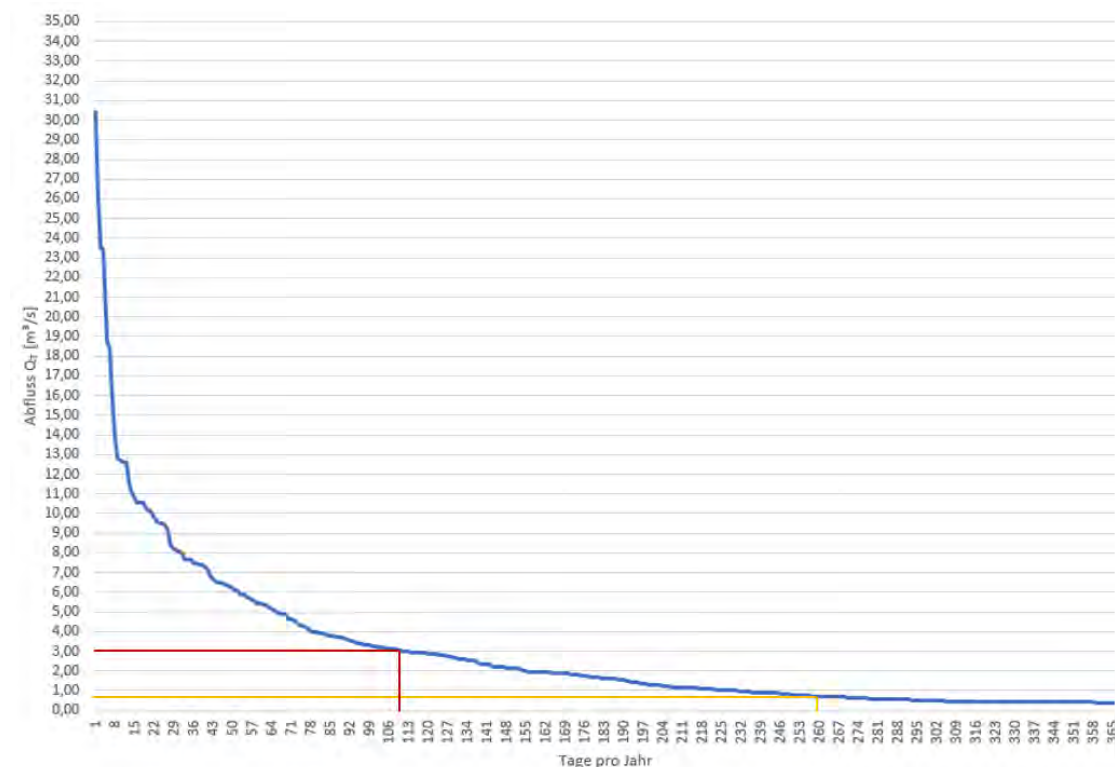


Abbildung 28: Abflussdauerlinie der Ahr mit Ausbauabfluss [eigene Darstellung]

4.4.4.1 Umbau des Ausleitkraftwerks

Bei dieser Variante wird das bestehende Ausleitkraftwerk erweitert. Mit dem angestrebten Ausbaubfluss von $3,0 \text{ m}^3/\text{s}$, dem bestehenden Gefälle von $2,7 \text{ m}$ und einem angenommenen Gesamtwirkungsgrad von 80% errechnet sich nach Formel 5 eine Ausbauleistung von 65 kW . Die zu erwartende Energieertragsreihe wird analog zum bestehenden Kraftwerk hochgerechnet und für die Simulation angewandt. Es ergeben sich eine ungefähre kumulierte Jahresarbeit von 270.000 kWh/a und etwa 4.154 Volllaststunden pro Jahr, welche als überdurchschnittlich bewertet werden können [87]. Die ermittelten Daten sind in Tabelle 14 zusammengefasst.

Tabelle 14: Datenblatt umgebautes Ausleitwasserkraftwerk

Anlagentyp	Laufwasserkraftwerk
Nennleistung	65 kW
Gefälle	2,7 m
Max. Durchfluss Turbine	ca. $3,0 \text{ m}^3/\text{s}$
Wirkungsgrad	80 %
Jahresarbeit (simuliert)	ca. 270.000 kWh/a
Volllaststunden	ca. 4.154 h/a

Vorteil dieser Variante ist, dass die vorhandenen Räumlichkeiten vollständig genutzt und lediglich entsprechend ausgebaut werden müssen. So ist der vorhandene Mühlengraben für die erforderliche, höhere Durchflussmenge zu erweitern und die vorhandene Turbine, durch eine individuell an die veränderten Gegebenheiten angepasste Turbine, mit höherem Schluckvermögen zu ersetzen. Für die genaue Planung sind tiefergehende Messungen am Standort erforderlich.

4.4.4.2 Schachtkraftwerk

Bei dieser Variante ist die Unterbringung der Turbinen-Generator-Einheit direkt im Wehrkörper vorgesehen. Das Konzept des Schachtkraftwerks sieht die vollständige Lagerung des Kraftwerks im Staubauwerk mit „vollständiger maschineller Unterwasseranordnung“ vor. Der Antriebsdurchfluss wird senkrecht über einen horizontal platzierten Rechen in die Turbine und über ein Saugrohr ins Unterwasser geleitet. Die Turbine besitzt dabei genügend Überdeckungshöhe für einen integrierten Fischabstieg. Die geringen Stababstände des Rechens sowie die geringe senkrechte Fließgeschwindigkeit durch den Rechen ergeben in Untersuchungen an einer Prototypanlage zwischen 2013 und 2015 eine geringe Schädigungsrate bei allen untersuchten Fischarten. Da abwandernde Fische zumeist der Hauptströmung folgen, welche durch die Überströmung und die geringen Fließgeschwindigkeiten durch den Rechen nicht durch die Turbine geführt

wird, bestätigt sich eine wirksame Trennung des Fischwanderwegs von der Turbinenströmung. Ein Fischaufstiegsbauwerk ist zusätzlich erforderlich. Der Abtransport von Treib- und Schwemmgut erfolgt konstruktiv über einen Rechenreiniger und über eine „gesteuerte, kurzzeitige Turbinenspülung mit Netzabschaltung und Durchgangsdrehzahl“. Darüber hinaus ist die Anlage aufgrund der Unterwasserplatzierung unempfindlich gegenüber Hochwasserschäden [88]. In Abbildung 29 ist das Funktionsprinzip graphisch dargestellt. Eine Pilotanlage des Typs ist seit 2020 im bayerischen Großweil in Betrieb [89]. [90]

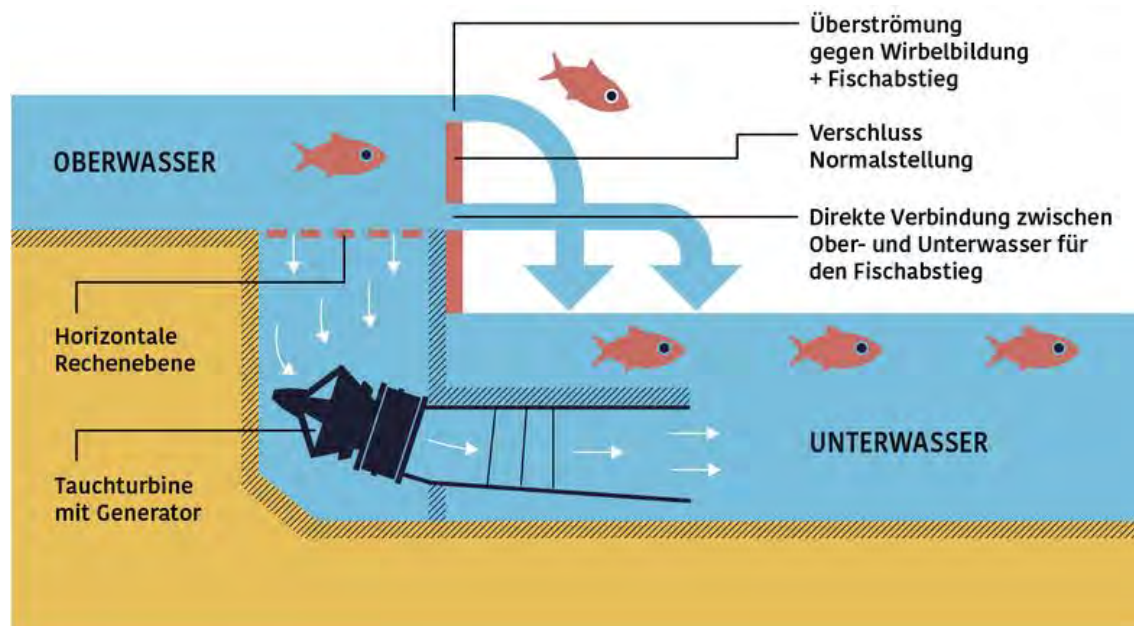


Abbildung 29: Funktionsprinzip Schachtkraftwerk [88]

Da der Wehrkörper sich etwa 200 m flussaufwärts des aktuellen Kraftwerks befindet, ist die Gefällehöhe entsprechend geringer und wird von der zuständigen Behörde mit 1,8 m angegeben. Für die Bestimmung der präzisen Gefällehöhe, welche vom jeweiligen tagesaktuellen Pegelstand abhängig ist, ist eine Langzeitmessung und die Erstellung einer Fallhöhendauerlinie erforderlich, weshalb für diese Prognose vereinfacht ein Gefälle von 2,0 m angenommen wird. Auf dieser Basis und einem angenommenen Wirkungsgrad von 80 % errechnet sich nach Formel 5 eine Leistung von 50 kW unter Volllast. Analog zu Kapitel 4.4.3 ergeben sich eine Jahresarbeit von ungefähr 210.000 kWh/a und 4.200 Volllaststunden pro Jahr (Tabelle 15).

Tabelle 15: Datenblatt Schachtkraftwerk

Anlagentyp	Laufwasserkraftwerk
Nennleistung	50 kW
Gefälle	2,0 m
Max. Durchfluss Turbine	ca. 3,0 m ³ /s
Wirkungsgrad	80 %
Jahresarbeit (simuliert)	ca. 210.000 kWh/a
Volllaststunden	ca. 4.200 h/a

Vorteil dieser Variante ist die Hochwasserbeständigkeit sowie die ökologische Verträglichkeit, welche sie eventuell als Kompromisslösung anstelle des geplanten Wehrrumbaus möglich macht. Auf diese mögliche Lösung wird im Kapitel Beispielhafter Projektplan näher eingegangen.

4.4.4.3 Beispielhafter Projektplan

Im Folgenden werden die erforderlichen Schritte zur Umsetzung des Projektes beschrieben. Es wird davon ausgegangen, dass der Standort aufgrund des bereits bestehenden Wasserkraftwerks als gesetzt gilt und daher keine vorhergehende Standortakquise erforderlich ist und keine Pachtverträge abgeschlossen werden müssen. Als Grundbesitzer und zukünftiger Betreiber wird der Bisherige angenommen.

1. Planung

Zunächst müssen verschiedene grundsätzliche *Messungen* durchgeführt werden, je nachdem welche Variante umgesetzt werden soll. Im Falle des Umbaus des Ausleitkraftwerkes sind die erforderlichen Ausmaße des angepassten Mühlengrabens zu ermitteln, um den Durchfluss von 3,0 m³/s ableiten zu können. Dafür sind tiefergehende Informationen zur Fließgeschwindigkeit des Wassers am Wehrkörper erforderlich. Hierfür sollte ein fachkundiges *Ingenieurbüro* beauftragt werden. Im Falle des Schachtkraftwerks ist die genaue Ermittlung der Gefällehöhe für die konkrete Planung erforderlich, wozu in Abhängigkeit von den genauen Durchflusswerten am Standort eine Fallhöhendauerlinie erstellt werden muss. Da es sich um eine patentierte Technologie handelt, sollte hiermit das zuständige Vertriebsunternehmen beauftragt werden [89].

2. Wirtschaftlichkeitsanalyse

Im nächsten Schritt sollte die Wirtschaftlichkeit des Projekts untersucht werden. Die anfallenden Investitions- und Betriebskosten über die Lebensdauer hinweg werden in Tabelle 16 dargestellt. Es wird von einer durchschnittlichen Lebensdauer von

Wasserkraftanlagen von 80 Jahren ausgegangen [81]. Die Investitions- und Betriebskosten werden auf die geplante Ausbauleistung hochgerechnet und bezogen auf das Jahr 2023 inflationsbereinigt bzw. werden in Zusammenarbeit mit fachkundigen Experten angepasst. Da im Falle des Ausleitkraftwerkes von einem bereits bestehenden Grundbauwerk ausgegangen wird, werden hier 55 % der relativen Investitionskosten als anfallende Kosten angenommen [91, S. 55]. Außerdem wird für die Betriebskosten aufgrund der Eigentumssituation des Betreibers angenommen, dass keine Miet- oder Pachtzahlungen zu leisten sind.

Tabelle 16: Kostenaufstellung Wasserkraftprojekt [92]

Kostenpunkt	Relative Kosten	Absolute Kosten	
		Ausleitkraftwerk	Schachtkraftwerk
Investitionskosten	15.000 €/kW	536.250 €	750.000 €
Betriebskosten pro Jahr		18.607 €/a	14.313 €/a
Gesamtbetriebskosten (80 Jahre)		1.488.560 €	1.145.040 €
Gesamtkosten		2.024.810 €	1.895.040 €

Für Wasserkraftprojekte bis zu einer Ausbauleistung von 20 MW können *Kredite* von der KfW-Bank mit effektivem Jahreszins von aktuell 4,15 % in Anspruch genommen werden [15]. Der Energieertrag wird nach dem EEG mit einem festgelegten Satz von 0,1203 €/kWh *vergütet* [16, §40].

3. Genehmigung und Verträge

In diesem Schritt müssen Genehmigungen der zuständigen Behörden eingeholt werden. Im konkreten Fall ist das die *KV Ahrweiler* und die *SGD Nord*. Behördliche Forderungen wie Baurecht, Bauleitplanung, Nachbarrecht und Lärmschutz können Gegenstand der *Baugenehmigung* sein [93]. Dass das Gelände aber bereits in diesem Sinne genutzt wird, kann diese Verfahren erleichtern.

Für die Anstauung des Wassers und die energetische Nutzung müssen entsprechende *Wasserrechtsverträge* mit der zuständigen Behörde abgeschlossen werden. Da in diesem Zusammenhang *ökologische Unbedenklichkeitsprüfungen* wahrscheinlich sind [93], kann die Variante des Schachtkraftwerks unter Umständen ermöglichen, günstigere

Nutzungsbedingungen wie einen geringeren Mindestabfluss im Flussbecken zu verhandeln. Generell muss die Durchgängigkeit des Staubauwerks nach dem Wasserhaushaltsgesetz und die Unbedenklichkeit für die standortspezifische Fauna nachgewiesen werden [82, §33-35]. Ein *Wasserzins* für die Sondernutzung öffentlicher Gewässer wie in anderen Ländern üblich wird in Deutschland nicht erhoben.

4. *Bauliche Umsetzung*

Die bauliche Umsetzung im Falle des Ausleitkraftwerks ist ohne Umleitung des Flusses möglich, indem lediglich der Mühlengraben vorübergehend trockengelegt wird. Trotzdem sind *Tiefbauarbeiten* generell aufwendig und bedürfen strikter Planung und Organisation, welche unter Umständen bereits im Zuge der Genehmigung und Bauleitplanung koordiniert werden muss [93]. Im Falle des Schachtkraftwerks muss der Fluss für die Bauphase zeit- und stellenweise trockengelegt werden, weshalb sich die Verlegung dieser Bauarbeiten in die Sommerzeit, zwischen Juni und September, mit wenig Abfluss empfiehlt (Abbildung 30). Der Standort kann für solche Arbeiten aber als infrastrukturell günstig bewertet werden.

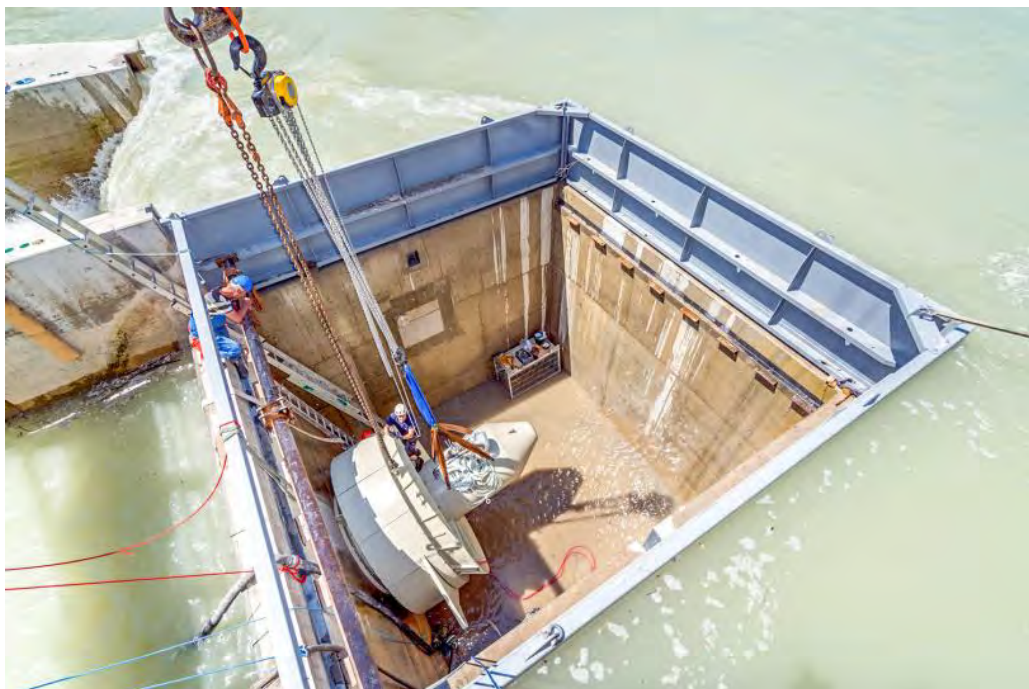


Abbildung 30: Bauarbeiten an einem Schachtkraftwerk [94]

Generell muss ein geeigneter *Netzanschlusspunkt* gefunden werden. Die Bedingungen dafür sind analog zur Windenergieprojektierung einzuhalten (vgl. Kapitel 4.3.3). Aufgrund der bisherigen Wasserkraftnutzung am Standort kann davon ausgegangen werden, dass ein Netzanschlusspunkt in der Umgebung besteht. Dessen Eignung und der

eventuelle Ausbau seitens des Verteilnetzbetreibers muss allerdings geprüft werden. Im Zuge dieser Konzepterstellung sind seitens des Netzbetreibers keine ausreichenden Informationen hierzu verfügbar.

Ein Monat nach der Inbetriebnahme der Anlage muss eine Registrierung im *Marktstammdatenregister* erfolgen. Diese ist online über eine Registrierungsmaske möglich [51].

4.4.5 Fazit Wasserkraft

Aufgrund der jahrelangen Nutzung der Wasserkraft an diesem Standort und der langen zu erwartenden Lebensdauer einer neuen Anlage wird der Ausbau der Erzeugungsleistung grundsätzlich als lohnend bewertet. Kritisch abzuwägen sind die hohen Investitionskosten für eine, im Vergleich zu anderen Technologien, relativ niedrige Ausbauleistung. Hier sollte im Einzelfall der real zu erreichende Vergütungsertrag mit den Gesamtkosten abgewogen werden.

Es wird daher empfohlen zu prüfen, ob die Variante des Schachtkraftwerks unter Umständen einen Kompromiss für eine ökologieschonende Nutzung der Wasserkraft mit einem konstanteren Turbinendurchfluss darstellen könnte. Ist dies nicht der Fall, wird die Erweiterung des bestehenden Ausleitkraftwerks empfohlen, da hierdurch aufgrund der größeren Fallhöhe eine höhere Ausbauleistung erreicht werden kann.

5 Wärmeerzeugung

Im folgenden Kapitel wird der Wärmesektor der Gemeinde Antweiler näher betrachtet und Ideen dargestellt diesen erneuerbar zu gestalten. Dabei werden die gesamten 6.569,98 MWh Nutzwärmebedarf 100% durch Erneuerbare Energien gedeckt (Anhang 12.6).

Bei der Umsetzung eines vorgestellten Konzepts ist es notwendig den genauen Gebäudebestand der Gemeinde Antweiler hinsichtlich des Heizwärmebedarfs und Sanierungsstands zu eruieren.

Die Wärmeversorgung von Gebäuden wird in zwei Optionen unterschieden. Bei der dezentralen Objektversorgung wird der Energieträger direkt im Haus in Wärmeenergie umgewandelt. Wärmenetze dagegen transportieren die zentral erzeugte Wärme zu den Übergabestationen in den Häusern.

5.1 Dezentrale Wärmeversorgung

Der Gebäudebereich besteht in Deutschland überwiegend aus Wohngebäuden und Gebäuden mit wohnähnlicher Nutzung. Davon bestehen über 80 % der Gebäude aus Ein- und Zweifamilienhäusern, in denen die Wärme hauptsächlich lokal im Haus erzeugt wird [95]. Diese Werte werden durch die durchgeführte Umfrage im Raum Antweiler widerspiegelt (Anhang 12.2). Die Primärenergieträger unterscheiden sich allerdings im Vergleich zu ganz Deutschland. In Abbildung 31 ist dargestellt, dass etwa 50 % der Wärmeversorgungen in Deutschland durch Gasheizungen betrieben werden. Durch die nicht vorhandene Gasleitung in Antweiler wird die Mehrheit der Wärme durch Öl erzeugt. [96]

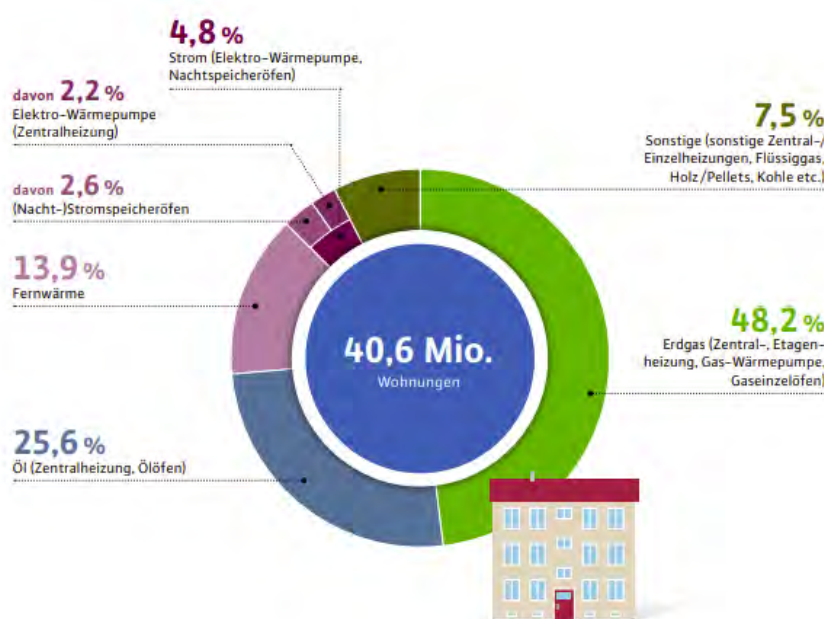


Abbildung 31: Wärmeerzeugung in Deutschland [96]

Im folgenden Kapitel wird betrachtet, wie die Wärmeversorgung in Antweiler dezentral durch 100 % Erneuerbaren Energien bereitgestellt werden kann.

5.1.1 Stand der Technik

Es gibt verschiedene Wege, Wärme im Wohn- oder Nichtwohngebäuden erneuerbar zu erzeugen. Laut Bundesamt für Wirtschaft und Klimaschutz ist dabei eine der „robusteren Lösung“ im dezentralen Bereich die Wärmepumpe und wird daher in diesem Kapitel priorisiert betrachtet [97]. Diese produziert Wärme, indem die erneuerbare Wärme aus der Umwelt entzieht, zum Beispiel aus dem Erdreich, dem Grundwasser oder der Außenluft. Dabei muss ein Teil der Energie für die Kompression eines Kältemittels aufgebracht werden, welches die Wärme transportiert. In der Abbildung 32 ist dieser Prozess dargestellt. [98]

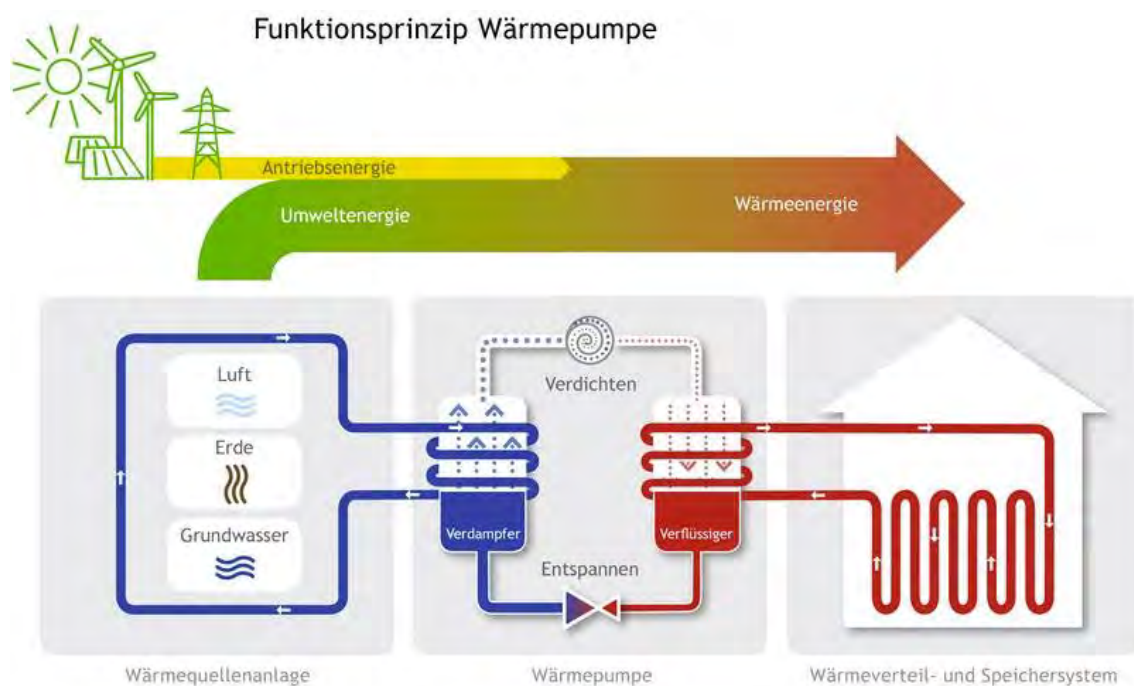


Abbildung 32: Funktionsprinzip Wärmepumpe [98]

Das Prinzip einer Wärmepumpe ähnelt dem eines Kühlschranks. Während der Kühlschrank Wärme aus dem Innenraum nach außen führt, um den Innenraum zu kühlen, entzieht eine Wärmepumpe der Umgebung Wärme und führt sie den Innenräumen des Gebäudes zu. [98]

Die Wärmepumpe besteht dabei aus vier Hauptkomponenten. Durch den Verdampfer wird das Kältemittel geleitet, wo die Umgebungswärme aufgenommen und das Kältemittel verdampft wird. Der Kompressor saugt das verdampfte Kältemittel an und komprimiert es, wodurch sich der Druck und dadurch die Temperatur erhöhen. Das erwärmte Kältemittel wird anschließend durch den Kondensator geleitet, wo es seine Wärme an das Heizsystem des Gebäudes abgibt

und wieder kondensiert. Abschließend wird das flüssige Kältemittel durch das Expansionsventil geleitet, das den Druck reduziert und das Kältemittel zurück in den Verdampfer leitet. [99]

Die Effizienz von Wärmepumpen wird durch zwei Kennzahlen beschrieben. Der Coefficient of Performance (COP) gibt das Verhältnis der Wärmeleistung und der dazu benötigten elektrischen Energie an. Diese Berechnung wird durch die EN 14511 geregelt. Eine weitere Kennzahl ist die Jahresarbeitszahl (JAZ) [100]. Die JAZ gibt das Verhältnis des Jahresertrags an Wärmeenergie zur aufgewendeten Antriebs- und Hilfsenergie an. Die Jahresarbeitszahl wird unter realen Bedingungen ein ganzes Jahr lang durch einen Strom- und Wärmemengenzähler gemessen. Nach der Messung kann die Berechnung nach VDI-Richtlinie 4650 Blatt 1 durch Formel 6 erfolgen:

$$JAZ = \frac{\text{Heizwärme} \left(\frac{kWh}{a} \right)}{\text{Strom} \left(\frac{kWh}{a} \right)}$$

Formel 6: Jahresarbeitszahl [100]

Eine Wärmepumpe läuft mit niedrigeren Vorlauftemperaturen effizienter, da die Temperaturdifferenz zwischen Außen- und Innentemperatur geringer ist. Ideale Vorlauftemperaturen liegen zwischen 35 °C und 55 °C, wodurch sich Flächenheizungen mit geringen Vorlauftemperaturen oder größere Heizkörper eignen. Die verschiedenen Wärmequellen, die für eine Wärmepumpe möglich sind, haben ebenfalls einen Einfluss auf die Temperaturdifferenz. Grundwasser- und Erdreichwärmepumpen erzielen durch ihre ganzjährige hohe und weniger variierende Quellentemperaturen höhere JAZ. Bei Luft/Wasser Wärmepumpen ist die JAZ geringer, da das Temperaturniveau im Winter durch die kälteren Temperaturen sinkt. Daher hat auch die Außentemperatur oder das Klima einen Einfluss auf die Effektivität von Wärmepumpen. Der Sanierungszustand des jeweiligen Gebäudes hat ebenfalls einen Einfluss, da die benötigte Wärmemenge von der Dämmung des Hauses abhängt und dadurch die internen Verluste geringer ausfallen. Außerdem beeinflusst das individuelle Nutzerverhalten in Form der Lüftung und Beheizung der Räume den Wärmebedarf des Gebäudes. Wärmepumpen erreichen in Abhängigkeit der oben genannten Faktoren eine JAZ zwischen drei und fünf. Je höher die JAZ ist, desto weniger Stromkosten und CO₂-Emissionen entstehen. Im Vergleich zu einer konventionellen Heizung muss bei einer Wärmepumpe der Warmwasserspeicher größer dimensioniert werden, um eine kontinuierliche Wärmeerzeugung der Wärmepumpe zu unterstützen. Die Kältemittel werden als natürliche und nicht natürliche Kältemittel spezifiziert. Als signifikantes Beispiel für die Schädigung durch unnatürliche Kältemittel eignen sich die heute durch Verordnungen verbotenen FCKW. Fluorchlorkohlenwasserstoffe (FCKW) fanden ab der Mitte des 20. Jahrhunderts hohe Anwendung in Kompressions-Kältemaschinen. Die Umweltunverträglichkeit zeichnet sich durch einige

Potenzialgrößen aus. Kältemittel, besonders solche welche flüchtiges Chlor und/oder Brom beinhalten sind mitverantwortlich für die Destruktion der Ozonschicht. Diese potenzielle Gefahr wird unter dem Ozonabbaupotenzial oder Ozone Depletion Potenzial (ODP) ins Verhältnis gesetzt. Das Global Warming Potential gibt das Verhältnis des Treibhausgaspotenzials mit dem von CO₂ als Referenzwert in einer bestimmten Zeitspanne an. Die Zeitspanne ist für die Verweildauer in der Atmosphäre von großer Bedeutung, da freigesetzte Kältemittel, mit einer langen Lebensdauer einen deutlich größeren zeitbezogenen Treibhauseffekt bewirken. Es besteht außerdem die Gefahr einer Grundwasserverseuchung, sollte dieses mit bestimmten Kältemitteln kontaminiert werden. [101]

Eine weitere Möglichkeit der dezentralen Wärmeenergieerzeugung ist die Pelletheizung. Eine Pelletheizung ist von ihrem Funktionsprinzip äquivalent zu Gasheizungen oder einer Ölheizung. Bei einer Pelletheizung wird die Wärmeenergie durch die Verbrennung von Holzpellets erzeugt. Hierbei wird bei einer Pelletheizung zwischen einem Pelletofen, in den manuell der Brennstoff nachgelegt werden muss und der meistens für die Wärmebereitstellung eines Raumes verwendet wird, und einem Pelletkessel, der automatisch Pellets vom Pellet-Lager zum Kessel transportiert, unterschieden. Eine Pelletheizung besteht aus fünf Komponenten. Der Kessel verbrennt die Holzpellets mithilfe von Brennwertechnik. Dadurch kondensiert das Heizgas im Wärmetauscher und die Wärme wird an das Rücklaufwasser übertragen. Der Brenner muss durch die erhöhte Temperatur weniger Wärme an das Rücklaufwasser übertragen, um die gewünschte Vorlauftemperatur des Systems zu erreichen. Im Pellet-Lager werden die Pellets trocken in einem Holz- oder Gewebetank aufbewahrt. Dieser Lagerraum ist äquivalent zu einem Öltank und muss in Abhängigkeit von der Größe des Tanks und vom Nutzerverhalten etwa ein- bis zweimal im Jahr befüllt werden. Bei Bedarf werden die Pellets durch eine Förderschnecke vom Lager zur Brennkammer transportiert. Nach der Verbrennung der Pellets werden die Überreste in dem eingebauten Aschebehälter gelagert. Dieser muss zwischen einmal im Monat bis zu zweimal im Jahr entleert werden. [102]

Wie bei der Wärmepumpe wird im Pufferspeicher die überschüssige Wärme in Form von Heizwasser über einen längeren Zeitraum mit geringen Verlusten gespeichert. Der Verbrauch von Pellets kann durch die Kombination mit einer Solarthermieanlage reduziert werden [103]. Mithilfe von Flach- oder Röhrenkollektoren wird Strahlungswärme an das Wasser in den Rohrleitungen übertragen und in dem Pufferspeicher gelagert. [104]

Außerdem kann die Nutzung einer Photovoltaikanlage zur Heizungsunterstützung betrieben werden. Der Strom wird in einem Batteriespeicher zwischengespeichert und versorgt entweder einen dezentralen Durchlauferhitzer mit Strom, um warmes Brauchwasser bereitzustellen, oder

wird der in dem Pufferspeicher eingebauten Heizelektrode zugeführt, um das Heizwasser zu erhitzen. Die beiden genannten Möglichkeiten dienen jedoch nur zur Heizungsunterstützung und die dabei erreichte Entlastung beträgt etwa 10 %. [105]

Die Nutzung von Biogas stellt eine Möglichkeit dar, die bestehenden Gasheizungen erneuerbar zu betreiben. Biogas wird in Fermentern unter Luftabschluss durch natürliche Zersetzung von organischen Materialien wie Gülle, Bioabfällen und Pflanzenresten hergestellt. Bei der Zersetzung der organischen Materialien durch Mikroorganismen entsteht als Endprodukt Biogas. Nach einer „Reinigung“ des hergestellten Biogases, steigt der Methananteil von 60 % auf etwa 98 %. Dieses Gas kann auch mithilfe von herkömmlichen Gasheizungen zu Wärme umgewandelt werden. [106]

5.1.2 Vor- und Nachteile

Zentrale Wärmeerzeugung ist effizienter als dezentrale Optionen, da die Anlagen optimierter betrieben werden. Außerdem ist die Planung bei größeren zentralen Wärmeversorgern umfangreicher. Dezentrale Systeme, die eine vergleichbare Effizienz aufweisen, sind meist in gewerblichen Anwendungen, wie in der Industrie oder auch größeren Wohnanlagen, vertreten. Dabei sind die erhöhten Planungs- und Umsetzungskosten durch den erhöhten Bedarf wirtschaftlich rentabler. [107]

Ein weiterer Vorteil der zentralen Wärmeerzeugung ist, dass Wärmequellen genutzt werden können, die für eine dezentrale Versorgung von Einzelgebäuden nicht verwendbar sind. Dazu gehören industrielle Abwärme, Umweltwärmequellen wie Flusswasser oder Abwärme von Abwässern oder Kläranlagen. Trotzdem fallen bei der zentralen Wärmeversorgung höhere Leitungsverluste beim Transport an. Auch wenn die Fernwärmeleitungen isoliert sind, geben sie trotzdem Wärme an ihre Umgebung ab. Daher sind besonders kurze Leitungswege in dicht besiedelten Gebieten bevorzugt. Aufgrund der kurzen Abstände zwischen den angeschlossenen Gebäuden fallen die Wärmeverluste geringer aus. Ein weiterer Vorteil der zentralen Wärmegegewinnung ist, dass der Wärmeverlust prozentual zu der transportierten Wärmemenge gering ist, wodurch weniger Wärme durch das Nahwärmenetz transportiert wird. Bei der dezentralen Wärmeversorgung hingegen entstehen keine Verteilverluste, da die Wärme direkt im Gebäude erzeugt und genutzt wird. [108]

In Wohngebäuden basieren Auswahl und Einstellung der Wärmeerzeuger häufig auf pauschalen Annahmen. Die Einstellung der Heizkurve wird von Heizungstechniker*innen nur bei der Inbetriebnahme eingestellt. Die Einstellung ist dadurch nicht an das Individuelle Nutzerverhalten der Bewohner*innen angepasst. Der Betrieb des Wärmeerzeugers ist daher oft an Standardwerten

ausgerichtet und nicht am allgemeinen Optimum. Dadurch sinkt der Wirkungsgrad des Systems. [109]

Bisher werden sowohl für die zentrale als auch für die dezentrale Wärmeversorgung fossile Energieträger genutzt. Diese werden bei hohen Temperaturen zur Wärmeerzeugung verbrannt und der Wärmeträger erhitzt. Dadurch ist es bei fossilen Wärmeerzeugern möglich, unterschiedliche Temperaturniveaus zu erreichen. Hohe Temperaturen sind in Altbauten oder schlecht gedämmten Gebäuden notwendig, wo die Verluste an die Umgebung größer und eine höhere Wärmeübertragung an den Raum notwendig ist, um bei niedrigen Außentemperaturen noch ein angenehmes Raumklima zu erlangen. Rund 63 % der Gebäude in Deutschland wurden vor der ersten Wärmeschutzverordnung 1979 erbaut und benötigen ein höheres Temperaturniveau, um die Heizlast zu decken. Im Gegensatz zu erneuerbaren Wärmeerzeugern kann die Verbrennung von herkömmlichen Heizsystem bedarfsgerecht an den Sommer- und Winterverbrauch angepasst werden. Solarthermie oder Wärmepumpen sind effizienter, wenn das benötigte Temperaturniveau relativ gering im Vergleich zur Außentemperatur ist. Dadurch ist die Nutzung von erneuerbaren Wärmequellen mit mehr Herausforderungen verbunden. Die Verbrennung von Biogas oder Biomasse ist hingegen äquivalent zu der Betreibung von Gas- oder Ölheizungen. Diese Energieressourcen sind aber auch durch ihr Vorkommen begrenzt und für eine nachhaltige Anwendung darf nicht mehr aus der Natur entnommen werden als nachwachsen kann. [107]

Bei der Auslegung von nachhaltigen Energiesystemen für Quartiere oder Ein- und Mehrfamilienhäuser ist es vorteilhaft, den Wärmebedarf möglichst genau vorabzuschätzen. Dabei werden mithilfe von Gebäudedaten, Wetterprognosen und der Untersuchung des Verhaltens von Bewohner*innen der Wärmebedarf simuliert und die jahres- und tagesspezifischen Unterschiede des Heizwärmebedarfs ermittelt. Aber auch interne Wärmegewinne werden in der Berechnung durch die DIN 18599 berücksichtigt. Unter Berücksichtigung der genannten Beispiele werden für jedes Gebäude Wärmebedarfszeitreihen berechnet. Die zentrale Wärmeversorgung in Verbindung mit einem Wärmenetz setzt sich abschließend aus dem Gesamtbedarf des Quartiers und den Verlusten der Verteilung zusammen. Dieser Bedarf muss von der Heizungszentrale gedeckt werden. [110]

5.1.3 Projektplanung

Wärmepumpen für den Gebäudesektor unterliegen keinen Akzeptanzproblemen in der Bevölkerung. In der Umsetzung ist das häufigste Problem die wirtschaftliche Umsetzung. Trotz steigender Produktionszahlen von Wärmepumpen sind sie teurer als konventionelle Heizsystemen. Im Industriesektor sind häufig besonders hohe Prozesstemperaturen vorausgesetzt, die von

Wärmepumpen gedeckt werden. Dadurch sind höhere Temperaturen der Wärmequellen notwendig, um effektive Leistungszahlen zu erlangen. Bei herkömmlichen Wärmepumpen soll die Vorlauftemperatur nicht über 50-55 °C steigen, um eine minimale Leistungszahl von 3 (COP) zu gewährleisten [111, S. 389]. Im Folgenden wird eine Schritt-für-Schritt-Planung für eine passende Wärmepumpe dargestellt [112]:

1. Bestandaufnahme und Prüfung des Gebäudes

Um die Leistung und Wirtschaftlichkeit einer Wärmepumpe zu bestimmen ist eine umfassende Bestandaufnahme notwendig. Für diese Bestandaufnahme empfiehlt es sich, einen individuellen Sanierungsfahrplan (iSFP) erstellen zu lassen. Dieser wird durch zertifizierte Energieberater*innen erarbeitet und zeigt eine Übersicht von möglichen Sanierungsschritten im Gebäude auf. Dabei werden sowohl die eingesparten Kosten und Investitionskosten betrachtet als auch die verschiedenen Fördermöglichkeiten. Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit des Heizsystems wird auch eine Abschätzung der Preisentwicklung von fossilen und erneuerbaren Energieträgern vorgenommen. Allein durch die steigende CO₂-Steuer auf fossilen Energieträgern ist ein Preisanstieg zu erwarten. Diese Beratungskosten werden zu 80 % vom Staat übernommen und bei Ein- und Zweifamilienhäusern liegt die Fördergrenze bei 1.300 Euro. Über die Homepage der Deutschen Energie-Agentur kann ein solcher Energieeffizient-Experte gefunden werden.

2. Wärmeleistung bestimmen

Damit eine Wärmepumpe möglichst effizient betrieben werden kann, ist die Bestimmung des Heizwärmebedarfs und der erforderlichen Wärmeleistung der Wärmepumpe notwendig. Falls eine Wärmepumpe zu groß oder zu klein für das Gebäude dimensioniert ist, wird dadurch auch die Effizienz des Systems reduziert und die Jahresarbeitszahl sinkt. Wie im vorherigen Kapitel schon genannt, hängt die Heizlast von der Größe des Gebäudes, der Dämmung des Heizwärmeverteilsystem und Verbrauchsgewohnheiten der Bewohner*innen ab. Die Wärmeleistung wird dabei durch die DIN 12831 ermittelt. Diese Werte werden von Fachhandwerker*innen für die korrekte Dimensionierung der Wärmepumpe verwendet.

3. Energetische Sanierung

Der energie- und kosteneffiziente Betrieb einer Wärmepumpe hängt auch von dem energetischen Gebäudezustand ab. Energetisch sanierte Gebäude und Neubauten haben einen Energieverbrauch von etwa 60 kWh/m². Ist eine Vollsanierung aus technischen oder Kostengründen nicht umsetzbar, reicht auch eine Teilsanierung der größten

„Schwachstellen“ aus. Dazu kann die Dämmung der obersten Geschossdecken oder der Fassade und der Austausch von Fenstern oder Heizkörpern gehören. Der Richtwert liegt bei 120 kWh/m².

4. Vorlauftemperatur ermitteln

In Abhängigkeit von der Wärmeleistung des Gebäudes wird die Vorlauftemperatur des Heizsystems ermittelt. Mit dieser Temperatur gelangt das Wasser im Heizkreis zu den Heizkörpern oder Flächenheizungen. Je niedriger die Vorlauftemperatur, desto weniger Energie muss von der Wärmepumpe genutzt werden. Ideale Vorlauftemperaturen liegen bei 35-55 °C. Moderne Hochtemperaturwärmepumpen können aber auch bis zu 70 °C erreichen. Hierbei muss besonders auf das Kältemittel geachtet werden und auf den Bereich, in dem es noch effizient die Wärme transportiert. Besonders natürliche Kältemittel werden besonders durch ihre geringe Umweltbelastung und Effizienz häufig verwendet. Beispiele hierfür sind CO₂ und Propan (R290).

5. Schlussendliche Planung

Die schlussendliche Planung einer Wärmepumpe sollte durch ein Fachunternehmen vorgenommen werden. Der Bundesverband Wärmepumpen bietet auf seiner Homepage eine Suche nach qualifizierten Fachunternehmen an. Diese helfen auch bei der Auswahl des geeigneten Wärmepumpensystems (Abbildung 33).

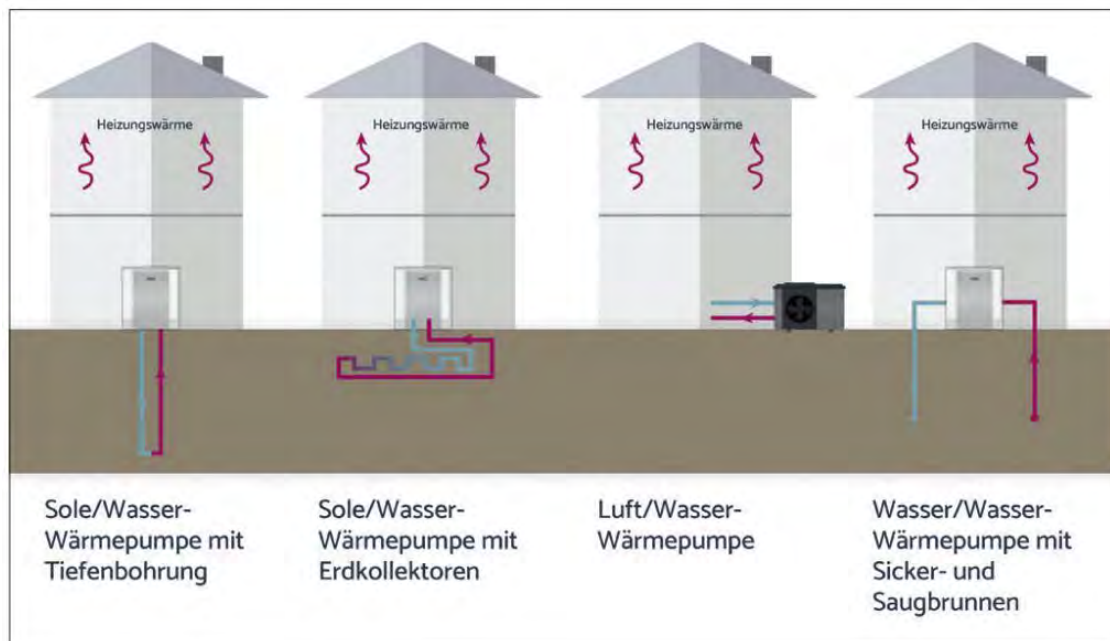


Abbildung 33: Wärmequellen für Wärmepumpen [113]

Der Aufstellort muss je nach Wärmepumpenart vorher geplant und geprüft werden. Luft-Wasser-Wärmepumpen sind mit einem Marktanteil von über 70 % Marktführer. Um den Autarkiegrad zu erhöhen, empfiehlt sich die Kopplung der Wärmepumpe mit einer Photovoltaik-Anlage und einem Batteriespeicher.

6. Installation und Inbetriebnahme

Für die Installation von Wärmepumpen müssen einmal die Inneneinheit und die Außeneinheit betrachtet werden. Luft-Wasser-Wärmepumpen werden meistens außerhalb des Gebäudes aufgestellt. Hierbei muss auf die Abstandsregelungen zum Nachbargebäude und auf die Lärmbelastung geachtet werden. Außerdem muss ein solides Fundament und eine Abführung des Kondenswassers errichtet werden. Die Außeneinheit hat dabei etwa die Maße 130 x 80 x 50 cm (Höhe x Breite x Tiefe), je nach Modell und Leistungstyp variierend. Bei Luft-Wasser-Wärmepumpen sind das häufig Monoblockeinheiten, in denen der Kältemittelkreislauf in einer Einheit verbaut ist. Split-Wärmepumpen bestehen sowohl aus einer Außen-, als auch einer Inneneinheit, die mit Leitungen verbunden sind, durch die das Kältemittel läuft. Hierbei ist auf die korrekte Verbindung der Leitungen und auf das richtige, im Optimalfall umweltfreundliche, Kältemittel zu achten.

7. Optimaler Betrieb

Wärmepumpen sollten regelmäßig gewartet werden, um mögliche Ausfälle oder Effizienzverluste zu verhindern. Im Vergleich zu fossilen Heizungen ist der Wartungsaufwand gering. In regelmäßigen Abständen müssen Filter und Ventilator gereinigt, der Druck im Heizkreis zur gleichmäßigen Verteilung der Wärme und die Kontrolle auf Fehlfunktionen durchgeführt werden. Zu empfehlen ist dabei eine jährliche Wartung durch einen Fachbetrieb oder eine Online-Fernüberwachungsfunktion, damit über Sensoren frühzeitig Probleme erkannt und behoben werden können. Bei der Wartung kann auch die Anlage noch weiter optimiert und auf die Bedürfnisse des Betreibers eingestellt werden. [112]

Im folgende werden die relevanten Angaben zum Thema Wärme der ausgeführten Umfrage erläutert. Der gesamte Nutzwärmebedarf von Antweiler liegt etwa bei 6,6 GWh/a. Davon sind 4,6 GWh/a der Nutzwärmebedarf für die Raumwärme in Wohngebäuden. Es wurde eine Umfrage in Antweiler durchgeführt, um einen Überblick über den Ist-Stand der Gebäude zu bekommen. Von 200 verteilten Umfragen wurden neun (~1%) ausgefüllt zurückgegeben. Von den neun Gebäuden handelt es sich bei acht (~88,8%) um Einfamilienhäuser und bei einem (~11,1%) um ein Mehrfamilienhaus mit zwei Wohneinheiten.

Die Wohnfläche der Einfamilienhäuser beträgt im Schnitt $\sim 164 \text{ m}^2$ (aufgerundet). Die geringste und die größte Fläche betragen hierbei 110 m^2 und 250 m^2 . Das Mehrfamilienhaus hat eine Wohnfläche von 300 m^2 aufgeteilt auf zwei Wohneinheiten.

Zwei Einfamilienhäuser ($\sim 22,2\%$) wurden um die Jahrhundertwende (1900 und 1908) und zwei Einfamilienhäuser ($\sim 22,2\%$) um die 30er Jahre bis Mitte des 20. Jahrhunderts (1926 und 1948) erbaut. Die anderen vier Einfamilienhäuser und das Mehrfamilienhaus ($\sim 55,5\%$) wurden in den 70er- bzw. 80er Jahren gebaut.

Als Heizmittel wird in den vorliegenden Gebäuden meistens Öl verwendet ($\sim 55,5\%$). Hierunter fällt auch das Mehrfamilienhaus. Zwei Einfamilienhäuser ($\sim 22,2\%$) werden mit Holz und zwei mit Gas bzw. Flüssiggas beheizt. Holz wird bei drei Gebäuden ($\sim 33,3\%$) als zweites Heizmittel angegeben. In einem Gebäude ($\sim 11,1\%$) wird Strom als zweites Heizmittel genutzt. Bei den restlichen fünf Gebäuden ($\sim 55,5\%$) wurde kein zweites Heizmittel angegeben.

Bei acht der neun Gebäude ist das Einbaudatum der Heizung bekannt. Fünf ($62,5\%$) wurden im 21. Jahrhundert (2004, 2006, 2007, 2010 und 2020) eingebaut. Hierunter fällt auch das Mehrfamilienhaus. Die Heizungsanlagen der übrigen drei Gebäude ($37,5\%$) stammen noch aus den letzten Jahren des 20. Jahrhunderts (1985, 1989 und 1992).

Bei vier Einfamilienhäusern ist ein Heizungsaustausch geplant. Hierbei handelt es sich um die drei Gebäude mit den ältesten Heizungsanlagen (1985, 1989 und 1992) und die Heizungsanlage von 2007. Die geplanten Zeitpunkte und Heizungsanlagen sind zweimal 2023 (Gasheizungen), 2024 (Wärmepumpe) und 2037 (hier wurde keine Angabe zu der geplanten Heizungsanlage gemacht). Bei einem weiteren Einfamilienhaus ist eine neue Heizungsanlage in Form einer Wärmepumpe geplant, allerdings wurde dazu kein Jahr angegeben. Bei lediglich einem Einfamilienhaus wurde der Gasverbrauch der letzten Jahre 2019 bis 2021 angegeben, welcher bei 4.000 kWh bei einer Wohnfläche von 150 m^2 lag. Bei diesem Haus wurde ein Stromverbrauch von 1.200 kWh (2019), 1.000 kWh (2020) und 3.600 kWh (2021) angegeben. Bei vier weiteren Einfamilienhäusern wurde der Stromverbrauch angegeben. Diese sind jedoch konstanter und liegen bei rund 2.700 kWh , 4.230 kWh , 4.270 kWh und 4.800 kWh .

Bei sieben Gebäuden ($\sim 77,7\%$), hierunter auch das Mehrfamilienhaus, wird die Warmwasserversorgung zentral über die Heizungsanlage bereitgestellt, während dies bei den beiden übrigen Einfamilienhäusern ($\sim 22,2\%$) dezentral über Durchlauferhitzer geschieht. Acht ($\sim 88,8\%$) der neun Gebäude werden mithilfe von Heizkörpern beheizt. Bei dem übrigen Einfamilienhaus wird eine Fußbodenheizung genutzt.

Nur drei Einfamilienhäuser (~33,3%) besitzen eine Solarthermieanlage und bei einem (~11,1%) Gebäude ist die Anschaffung im Jahr 2024 geplant. Auch Photovoltaikanlagen liegen nur in drei Einfamilienhäusern (~33,3%) vor. Allerdings ist die Anschaffung Solcher bei drei Gebäuden (~33,3%) in den Jahren 2023 und 2024 (zweimal) geplant. Hierunter auch für das Mehrfamilienhaus. Die Leistungen der Photovoltaikanlagen liegen einmal bei 7 kWp und zweimal bei 10 kWp.

5.2 Nahwärmenetze

Wärmenetze dienen der Verbindung des Wärmeerzeugers mit dem -verbraucher. Um das Wärmenetz mit konkurrierenden Wärmeübermittlungstechnologien wettbewerbsfähig zu gestalten, müssen die bedarfsgerechte Deckung des Wärmebedarfs und erschwingliche Erzeugungskosten realisierbar sein.

Fern- und Nahwärmesysteme unterscheiden sich in der Länge ihrer Leitungsdimensionierung. Nahwärmenetze decken eine geringere Bedarfsfläche ab und leiten größtenteils auf einem geringeren Temperaturniveau als Fernwärmenetze, da bei einer kleineren Strecke weniger Leitungsverluste auftreten.

Kalte Nahwärmenetze sind Anergienetze, welche durch Wärmepumpen und/oder Kältemaschinen als Wärme- beziehungsweise Kältenetze fungieren können. Die thermische Energie wird in Form von Niedertemperaturwärme, also nahe der Umgebungstemperatur verfügbaren Wärmequellen, wie Erdwärmesonden oder durch Wärmeübertrager aus Grundwasser oder Umgebungsluft, bereitgestellt. Durch den Einsatz von Niedertemperaturquellen werden Verluste vermindert. Die Nomenklatur bezieht sich auf die genutzte Umgebungswärme, welche als Anergie bezeichnet wird und in anderen Prozessen keine (weitere) Anwendung mehr findet. Das Anergienetz verfolgt den Ansatz, ausschließlich die für die Verdichtung der Wärmepumpe notwendige elektrische Arbeit hinzuzuführen und eine zusätzliche exergetische Wärmequelle beinahe überflüssig zu machen. [114, S. 7]

Der Unterschied kalter NWN zu herkömmlichen WN besteht in dem Temperaturniveau des Leitmediums. Während in den klassischen Fern- oder warmen NWN das Medium, welches in der Regel Wasser ist, bereits auf dem benötigten Temperaturniveau in die Verteilung geht belüftet sich die Verteiltemperatur in einem kalten Netz auf geringere Temperaturen, welche nahe an Umgebungstemperatur angesiedelt sind. Diese Entwicklung geht jedoch stark mit einem sinkenden Wärmebedarf einher, welcher sich durch effizientere Technik und einen verbesserten Dämmzustand der Gebäude ergeben kann. [119]

Die Spezifikation des Wärmebedarfs, der zu versorgenden Objekte, lässt eine bedarfsorientiertere Auslegung des Netzes und der Quelle zu, wodurch sich Überdimensionierungsverluste minimieren lassen. In kalten Wärmenetzen können Materialkosten durch die Anwendbarkeit von beispielsweise günstigeren Kunststoffrohren gesenkt werden. Je nach Vorkommen sind unterschiedlichste erneuerbare Wärmequellen, wie oberflächennahe Geo- sowie Solarthermie und die Abwärme, Biogasanlage oder aus Industrieprozessen einbeziehbar. [109]

Als Hauptkomponenten lassen sich die Erzeugeranlage, das Wärmenetz inklusive Druckregulierungsanlagen und der Hausanschluss benennen. Das Wärmenetz umfasst die Haupt- und Unterverteilung, diese dienen dem Wärmetransfer durch gegebenenfalls gedämmte Rohrleitungssystemen. Die Trassenführung wird an Bebauungsstrukturen angepasst und richtet sich in der Regel über öffentlichen Wegen bis zum Endverbraucher. Die Hausstation verknüpft das Wärmenetz mit der privaten Heizungsanlage, häufig werden Filter oder Wärmeübertrager installiert. Als Wärmequellen kommen bei kNWN zahlreiche erneuerbare Wärmeerzeuger in Betrachtung. [109, S. 60f]

Zum Netzanschlusspunkt der Haushalte werden die Übergabestationen häufig in Form von Wärmepumpen genutzt, welche die geringeren Temperaturniveaus des Standardnetzes auf die gewünschten Gebrauchstemperaturen heben. [109, S. 38]

Wie der Name bereits sagt, geht es in der Netzstruktur darum nahe gelegene Haushalte miteinander zu verknüpfen und deren Wärmeversorgung zu koppeln. So können bereits mehrere Häuser als ein Wärmeversorgungsnetzwerk zusammengeschlossen werden, jedoch auch größer skalierte Quartiere, deren lokale Gegebenheiten sich für den Anschluss an ein kNWN eignen.

5.2.1 Wärmequellen in kalten Nahwärmenetzen

Die dezentrale Wärmebereitstellung kann mithilfe eines kalten Nahwärmenetzes (kNWN) in Quartieren mithilfe eines unterschiedlichen Gefüges an Wärmequellen angewandt werden. Zur Bereitstellung der benötigten niedrigen Temperaturniveaus eignen sich beispielsweise eine Zusammenstellung oder einzelne Nutzung der nachfolgenden Erneuerbaren Energieerzeuger.

Als Quellen sind insbesondere Technologien, die sich der Umweltwärme bedienen zu nennen. Die nichtkonzentrierende Solarthermie mit Dachkollektoren kann, sofern sie nicht in Flächenkonkurrenz mit zu installierender PV steht, eingebunden werden. Geothermiefeldsonden können ebenfalls integriert werden, wobei diese zwar einen flächenmäßig größeren Bereich einnehmen, jedoch deutlich geringere Umweltauswirkungen verzeichnen als die Bohrungen, welche für tiefere geothermische Sonden benötigt werden. [120, S. 43]

Zur Generierung der Wärme lassen sich oberflächennahe geothermische Sonden nutzen, durch die nicht unbedingt tieferen Bohrungen benötigt werden. Es lassen sich beispielsweise Sonden oberflächennah in einer netzartigen Struktur ausbringen, welche durch den ausschließlichen Abtrag der oberen Bodenschichten eine minimalinvasiver, jedoch absolut ausreichende, Installation möglich machen. Antweiler ist laut der geoanalytischen Kartierung des Landes RLP ein für geothermische Zwecke ungeeigneter Standort, wie in Abbildung 34 als rot markierte Gebiete verbildlicht dargestellt ist.

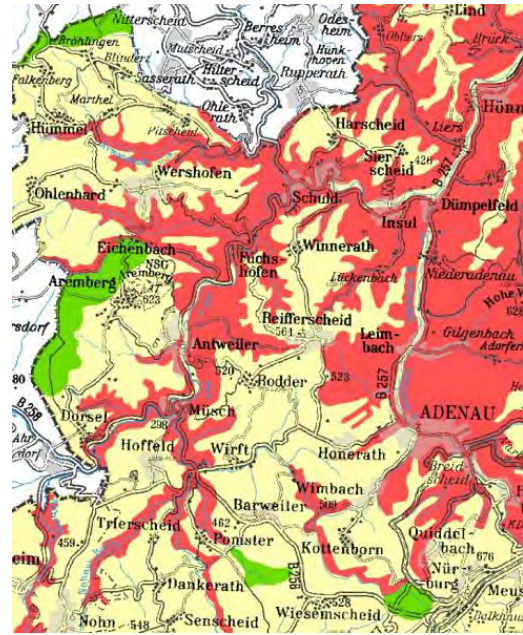


Abbildung 34: Geothermisches Potenzial in der Region [47]

Solarthermische nicht konzentrierende Kraftwerke lassen sich ebenfalls zur Bereitstellung der Quelltemperatur nutzen. Diesbezüglich ist anzumerken, dass durch die Flächenkonkurrenz mit Photovoltaikanlagen die Installation einer PV-Anlage in der Regel sinnvoller sein kann, da die Solarthermie zu den thermischen Lastspitzen in den meteorologischen Wintermonaten weniger Ertrag abwirft und außerdem häufig in Kombination mit Wärmepumpen genutzt wird, wodurch die produzierte elektrische Energie der PV-Anlage ebenfalls zur Wärmegenerierung eingesetzt werden kann.

Grundwasser- und Luftwärmewärme kann ebenfalls als Quelle dienen und mithilfe von Sonden abgeleitet werden.

Zur Effizienzsteigerung kann die Abwärme aus Industrieprozessen, sofern lokal zugänglich, genutzt werden, die anderenfalls in der Regel nicht weiterverwendet wird genutzt werden. Als industrielle Abwärme könnten allenfalls die thermische Energieabfuhr des vor Ort ansässigen Hühnerhofs genutzt werden. Das Biomassepotenzial aus nachwachsenden Rohstoffen ist lokal ebenfalls nicht ausreichend für den Betrieb einer Biomasseverbrennungsanlage.

5.2.2 Netzauslegung

Die Verteilung der Wärme erfolgt in unterschiedlichen Netztopologien, die den Stromnetztopologien nicht unähnlich sind. Ausgegangen von der Grundform des Liniennetzes mit einem einzelnen Leiterstrang lässt sich dieses Prinzip vernetzen und kann bis in einen Maschenverbund ausgeweitet und verbunden werden. In der Anwendung eines Nahwärmenetzes in kleineren Quartieren werden hauptsächlich Strahlennetze verbaut. Diese beanspruchen die geringsten

Investitionskosten und einfachste strömungstechnische Betriebsweise, weisen jedoch eine geringe Versorgungssicherheit auf. Sämtliche Bezieher werden von demselben Strang gespeist, der bei einem Fehler oder Ausfall nicht von einer anderen Seite ausgeglichen werden. Bei größerflächigen Bebauungsgebieten werden bevorzugt Ring- oder Maschennetze eingesetzt. Diese Topologien versorgen von mehr als einer Seite und erhöhen damit die Versorgungssicherheit, verkomplizieren jedoch auch die Fehlerdetektion massiv. Es fallen deutlich höhere Investitionskosten an, dafür ist eine Erweiterung des Netzes, durch die Einbindung von Nachrüstungsanlagen, weitläufiger möglich. [109, S. 37f]

Durch die stark vernetzte Form sind erneuerbare dezentrale Wärmeerzeuger verbessert integrierbar. [109, S. 34] Als Leiterstrang wird in der Regel ein Vor- und Rückleitersystem beschrieben, welches für unspezifische Anwendungsformen den besten Kosten-Nutzungsfaktor aufweist. In bestimmten Auslegungsvarianten gibt es jedoch auch Drei- bis Vielleiter Systeme, falls beispielweise die Kälteversorgung über dasselbe Netz abgedeckt werden soll. Es lässt sich außerdem eine Unterscheidung bezüglich der Richtung des abgegriffenen Temperaturniveaus machen. In unidirektionalen Netzformen, in denen entweder Wärme- oder Kältebedarf abgegriffen wird und bidirektionale Netze, in denen beide Temperaturbedarfsformen abgegriffen werden. Des Weiteren wird in unterschiedliche Antriebsformen der Verteilung unterschieden, wobei entweder eine bedarfsorientierte Umwälzpumpe in den individuellen Haushalten oder eine zentrale Pumpe die Fließbewegung steuert. [109, S. 38]

5.2.3 Planung

Zur Planung und Dimensionierung sind insbesondere die unterschiedlichen Wärmebedarfsdaten der anzuschließenden Haushalte sowie deren Bausubstanz, wie Baujahr und bestehendes Heizungssystem zu berücksichtigen. Die äußeren Gegebenheiten der Umgebung wie Potenziale zur Integration von erneuerbaren Wärmequellen und Möglichkeiten des Netzauf- und -ausbaus sind ebenfalls von entscheidender Wichtigkeit um die Umsetzbarkeit ausreichend zu bewerten. Diese Planung kann als äußerst umfangreich und zeitintensiv angesehen werden, da sämtliche Haushalte und deren Startbedingungen einzeln zu betrachten und berücksichtigen sind. Abgesehen von den hauptsächlich bauingenieurtechnisch bestimmten Heizlasten müssen außerdem die vom Nutzungsverhalten abhängigen Brauchwasserlasten mit einbezogen werden. Diese unterscheiden sich beispielsweise elementar zwischen den demografisch unterschiedlich geprägten Kategorien, wobei beispielsweise Rentner*innen mutmaßlich zu allgemeingültigen Arbeitszeiten weiterhin Wärmebedarf aufbringen und dadurch Synergieeffekte mit Lastspitzen in den Mittagsspitzen durch PV generierte elektrische Energie genutzt werden können. Für die Brauchwasserbereitstellung muss ebenfalls der Hygiene Aspekt betrachtet werden, sodass keine

Infektionsrisiko für Legionellen besteht, wofür das zirkulierende Wasser auf mindestens 70 °C erhitzt werden muss. Grundsätzlich muss die Grundlast für Winter und Sommer ausgemacht werden. Charakteristisch für die Warmwasserlast ist, dass sich diese über das Jahr nicht maßgeblich verändert. Für die Spitzenlasten können auch thermische Speicher eingesetzt werden.

Zur Planung eines kNWN muss zunächst die vorhandene Infrastruktur analysiert werden, um festzustellen, welche Ressourcen bereits vorhanden sind, wie z.B. Gebäude, Rohrleitungen, elektrische Leitungen und Wasserressourcen lokal vorhanden und ausgebaut sind. Eine aktuelle Kartierung des Dorfes mit den vorhandenen Leitungen und Gebäuden kann hierfür hilfreich sein. Außerdem ist die Analyse der Energiebedürfnisse des zu betrachtenden Quartiers wichtig, um festzustellen, welche Art von Energiequelle am besten geeignet ist. Hierbei sollten verschiedene Faktoren wie die Anzahl und Art der Gebäude, die Anzahl und Demographie der Bewohnenden, die Jahreszeit sowie die Witterungsbedingungen berücksichtigt werden. Darüber hinaus sollten konkrete thermische Lastgänge vorliegen, um eine realistische Berechnungsgrundlage zu ermöglichen. Gegebenenfalls kann eine Simulation zukünftig zu erwartender thermischer Bedingungen ebenfalls hilfreich sein, um diesbezüglich vorrausschauende Planungen wie die Möglichkeit der Gebäudeklimatisierung mit zu berücksichtigen. Basierend auf den Ergebnissen der Analyse der Energiebedürfnisse können eine oder mehrere passenden Energiequellen ausgewählt werden. Für ein kaltes Nahwärmenetz können beispielsweise Geothermie, Solarthermie, die Abwärme von Industrieanlagen oder das Kühlsystem eines nahegelegenen Flusses oder Sees als Energiequellen dienen. Um einen nachhaltigen Betrieb zu ermöglichen, sollte auf eine möglichst sinnvolle Auslegung geachtet werden und lokale Ressourcen genutzt werden. Nachdem die Energiequelle ausgewählt wurde, wird ein Leitungsnetzplan erstellt, um das Nahwärmenetz möglichst sinnhaft in das Dorf zu integrieren. Die Planung sollte verschiedene Faktoren wie die Lage der Gebäude und vorhandene Leitungen berücksichtigen, um den effizientesten Weg für das Leitungsnetz zu finden. Je nach dem in welchem Gebiet und Vorrangszonen ein Netz geplant ist kann es sein, dass Planfeststellungsverfahren mit oder ohne Einbezug Träger öffentlicher Belange durchgeführt werden muss. In der Regel ist das jedoch in städtischen Bebauungsgebieten nicht von Nöten. Außerdem sollten beteiligte und tangierte Grundstückseigentümer in diesen Prozess bis zu einem gewissen Grad eingebunden werden damit die soziale Befürwortung gefördert wird. Eine gründliche Kostenanalyse ist wichtig, um sicherzustellen, dass das Projekt finanziell tragbar ist. Hierbei sollten nicht nur die Kosten für den Bau des Leitungsnetzes, sondern auch die Betriebskosten und Wartungskosten berücksichtigt werden. Ein NWN erfordert zwar einen nicht unerheblichen Investitionsaufwand trägt jedoch auch zur Prestigetraglichkeit der Kommune und der Immobilien bei und wird in Anbetracht politischer und wirtschaftlicher Entwicklungen auch in Zukunft eine verlässliche Versorgungsmöglichkeit darstellen. Bevor mit dem

Bau des Leitungsnetzes begonnen werden kann, müssen notwendigen Genehmigungen von den zuständigen Fachbehörden eingeholt werden und gegebenenfalls diesbezüglich Anpassungen getätigt werden. Nachdem alle Genehmigungen vorliegen, kann mit dem Bau des Leitungsnetzes begonnen werden. Hierbei bieten sich Verknüpfungen mit Erneuerungen oder Neubauten anderer Leitungswerke an sofern vorgesehen. Sobald das Netzwerk installiert ist, kann es in Betrieb genommen werden. Es ist wichtig, das Netzwerk regelmäßig zu warten und zu überwachen, um sicherzustellen, dass es effizient arbeitet und keine Leckagen oder andere Probleme auftreten. [115]

Übergeordnet stehen als rechtliche Rahmenbedingungen die landrechtlichen Bestimmungen für Energie- und Klimaschutzrecht sowie geltendes Kommunales und Baurecht. Durch die Betrachtung von Bestandsgebäuden kann Zugriff auf den Bebauungsplan und in diesem verzeichnete angesetzte oder anzusetzende Leitungslagen aufgenommen werden. Da es sich um ein kommunales Energiekonzept handelt fällt es in den Anwendungsbereich der Stadtumbaumaßnahmen, welche im BauGB § 171 a und als planerische Konkretisierung in § 171 b geregelt sind. Durch den Abschluss eines städtebaulichen Vertrages können die unterschiedlichen Sachverhalte vereinfachend und aufzuwendende monetäre Mittel gerecht festgehalten und durchgesetzt werden. [115, S. 21f]

5.2.4 Betrieb

Der Betrieb des Netzes muss ständig überwacht werden können, um dessen ordnungsgemäße Funktionsweise und damit die Versorgungssicherheit sicherzustellen. Die Komponenten können sensorisch und mit anderen Messgeräten überprüft werden, welche den Betriebsdruck, die durchfließenden Volumenströme und deren Temperaturniveaus aufnehmen und wiedergeben. Damit ein ordnungsgemäße Durchflussmenge gewährleistet werden kann ist außerdem auf die regelmäßig stattfindende Reinigung der Rohrleitungen mithilfe unterschiedlicher einsetzbarer Verfahren zu achten. Die Wasserqualität des Leitermediums sollte ebenfalls geprüft werden, um einen vorzeitigen Verschleiß und die Korrosion der Komponenten zu verhindern und eine gewünschte Leiterfähigkeit beizubehalten. Nebst der Überprüfung des Innenlebens der Leitungen sollte, sofern vorhanden, die angebrachte Isolierung überprüft werden. Die Wartung der Komponenten sollte allenfalls nach den jeweiligen Herstellerangaben durchgeführt werden und je nach Ergebnislage der Betriebsüberwachung gewartet werden, um einen Optimalbetrieb nicht zu behindern. [109, S. 48]

5.2.5 Projektbeispiele

Kalte Nahwärmenetze sind an vielen Orten, insbesondere entlang geothermisch wertvoller Flächen zu finden und in der Karte in Abbildung 35 dargestellt [116]. Es existieren jedoch ebenfalls einige kNWN, die als Quellspeisung Abwärme aus Prozessen oder Abwasser beziehen. Insgesamt sind im Süden und Westen Deutschlands deutlich mehr kNWN in Betrieb als im Osten. [122]

Zur Veranschaulichung unterschiedlicher Auslegungs- und Veräußerungsformen werden in diesem Abschnitt einige im Betrieb befindliche kNWN beschrieben und Daten in der nachfolgenden Tabelle 17 abgebildet.

Die Plusenergiesiedlung „Vordere Viehweide“ betreibt seit 2011 ein kaltes Nahwärmenetz mit Geothermie aus landwirtschaftlichen Nutzflächen. Es werden sowohl Wärme- als auch Kältebedarf durch das Netz gedeckt. Die Besonderheit besteht in der Betriebsinnehaltung durch die Gemeinde. [123]

Das kNWN „Westlich der Bahn“ versorgt 75 Haushalte und ist als Energiegenossenschaft tätig, wodurch die Haus- bzw. Gebäudeeigentümer ebenfalls als Besitzer der Anlage direkt beteiligt sind. [117]

Ein größeres kNWN namens „In de Brinke“ wird durch das lokale Energieversorgungsunternehmen, auf über 5 km Leitungslänge, betrieben. Die Wärmepumpen werden teils von diesem und teils von den Eigentümern besessen. Die Wärmeenergie wird an die Endkonsumierenden nach dem in Tabelle aufgezeichneten Preismodell veräußert, wobei die Abrechnung gebäudeseitig stattfindet. [118]

Das mit Abstand größte hier aufgeführte kNWN befindet sich im „Soester Norden“ und versorgt 417 Haushalte mit thermischer Energie. Es wird von den Stadtwerken vor Ort betrieben und ebenfalls über das abgebildete Preismodell vermarktet. [119]



Abbildung 35: Kalte Nahwärmenetze in DE [116]

Tabelle 17: Beispiele KNWN

Netz	Vordere Viehweide (Wüstenrot) [120]	Westlich der Bahn (Damme) [117]	In de Brinke (Waren- dorf) [118]	Soester Norden (Soest) [119]
Inbetrieb- nahme	2011	2022	2021	2022
Betreiber	Gemeinde	Energiegenossen- schaft	EVU	Stadtwerke
Wärme- quelle(n)	Oberflächennahe Agro-/Geothermie	Geothermische Sonden	Geothermie (oberflä- chennah und Son- den)	Oberflächennahe Geothermie
Netzlänge [km]	0,5	1,5	5,5	7,3
Gebäude- anzahl	23	75	180	417
Preismo- dell		Grundpreis: 714 €/a	Anschlussgebühr: 11705 € Grundpreis: 119 €/a Leistungspreis: 58 €/kW/a Arbeitspreis: 0,099 €/kWh	Anschlussgebühr: 19100 € Grundpreis: 1812 €/a Arbeitspreis: 0,057 €/kWh

5.2.6 Wärmequellen in warmen Nahwärmenetzen

Eine Alternative zur kalten Nahwärme ist warme Nahwärme, welche durch ein BHKW, das entweder mit Biotreibstoff oder H₂ betrieben wird, der aus dem Überschuss an PV-Strom mit Elektrolyseuren gewonnen werden kann. Bei einer Anlagenleistung von 1.500 kW mit einer maximalen thermischen Wärmeleistung von 600 kW und bei der Annahme von 8000 Betriebsstunden wird eine Wärmeerzeugungsleistung von etwa 4,8 GWh/a erreicht. Dafür muss die Anlage 21,9 Stunden pro Tag laufen, es könnte aber bilanziell mit ausreichend Biomasse über das Jahr genug thermische Energie für die Haushalte erzeugt werden. Bei der Wärmeversorgung durch eine Pyrolyseanlage wird Biomasse unter hohen Temperaturen und Sauerstoffausschluss verbrannt. Durch die anaerobe Reaktion bleiben die Kohlenstoff- und Kohlenwasserstoffverbindungen erhalten und bilden Pflanzenkohle als Endprodukt der Verbrennung. Die Kohle könnte an den ortsansässigen Hühnerhof weiterverkauft werden. Für zertifizierte Pflanzenkohle liegt der Verkaufspreis bis zu 1200 €/t, abhängig vom Temperaturniveau wird zwischen Tiefe-, Mittel und Hochtemperaturpyrolyse (bis 500 °C, 500-800 °C, über 800 °C). Das Problem ist hier die Versorgung mit Biomasse oder anderen Materialien. Eine Pyrolyseanlage scheidet auch aus, da laut

dem Forstrevier nur etwa 100 m³ Holz dafür im Jahr zur Verfügung stehen. Auf Basis einer beispielhaften Hochrechnung bräuchte die Gemeinde Antweiler mindesten 12.000 m³ Holz für diesen Zweck. Da es auch sehr hügelig ist fallen zirkuläre Baumkulturen als Möglichkeit der Biomassebereitstellung weg. Dabei werden die Bäume möglichst effizient angepflanzt und steigern die Bodenqualität. [121]

5.2.7 Warmes Nahwärmebeispiel Marienthal

Alle der im Text getroffenen Aussagen beruhen auf Interviews mit den Bewohnern des Ortes Marienthal an der Ahr. Die Planung für das Nahwärmenetz wurde nach der Flut am 14.7.2021, bei der große Schäden entstanden, im folgenden September angefangen. Diese dauerte etwa ein halbes Jahr. Nach vielen Gesprächen mit der Gemeinde und dessen Bewohner*innen wurden Investoren und Geldgeber bzw. Betreiber und Versorger für das Nahwärmenetz gesucht [122]. Die Bürgerenergiegenossenschaft EEGON übernahm die Kosten für Bau und Betrieb. Das Projekt kostete etwa 2.000.000 € und wurde durch das Programm REACT-EU mit 680.000 € nach der Fertigstellung gefördert. Dieses Programm stellt Fördermittel für Investitionen, die zum Übergang in eine digitale und grüne Wirtschaft beitragen, zur Verfügung [123]. Durch die ständige Kommunikation und die Hilfe einiger Bürger konnte die Leitungslänge für das Nahwärmenetz um 200 m gekürzt werden, was sich positiv auf die Investitionskosten ausgewirkt. Nach der halbjährigen Planung musste die Gemeinde vor dem Bau der Anlage auf die Genehmigung von Bund und Länder warten, welche ebenfalls etwa ein halbes Jahr dauerten. Die Einwohner konnten sich den Netzanschluss einmal zum Teil durch die BAFA und durch ihre Versicherung fördern lassen.

Jeder Verbraucher benötigt eine Übergabestation im Haus und muss eine monatliche Gebühr für die Wartung und Überwachung des Nahwärmenetzes und seinen verbrauchten Wärmebedarf zahlen. Bei einem standardmäßigen Einfamilienhaushalt sind das laut eigenen Angaben etwa 250 € pro Monat. Die Wärme für das warme Nahwärmenetz wird im Moment noch durch zwei Pelletkessel, die jeweils eine Leistung von 230 kW bzw. 180 kW besitzen, produziert. Dieses Jahr wird noch Solarthermie auf dem Dach der Wärmenetzzentrale nachgerüstet, die die Pelletkessel unterstützen und deren Verbrauch an Pellets senken soll. Die Netzzentrale ist in Abbildung 36 dargestellt.



Abbildung 36: Nahwärmenetzzentrale Marienthal [129]

Die Kessel und der dazugehörige 1500-Liter-Pufferspeicher sind so ausgelegt, dass auch bei erhöhter Nachfrage im Winter ein Kessel die gesamte Wärme für einen kleinen Zeitraum bereitstellen kann. Mit diesem System können Vorlauftemperaturen von bis zu 80 °C erreicht werden und die individuelle Wärmebereitstellung für jeden Verbraucher kann von der Heizzentrale angepasst werden. Der Verbrauch an Pellets liegt ohne Solarthermie zwischen 160 t/a und 170 t/a.

Das Wichtigste an diesem Projekt war es, laut eigener Aussage, Investoren und Betreiber zu finden, die das Projekt vorfinanzieren. Der erste Schritt ist die Sensibilisierung der Bewohner für das Nahwärmenetz. Wenn Sie erst in 20 Jahren das System nutzen möchten, könnten Sie sich schon die erforderliche Leitung in ihr Eigenheim legen lassen, wie es mit den Gasanschlüssen gebräuchlich war.

5.2.8 Kosten und Finanzierung

Neben den Installations- und Anschlusskosten fallen auch bei kNWN weitere Kosten für den Wärmebezug an. Die Kostenpunkte für kNWN setzen sich aus dem Grundpreis, welcher Ausgaben im Betrieb sowie die Wartungskosten deckt sowie dem Arbeitspreis pro kWh bezogener thermischer Leistung zusammen. Die Bezugsgröße der thermischen Leistung kann entweder netzseitig, an Verdampferseite der Wärmepumpe, oder gebäudeseitig und damit an Kondensatorseite der Wärmepumpe für die Abrechnung ermittelt werden.

Als gängigstes Modell beziehen Endabnehmende ihre Wärmeversorgung über ein lokal verfügbares Wärmeversorgungsunternehmen, bei welchem Sie den Anschlusspreis und laufende Kosten für ihren Wärmebezug verrichten. Es ist jedoch auch möglich die Beteiligten vor Ort Teilhabe tragen zu lassen, worauf nachfolgend konkreter eingegangen wird. Dieser Fall kann beispielsweise angewendet werden, wenn lokal agierende Wärmeversorgungsunternehmen kein Interesse an der eigenen Errichtung eines kNWN haben. Es ist zu beachten, dass eine Beteiligung der Kommune in der Regel dann rentabel wird, sofern diese selbst zu einem Energielieferanten

mit sämtlichen betriebswirtschaftlichen und steuerrelevanten Rechten und Pflichten wird. Diese Form steht in dem betrachteten Gebiet höchstens in Frage, wenn ein Teil der Kommune das KNWN baut und betreibt und ein anderer Teil, der möglicherweise keine Kapitaleinlagen leisten kann, das Netz entgeltlich mitnutzen darf. In genossenschaftlichen Ansätzen wird sich in der Regel mit Privatkapital eingekauft, um einen gemeinschaftlichen Nutzen aus Infrastruktur nutzen zu können. Um Investitionen tätigen zu können werden außerdem regelmäßige Beitragszahlungen der Teilnehmenden geleistet. Diese Struktur funktioniert nur mit einem starken gemeinschaftlichen Denken und Handeln, da die Beteiligten stimmrechtlich beteiligt sind. Eine Gesellschaft des bürgerlichen Rechts bringt den Nachteil der gesamten Haftungsverantwortlichkeit mit sich benötigt jedoch auch kein vorgeschriebenes Startkapital oder notarielle Bestätigung. Die haftungssicherere Option bietet die Möglichkeit eine Kapitalgesellschaft im Sinne einer Gesellschaft mit beschränkter Haftung (GmbH) zu gründen, welche jedoch notariell beglaubigt werden muss und nicht unerhebliche Mindesteinlagen bei Gründung erfordert. Diese Form der Finanzierung stellt eine Kapitaleinlage Dritter für eine bereits bestehende Gesellschaftsform, wie die GbR oder GmbH dar. Dieses Prinzip funktioniert mit Darlehen oder Wertpapierhandel zwischen Energieversorgungsunternehmen und Bürgern. Kapitalgebende erhalten kein Mitspracherecht zur Verwendung ihrer Investition und riskieren gegebenenfalls ein hohes Verlustrisiko. [115]

5.3 Förderung

Bei der Förderung von Einzelmaßnahmen durch das Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) gelten folgende Richtlinien: Die förderfähigen Ausgaben für die Umsetzungen von Einzelmaßnahmen an Wohngebäuden sind auf 60.000 € pro Wohneinheit und Kalenderjahr sowie insgesamt auf 600.000 € pro Gebäude gedeckelt.

In der Tabelle 18 werden die neuen, seit dem 15.08.2022 geltenden Fördersätze dargestellt. Zur Gebäudehülle gehören Maßnahmen zur Dämmung der Außenwände, Dachgeschossdecke und Bodenfläche, Austausch von Fenster und Türen und der sommerliche Wärmeschutz. Bei Maßnahmen an dem Gebäude müssen die förderfähigen U-Werte der einzelnen Bauteile eingehalten werden (Anhang 8). Anlagentechnik umfasst den Einbau, Austausch und Optimierung von Lüftungsanlagen, Einbau von Smart-Home-Systemen, Mess-, Steuer- und Regelungstechnik, Raumkühlung und Beleuchtungssystemen. Seit dieser Änderungen gilt der iSPF-Bonus nur noch für Maßnahmen an der Gebäudehülle, Anlagentechnik und für Heizungsoptimierungen. Die Maßnahme gilt nicht mehr für Heizungsanlagen und gilt maximal 15 Jahre nach Erstellung des iSPF. Bei einer Wasser-, Erdreich- oder Abwasser-Wärmepumpe und bei einer Biomasseanlage

mit einer Feinstaubbelastung von maximal 2,5 mg/m³ wird ein zusätzlicher Bonus von 5 % gewährt. [124]

Tabelle 18: BAFA-Fördersätze [124]

Einzelmaßnahmen Zuschuss	Förder- satz	iSFP- Bonus	Aus- tauschbo- nus	Bonus	Max. Förder- satz
Solarthermie	25 %	-	-		25 %
Biomasse	10 %	-	10 %	5 %	25 %
Wärmepumpen	25 %	-	10 %	5 %	40 %
Innovative Heizungstechnik	25 %	-	10 %	-	35 %
EE-Hybrid ohne Biomasseheizung	25 %	-	10 %	5 %	40 %
EE-Hybrid mit Biomasseheizung	20 %	-	10 %	10%	40 %
Wärmenetzanschluss	25 %	-	10 %	-	35 %
Gebäudenetzanschluss	25 %	-	10 %	-	35 %
Gebäudenetz Errichtung/ Erweiterung	25 %	-	-	-	25 %
Gebäudehülle	15 %	5 %	-	-	20 %
Anlagentechnik	15 %	5 %	-	-	20 %
Heizungsoptimierung	15 %	5 %	-	-	20 %

Weitere Möglichkeiten der finanziellen Unterstützung können auch von der KfW-Bank in Form von Krediten und Tilgungszuschüssen wahrgenommen werden. [125]

Das Bundesland RLP hat für das Jahr 2023 neue Förderprogramme für seine Kommunen veranlasst. Unter den Namen Kommunaler Klimapakt (KKP) Kommunales Investitionsprogramm Klimaschutz und Innovation (KIPKI) werden 250 Millionen Euro in den Klimaschutz investiert. Das KIPKI besteht aus zwei differenzierbaren Standbeinen. Von denen sich das erste als Pauschalförderung der Verbandsgemeinden mit einem Investitionsvolumen von 180 Millionen Euro, welche

pro Kopf auf 44 Euro abgegriffen werden können. Die zulässigen geförderten Maßnahmen lassen sich aus einer veröffentlichten Positivliste erschließen und umfassen unter anderem die nachhaltige Wärmeversorgung und energetischer Sanierung. Die zweite Fördersumme von 60 Millionen Euro werden im Rahmen einer wettbewerblichen Förderung ausgeschüttet, von denen 25 Millionen Euro in Wasserstoffprojekte und -infrastruktur und 35 Millionen Euro bevorzugt in die städtische Entwicklung und damit auch in kommunal ausgelegte nachhaltige Wärmenetze fließen. Der KKP stellt den nichtmonetären Teil der Förderung für nachhaltige Entwicklungen dar in dem er die gezielte Wissensvermittlung priorisiert. Dabei geht es neben der fachlichen Beratung zur Umsetzung von Projekten auch um die Klimawandelfolgenanpassung und Expertise zu weiteren Förderoptionen. [126]

5.4 Fazit Wärmeerzeugung

Durch die neu aufzubauende Infrastruktur nach der Flutkatastrophe hätte sich Antweiler als Standort für ein oder mehrere kalte Nahwärmenetze angeboten. Die Akzeptanz der Bürger*innen zu dem entsprechenden Zeitpunkt war vergleichsweise hoch anzusehen. Durch die Energieagentur RLP wurden bereits erste Berechnungen angestellt, jedoch war der personelle Aufwand für die Begehung der einzelnen Haushalte wohl nicht mehr tragbar, weswegen nach anfänglichen Berechnungen die Projektierung aufgegeben wird.

Es ist sowohl zentral wie auch dezentral möglich die Wärmeversorgung Antweilers erneuerbar zu gestalten. Bei der zentralen Wärmeversorgung ist im Besonderen die Rohstoffverfügbarkeit im Raum Antweiler sehr begrenzt. Für die warme Nahwärmebereitstellung gibt es nicht genug Biomasse innerhalb der Systemgrenzen des Projektes. Für die kalte Nahwärmeoption ist es zwar möglich das Wärmeniveau erneuerbar zu generieren, allerdings benötigt jedes Gebäude noch eine dezentrale Wärmepumpeneinheit. Durch das gleichbleibende Temperaturniveau erreicht dadurch eine Wärmepumpe einen effizienteren COP, allerdings ist so ein Projekt auch mit erheblichen finanziellen Kosten verbunden. Bei einer rein dezentralen Lösung kommt es zwar zu Effizienzeinbußen, dafür sind die Investitionskosten für die einzelnen Gebäude geringer, aber der Stromverbrauch über zur Wärmebereitstellung höher.

Für ein generelles Wärmekonzept der Gemeinde Antweiler müssen noch mehr Datenerhebungen der einzelnen Bestandgebäude im Ort vorgenommen werden, um Konkrete Aussagen zu der Heizlast nicht nur des ganzen Dorfes, sondern auch jedem einzelnen Gebäude zu treffen. Die Mitarbeit eines Ingenieurbüros ist dabei unumgänglich.

6 Mobilität

Neben Strom und Wärme ist der Mobilitätssektor der dritte Grundpfeiler der Energiewende. Im Jahr 2021 steigt der CO₂-Ausstoß des Verkehrssektors in Deutschland im Vergleich zum Vorjahr um 1,2 % auf circa 148 Mio. t CO₂-Äquivalente. Gleichzeitig gehen die Emissionen der Inlandsflüge in Deutschland um 27,1 % zurück [127]. Die Kombination dieser Befunde des Umweltbundesamtes unterstreichen, dass die Treibhausgasemissionen des Straßenverkehrs für Personen und Güter durch Kraftfahrzeuge in den letzten Jahren stärker als 1,2 % zunehmen. Tatsächlich steigen die Treibhausgasemissionen des Straßenverkehrs im Vergleich zum Jahr 2020 um ca. 1,4 %. Da der Verkehr der Gemeinde Antweiler primär von Individualverkehr bestimmt wird, behandelt das folgende Kapitel zuerst die Dekarbonisierung des Personenindividualverkehrs. Anschließend werden Konzepte für den ÖPNV, passend für eine ländliche Gemeinde wie Antweiler, ausgearbeitet. [127]

6.1 Dekarbonisierung des Individualverkehrs

Die Dekarbonisierung des Individualverkehrs kann einen enormen Beitrag zum Erreichen der Klimaziele beitragen. Derzeit verfügbare Technologien für die Dekarbonisierung des individuellen Personenverkehrs sind reine Elektrofahrzeuge mit Akkumulatoren (Batterie Electric Vehicle = BEV), Fahrzeuge mit Elektroantrieb und „Range Extender“ (REX), Hybridfahrzeuge (Hybrid Electric Vehicle = HEV), Plug-in-Hybride (Plug-in Hybrid Electric Vehicle = PHEV) und Brennstoffzellenfahrzeuge, die mit Wasserstoff betankt werden (Fuel Cell Vehicle = FCV). [134]

Um eine vollständige Dekarbonisierung zu gewährleisten werden Automobilkonzepte, die einen Verbrennungsmotor verwenden, nicht mit in Betracht gezogen. Die Verwendung in den erwähnten Verbrennungsmotoren von sogenannten E-Fuels [128] wird in diesem Projekt nicht in Betracht gezogen, da keine ökologische Möglichkeit gefunden wird, diese innerhalb der Gemeindegrenzen herzustellen. „E-Fuels sind auf Basis von erneuerbarem Strom hergestellte gasförmige und flüssige Kraftstoffe wie Wasserstoff, Methan sowie synthetische Otto- und Dieselmotoren inklusive Kerosin“ [128]. Folglich werden in den folgenden Kapiteln die Umstellung der Kraftfahrzeuge im privaten sowie im öffentlichen Bereich auf reine Elektrofahrzeuge mit Akkumulatoren (kurz batterieelektrische Fahrzeuge), sowie auf Brennstoffzellenfahrzeuge, die mit Wasserstoff betankt werden (Wasserstofffahrzeuge), betrachtet. [128]

6.1.1 Batterieelektrische PKWs

Batterieelektrische Fahrzeuge werden im aktuellen Stand der Technik mit Drehstrommotoren mit einer Spannung im Bereich um 400 V betrieben. Es gibt jedoch auch Anbieter, die ihr System

mit 800 V betreiben, um die elektronischen Verluste beim Stromtransport und im Motor zu reduzieren. Der Strom zum Betreiben des Motors stammt aus Akkumulatoren, die grundsätzlich im Boden des Fahrzeugs verbaut sind. Die am häufigsten verbauten Akkumulatoren sind derzeit Lithium-Ionen-Akkumulatoren, da diese die folgenden Eigenschaften vereinen: [129]

- Überdurchschnittliche Leistungsdichte von 200 Wh/kg bzw. 400 Wh/l unter den Marktreifen Batterietechnologien
- Hohe Leistungsfähigkeit ermöglicht schnelle Ladezeit und Beschleunigung des Fahrzeugs
- Kein Memory-Effekt (Kapazitätsverlust bei Teilentladung), was das Laden aus jedem Ladezustand ermöglicht
- Geringe Selbstentladung
- Hoher Wirkungsgrad auf Grund eines geringen Innenwiderstands

Dem Akku und dem Motor ist ein Umrichter bzw. Wechselrichter zwischengeschaltet, der den Gleichstrom aus den Akkumulatoren in Wechselspannung umwandelt und zugleich die Spannung sowie die Frequenz des Stroms anpassen kann. Über die an den Motor angelegte Spannung lässt sich das Drehmoment und über die eingestellte Frequenz die Drehzahl des Motors einstellen. Diese Antriebskombination weist in aktuellen Elektrofahrzeugen einen Wirkungsgrad (bezogen auf den Primärenergieträger Strom aus erneuerbaren Energien von 100 %) von über 90 % auf. Vom Laden des Stroms bis zur Bewegung des Kraftfahrzeugs wird über die gesamte Energiewandlungskette ein durchschnittlicher Wirkungsgrad von 77 % erreicht. [134]

Die sogenannte Rekuperation trägt zu diesem Wirkungsgrad bei. Diese ermöglicht es, die Drehstrommotoren im Bremsprozess als Stromgeneratoren zu verwenden, um Bewegungsenergie in Form von Strom in die Batterie zu speisen, anstatt sie in einer Bremsanlage zu ungenutzter Wärme umzuwandeln.

Ein Vorteil von Elektrofahrzeugen gegenüber Verbrennungsmotoren ist, dass im direkten Umfeld des Elektrofahrzeugs Abgasemissionen und die damit einhergehenden Luftschadstoffe komplett entfallen. Des Weiteren bleibt ein Großteil der Lärmemissionen durch das Betreiben eines Verbrennungsmotors aus [130]. Bei der Produktion eines Elektrofahrzeugs wird aktuell allerdings mehr CO₂ gebildet als bei der Produktion eines Autos mit Verbrennungsmotor.

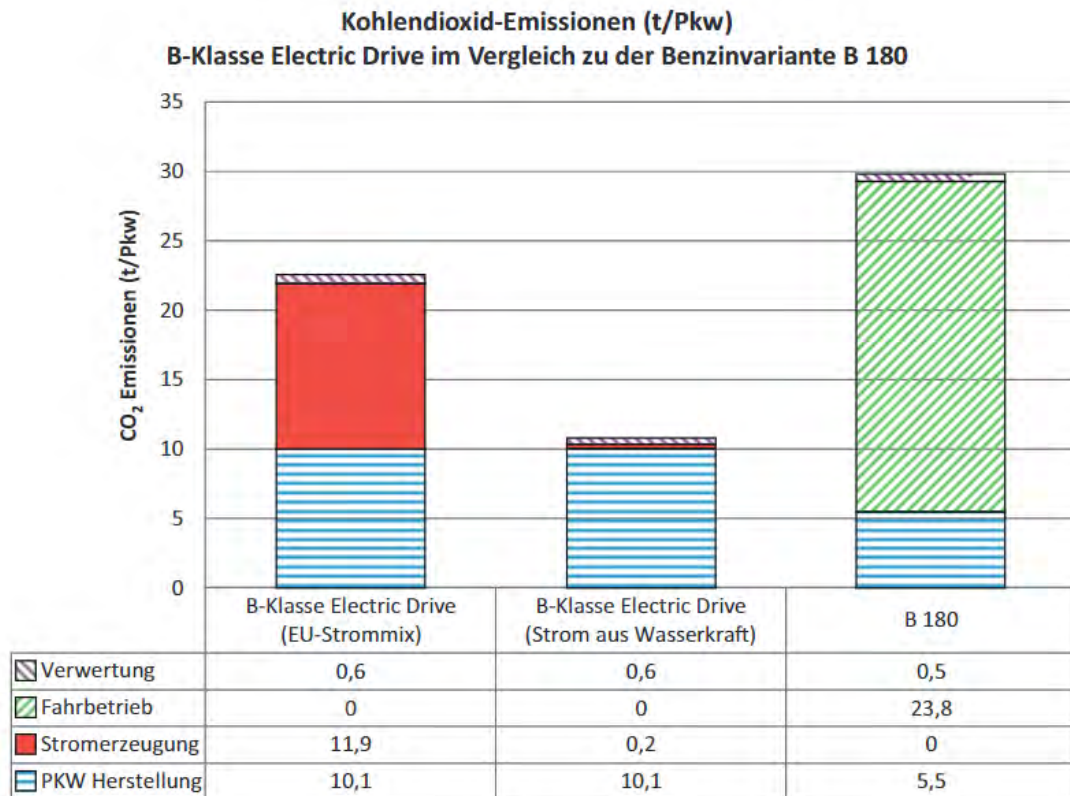


Abbildung 37: Vergleich CO₂ Emissionen Elektromotor und Verbrennungsmotor [130]

In Abbildung 37 ist erkennbar, dass die erhöhten CO₂-Produktionsemissionen von Elektrofahrzeugen mit Akkumulator im Betrieb mit Strom aus erneuerbaren Energien und dem europäischen Strommix kompensiert werden.

Nachteile der Elektromobilität sind eine geringere Reichweite der Fahrzeuge sowie eine längere Ladezeit als die Zeit zum Auftanken eines PKWs mit Verbrennungsmotor. Beide Nachteile in Kombination befinden viele Endkonsumenten von Kraftfahrzeugen als eine große Einschränkung in der Individuellen Verkehrsfreiheit. [134]

Die Anschaffung von Elektrofahrzeugen war im Jahr 2021 immer noch circa 10.000 € teurer als die Anschaffung eines vergleichbaren Autos mit Verbrennungsmotor. Dies ist hauptsächlich auf die Batteriekosten zurückzuführen. Sie sind jedoch weniger wartungsintensiv auf Grund einer geringeren Anzahl an beweglichen Teilen, einem fehlenden Auspuffsystem und weniger austauschbaren Flüssigkeiten wie Motoröl. In einer Simulation aus dem Jahr 2022 von Anton Karle wurde bestimmt, dass durch zusätzlich entfallende Steuern und leicht geringere Kosten pro Kilometer beim Betrieb eines Elektrofahrzeugs mit Netzstrom geringere Betriebskosten anfallen. Die Simulation wurde in der Kleinwagenklasse mit einem Gewicht von 1600 kg bei einer Laufleistung von 15.000 km/a durchgeführt. Die Kostendifferenz zwischen 1.358 €/a beim Verbrenner und 912 €/a beim Elektrofahrzeug beträgt ca. 33%. [134]

6.1.2 Ladestationen für batterieelektrische Fahrzeuge

Um den gewohnten Komfort der Bürger*innen beim Benutzen von PKWs mit Verbrennungsmotor zu erreichen, muss die Ladeinfrastruktur im öffentlichen Raum Deutschlands ausgebaut werden [130]. Erst wenn eine vergleichbare Infrastruktur geschaffen ist, kann der gesamtgesellschaftliche Umstieg auf Elektrofahrzeuge gelingen.

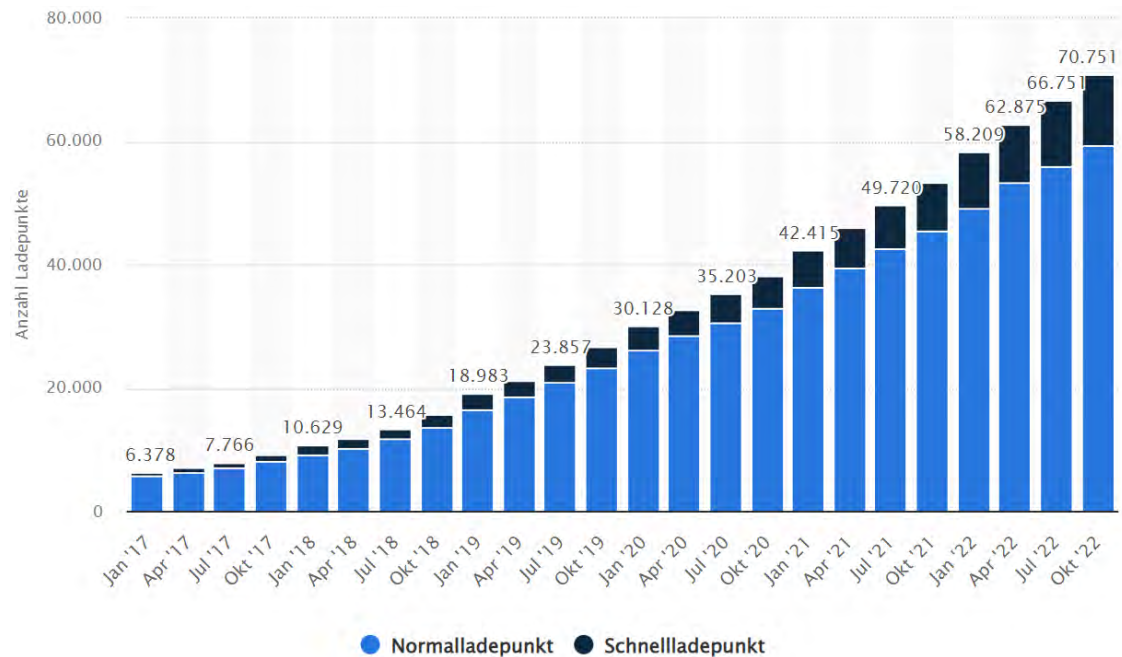


Abbildung 38: Entwicklung der öffentlichen Ladesäulen für batterieelektrische Fahrzeuge in Deutschland von Januar 2017 bis Oktober 2022 [131]

Es ist in Abbildung 38 erkennbar, dass der Ausbau von Ladesäulen für batterieelektrische Fahrzeuge in den letzten Jahren einen exponentiellen Trend zeigt. Dieser Ausbau hat ein deutschlandweites Netz an Ladesäulen zufolge, welches den weiteren Ausbau der Elektromobilität ermöglicht [130]. Dieser Ausbau findet jedoch in den letzten Jahren primär im urbanen Raum statt, für eine erfolgreiche Integration der Elektromobilität in den ländlichen Raum bedarf es einen Ausbau an öffentlichen Ladestationen. [138]

Zur finanziellen Bewertung von öffentlichen Ladesäulen für Elektrofahrzeuge liegt ein Angebot der TotalEnergies Charging Solutions Deutschland GmbH vor. Das Angebot beinhaltet eine Ladestation mit zwei Ladepunkten, die jeweils eine Ladeleistung von 22 kW besitzen, welche eine ausreichende Leistung für Elektroautos der PKW-Klasse ist. Diese kann als Standsystem für 4.540 € oder als Wandmontage für 3.430 € realisiert werden. Zusätzlich entstehen einmalige Kosten in Höhe von 845 € für die Installation, Montage und Inbetriebnahme der Ladesäule. Die allgemeine Betriebsführung, die Wartung des RCD-Systems und die DGUV-Prüfung kosten jährlich 528 € inklusive Fahrtkosten. Die Kosten der Endverbraucher für das Laden betragen

33 Cent/kWh. Nach einer Ladezeit von über 240 min fällt eine sogenannte Blockiergebühr von 4 Cent/min an. [132]

Für den Netzanschluss am Niederspannungsnetz fallen im Durchschnitt von 30 Netzbetreibern in Rheinland-Pfalz circa 1.600 € bei der Verwendung eines Erdkabels an. [133]

Gemeinden können sich die Errichtung öffentlicher Ladesäulen durch das Bundesministerium für Digitales und Wirtschaft fördern lassen. Das Förderprogramm „Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland“ läuft bis 2025 oder bis der Fördertopf von 500 Mio. € ausgeschöpft sind. Die Förderanträge dürfen jährlich zwischen Februar und April mit einer Antragsfrist von drei Monaten eingereicht werden. Dabei werden Ladepunkte aller Leistungsklassen mit 60 % der Investitionskosten bezuschusst. Netzanschlüsse an die mittlere sowie die niedere Spannungsebene werden ebenfalls mit 60 % der anfallenden Kosten bezuschusst. Zusätzlich sind auch Pufferspeicher in Kombination mit einem Netzanschluss förderfähig, falls dieser der Versorgung des Ladepunktes dient. [134]

Somit fallen nach Abzug der Förderungen für die Errichtung der zwei Ladesäulen mit einer Leistung von jeweils 22 kW inklusive Netzanschluss Gesamtkosten in Höhe von circa 2.400 € an. Die Betriebsführungskosten belaufen sich, da sie nicht förderfähig sind, weiterhin auf 528 €/a.

Schnellladeinfrastruktur im Leistungsbereich vom 150 kW kostet laut einer Studie des Rocky Mountain Institutes aus dem Jahr 2019 zwischen 70.000 € und 93.000 €. Zusätzlich fallen Kosten für eine Transformatorstation und den Anschluss an das Mittelspannungsnetz von 32.000 € bis 49.000 € an [135]. Von den Mittelwerten ausgehend und nach Abzug der Fördermittel bleiben so ca. 50.000 € Investitionskosten.

6.1.3 Wasserstoff-PKWs

Wasserstofffahrzeuge werden, wie Elektrofahrzeuge, von Drehstrommotoren betrieben. Der Strom für die Motoren kommt dabei nicht aus Akkumulatoren, sondern wird zuerst durch den Energieträger Wasserstoff bereitgestellt. Im Fahrzeug befinden sich Gastanks, welche Wasserstoff mit einem Druck von bis zu 700 bar speichern können. Der Wasserstoff wird anschließend in der namensgebenden Brennstoffzelle in Gleichstrom umgewandelt, der wiederum erneut in einem Umrichter bzw. Wechselrichter zu spannungs- und frequenzvariablem Drehstrom umgewandelt wird. Die einzigen Nebenprodukte bei der Umwandlung sind Wasser und Wärme.[134]

Vorteile der Brennstoffzellenfahrzeuge sind ein schnelleres Betanken der Wasserstofftanks als bei batterieelektrischen Fahrzeugen und eine höhere Reichweite von bis zu 600 km. Die Energiedichte von Wasserstoff beträgt 33,33 kWh/kg. Bei einer Kompression auf 700 bar hat Wasserstoff eine Dichte von 0,04 Kg/l. Somit ergibt sich eine volumenbezogene Energiedichte von

1,33 kWh/l [136]. Die gewichtsspezifische Energiedichte ist ca. 166-fach höher, die volumenspezifische ca. dreimal höher als die von Lithiumionenakkumulatoren. Die Tanks von Wasserstofffahrzeugen sind kleiner und auch voll betankt weitaus leichter als Batterien, was der Gesamteffizienz des Fahrzeugs zugutekommt [130].

Ein negativer Aspekt sind die Umwandlungsverluste zwischen Strom und Wasserstoff, die pro Umwandlung bei ca. 75 % liegen [130]. Falls der Wasserstoff nicht in einer umliegenden Industrie als Abfallprodukt anfällt, sollte der Wasserstoff mit Strom aus erneuerbaren Energien erzeugt werden. Bei Strom aus erneuerbaren Energien mit einem angenommenen Primärenergieanteil von 100 % ergibt sich ein Wirkungsgrad über die gesamte Energiewandlungskette von 32 %, welcher weitaus schlechter ist als bei batterieelektrischen Fahrzeugen [130].

6.1.4 Tankstellen für Wasserstofffahrzeuge

Stand 2022 sind im öffentlichen Raum 95 Wasserstofftankstellen für private Nutzer verfügbar [137], was die Mobilität bei der Nutzung entsprechender Autos beträchtlich einschränkt.

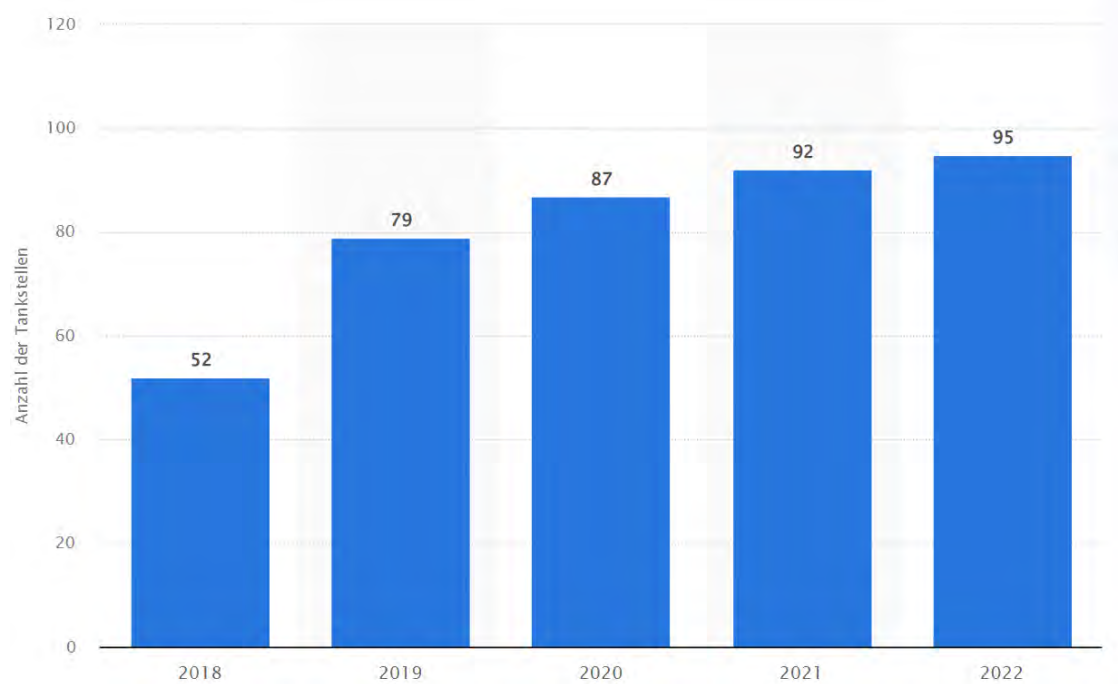


Abbildung 39: Entwicklung der Wasserstofftankstellen in Deutschland von 2018 bis 2022 [137]

In Abbildung 39 ist zu erkennen, wie der Zubau von öffentlichen Wasserstofftankstellen in den letzten 5 Jahren abflacht. Konsequenz dieser Entwicklung ist eine Stagnation im Vertrieb von Wasserstofffahrzeugen in Deutschland.

Wasserstofffahrzeuge tanken Wasserstoff über Hochdruckleitungen mit 350 bis 700 bar, die mit einem Wasserstoffspeicher verbunden sind [130]. Laut dem Wasserstofftankstellen-Hersteller Lindenfeld GmbH und der Tochterfirma gasido belaufen sich die Kosten für eine

Wasserstofftankstelle mit einem Zapfhahn auf circa 1.000.000 € [138]. Zum aktuellen Zeitpunkt werden lediglich Wasserstofftankstellen gefördert, die für die Verwendung von Nutzfahrzeugen wie Bussen oder LKW errichtet werden. Förderfähige Tankstellen dürfen ausschließlich Wasserstoff aus 100 % erneuerbaren Energien bereitstellen. Die Förderung vom BMDV aus dem Jahr 2021 bezuschusst besagte Vorhaben mit 80 % der Investitionskosten. [139] Die Investitionskosten mit Einbeziehung der Fördergelder betragen so circa 200.000 €.

6.1.5 Förderungen

Um den bestehenden Kostensprung zwischen batterieelektrischen PKWs beziehungsweise Brennstoffzellen-PKWs und einem Fahrzeug mit Verbrennungsmotor auszugleichen, stellt die Bundesregierung Privatpersonen Förderungen beim Kauf von Neufahrzeugen bereit. Die Förderung beträgt zwischen 3.000 € und 4.500 € und ist kaufpreisabhängig. So werden Elektrofahrzeuge mit einem Listenpreis bis 40.000 € mit 4.500 € bezuschusst. Elektroautos mit einem Listenpreis von 40.000 € bis 65.000 € mit lediglich 3.000 €. Elektrofahrzeuge mit einem Listenpreis von über 65.000 € erhalten keine Bezuschussung. Ab dem 01.01.2024 bleibt als einzige Förderung die Einmalzahlung von 3.000 € für Fahrzeuge mit einem Listenpreis von weniger als 45.000 € bestehen. [140]

Seit dem Jahr 2022 lassen sich mit emissionsfreien PKWs durch die THG-Prämie jährlich ca. 250 € bis 350 € erwirtschaften. Dabei werden die vermiedenen Emissionen im Vergleich zu konventionellen Verbrenner-PKWs über den Treibhausgas-Quotenhandel monetarisiert. [140]

6.1.6 Handlungsoptionen

Um eine Handlungsoption aussprechen zu können müssen die verschiedenen Aspekte Marktreife des PKWs, Verfügbarkeit von Lademöglichkeiten, Kosten, Effizienz und die Integration in das lokale Energiesamtsystem betrachtet werden.

Bei der Marktreife und den Kosten liegen batterieelektrische Fahrzeuge in Führung. Status quo gibt es in jeder PKW-Klasse Batteriefahrzeuge von mehreren Anbietern über alle Preissegmente hinweg. Bei Brennstoffzellen-PKWs sind lediglich Toyota und Hyundai mit einem serienmäßigen Fahrzeug im Markt aktiv. Diese liegen beide im oberen Preissegment mit einem Listenpreis von über 60.000 € [141, 142]. Die Verfügbarkeit von öffentlichen Ladestationen ist bei batterieelektrischen Fahrzeugen ca. um den Faktor 700 besser. Zusätzlich ist die Errichtung einer Ladestation im Eigenheim, die ggf. noch mit einer eigenen PV-Erzeugungsanlage gekoppelt ist, weitaus weniger aufwendig und kostengünstiger. Wegen der Umwandlungsverluste bei der Erzeugung und Rückumwandlung von Wasserstoff sind BEV bezogen auf die Energieeffizienz ebenfalls im Vorteil. Mit den dargestellten Vorteilen der Elektromobilität gegenüber

Wasserstofffahrzeugen und dem aktuellen Stand der Förderrungen ist es für Privatpersonen aktuell zu empfehlen, beim Fahrzeugwechsel Elektroautos zu bevorzugen. Die Anschaffung eines Elektroautos kann nicht nur positive Effekte auf die THG-Emissionen haben, sondern kann mit den aktuellen Förderungen und Steuererlassungen auch finanziell vorteilhaft sein. Beide Effekte lassen sich verstärken, indem das Fahrzeug mit einer privaten Photovoltaikanlage gekoppelt ist. Das gleiche gilt für Gemeindefahrzeuge oder Firmenwagen der PKW-Klasse.

Die Gemeinde Antweiler kann in Bezug auf den Personenindividualverkehr unterstützend wirken, indem der Ausbau von öffentlicher Ladeinfrastruktur vorangetrieben wird. Dies wurde auch von allen teilnehmenden Bürger*innen im Zuge der Befragung befürwortet.

6.2 Verkehrswende im öffentlichen Personennahverkehr

Auch im Bereich des ÖPNV ist im Rahmen der Klimaziele ein Wechsel zu Antriebsarten mit weniger CO₂-Ausstoß zwingend notwendig. Der Ansatz ist, den Bürger*innen eine klimafreundlichere Alternative zum Personenindividualverkehr zu bieten. Dazu sollte ein stringentes öffentliches Verkehrsnetz aufgebaut werden, welches verlässlich sowie kostengünstig ist. Diese Aspekte sind wesentlich, um den Anwohner*innen den Wechsel vom Personenindividualverkehr auf den ÖPNV zu ermöglichen. Zusätzlich gilt auch hier ein Drang zur Dekarbonisierung der Fahrzeugflotten.

Mit einer Einwohnerdichte von circa 128 Einwohnern pro Quadratkilometer gehört Antweiler in Deutschland zum ländlichen Raum [24]. Eine ökologische Mobilitätsalternative zum individuellen Straßenverkehr, die zugleich ökonomisch für Bürger*innen und Kommunen zu tragen ist, ist besonders im ländlichen Raum eine Herausforderung. Dies liegt primär an der Vormachtstellung, die PKWs im ländlichen Raum eingenommen hat. Auch sind rückläufige Bevölkerungszahlen im ländlichen Raum eine Bedingung, die eine Ausdünnung des ÖPNV nach sich zieht [143]. Eine besondere Hürde im Ausbau von Projekten die den öffentlichen Nahverkehr betreffen ist die Tatsache, dass Rheinland-Pfalz das Bundesland mit den wenigsten Einwohnern ist, die kein eigenes Kraftfahrzeug besitzen [143]. In den folgenden Kapiteln werden verschiedene Optionen zur Erweiterung eines öffentlichen Mobilitätskonzepts vorgestellt. Finalisierend werden anhand der gesammelten Daten Vorschläge für ein Mobilitätskonzept in Antweiler dargelegt.

6.2.1 Erweiterung der Buslinien durch den Verkehrsverbund

Für einen Umstieg von PKWs auf öffentliche Verkehrsmittel sollten diese zunächst ausgebaut werden. Im Austausch mit Ortsansässigen ergibt sich, dass der Verkehrsverbund Rhein Mosel ab August 2024 einen überarbeiteten Busverkehrsplan in Antweiler in Betrieb nimmt. Nach der

Kontaktaufnahme mit dem VRM erfolgt die Bestätigung für die Übernahme der Konzession im Gebiet um Antweiler in der Hocheifel. Das Ziel dieser Übernahme ist eine Linienbündelung, um einen sich gegenseitig ergänzenden Taktfahrplan aufzubauen. Des Weiteren soll der öffentliche Nahverkehr von Grund auf umstrukturiert und gestärkt werden. Grundlage für die folgend beschriebenen Linienenerweiterungen ist das ÖPNV-Konzept RLP Nord (2016), das Linienbündelungskonzept (2013) und der Aufstellungsbeschluss des örtlichen Kreistags (2016). [144]

In Anhang 9 ist der gesamte geplante Fahrplan dargestellt. Es ist zu erkennen, dass drei der geplanten Buslinien in Antweiler halten. Die neue Buslinie 861 wird im 120-Minuten-Takt fahren (rot). Die neue Buslinie 882 (pink), welche mit einem 13-Sitzer-Minibus ausgeführt wird, soll ebenfalls im 120-Minuten-Takt fahren. Zusätzlich wird die bereits bestehende Buslinie 899 (grün) erweitert und in den Taktfahrplan mit einem 60-Minuten-Takt integriert. Diese Buslinie soll ebenfalls eine Mitnahme eines Fahrrads ermöglichen. Die Buslinien 882 und 899 erhalten eine kurzzeitige Erweiterung mit Zusatzfahren zu den Hauptverkehrszeiten der Schüler*innen sowie Arbeitspendler*innen. Zusammen mit fünf neuen Buslinien und zwei erweiterten Buslinien-Ergänzungen entsteht so ein Busnetz, welches die Gemeinde Antweiler mit den umliegenden Gemeinden verbindet. Ebenfalls wird die sich derzeit im Wiederaufbau befindliche Ahrtalstrecke der Deutschen Bahn AG vom Busnetz miteinbezogen. Diese soll bis Ende 2025 wieder in Betrieb genommen werden [145]. Zusätzlich zum Wiederaufbau wird die Strecke elektrifiziert, was einen emissionsfreieren Betrieb ermöglicht [145]. Ebenfalls gibt der VRM an, gemäß des Gesetzes über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge, welches seit August 2021 gültig ist, einen Teil der Busflotte emissionsarm bzw. emissionsfrei zu betreiben [144, 146].

Laut der Energieagentur Rheinland-Pfalz werden die Flottenemissionswerte für die Kategorien unter und über 3,5 t definiert. Kleinbusse, wie zum Beispiel der 13-Sitzer der Linie 882, fallen unter die Kategorie unter 3,5 t. Für Kraftfahrzeuge unter 3,5 t gilt ein Mindestanteil an der Flotte von 38,5 % bis 2025 und auch bis 2030. Bis zum Jahr 2025 gelten Fahrzeuge unter 3,5 t mit einem spezifischen CO₂-Ausstoß von 50 g/km als „sauberes Straßenfahrzeug“. Nach dem Jahr 2025 sind lediglich vollständig CO₂-emissionsfreie Fahrzeuge vom Gesetz akzeptiert. Für Busse im öffentlichen Dienst wurde bis 2025 eine Quote von 45 % und bis 2030 von 60 % festgehalten. Busse gelten dabei als „sauber“, wenn sie mit alternativen Kraftstoffen ohne fossilen Anteil betrieben werden. Darunter fallen Strom, Wasserstoff, Erdgas, synthetische Kraftstoffe und Biokraftstoffe. [147]

6.2.2 Batterieelektrische Omnibusse

Dekarbonisierung des Verkehrs bedeutet auch die Dekarbonisierung des ÖPNV. Batterieelektrische Personenbeförderungsbusse funktionieren grundlegend wie PKWs und weisen aktuell eine im Markt durchschnittliche Reichweite von ca. 200 km auf [148]. Das begrenzende Maß der Reichweitenerweiterung von Elektrobussen ist die Batterie. Diese nimmt bei Omnibussen Kapazitäten von über 400 kWh an. Bei einer durchschnittlich angenommenen Energiedichte von ca. 200 Wh/kg [129] bei Lithiumionenakkumulatoren beträgt das Gewicht des Akkumulators mehr als 2 t. Dieser Gewichtsnachteil gegenüber Verbrennungsmotoren in Omnibussen behindert die Verbreitung im ÖPNV. Ebenfalls kann die Ladezeit dieser Fahrzeuge bei einer geringen Ladeleistung längere Stillstezeiten im Tagesbetrieb bedeuten [148].

Der Aspekt der lokalen Emissionsfreiheit von Elektrofahrzeugen kommt bei Bussen besonders zum Tragen, da diese aufgrund von größeren Motoren mehr Geräusch- sowie Schadstoffemissionen aufweisen [130]. Batterieelektrische Omnibusse kosten derzeit durchschnittlich ungefähr 600.000 € [149].

6.2.3 Wasserstoff-Omnibusse

Wasserstoffbusse funktionieren ebenfalls nach dem gleichen Prinzip wie Wasserstoff-PKWs. Der wesentliche Vorteil von Wasserstoffbussen gegenüber batterieelektrischen Bussen ist die Gewichtsersparnis durch Wasserstoff und die damit erreichbaren höheren Reichweiten. Die in Kapitel 6.1.3 beschriebenen Differenzen in der Energiedichte kommen durch die Skalierung der Tanks bzw. Batterien bei großen Fahrzeugen stärker zum Tragen. [148]

Die lokale Emissionsfreiheit spielt, wie beim Elektrobus gleichermaßen, eine positive Rolle [130]. Des Weiteren ermöglicht Wasserstoff im Tagesbetrieb von Bussen schnellere Ladezeiten und somit geringere Standzeiten. [148] Beispielsweise kostet der „Solaris Urbino 12 hydrogen“ ca. 600.000 € und besitzt eine Reichweite von ungefähr 350 km [150].

6.2.4 Förderung Omnibusse

Für die Energiewende im ÖPNV stellt das BMVD eine technologieübergreifende Förderung bis zum Jahr 2025 bereit, bei welcher unter anderem batterieelektrische und wasserstoffbetriebene Omnibusse förderfähig sind. Dabei ist die Beschaffung und Umrüstung von Bussen mit alternativen Antrieben sowie Beschaffung der zum Betrieb notwendigen Infrastruktur mit 80 % der Mehrkosten zum Referenzbetrieb mit Dieselfahrzeugen möglich. Darüber hinaus ist zu beachten, dass Machbarkeitsstudien zur Umsetzung von emissionsfreien Mobilitätskonzepten im ÖPNV mit bis zu 50 % bezuschusst werden. [151]

Für Ladeinfrastruktur gelten die gleichen Fördermöglichkeiten wie aus den Kapiteln 6.1.2 und 6.1.4 der jeweiligen Technologien.

6.2.5 Bürgerbus

Im Austausch mit den Bürger*innen Antweilers und dem Bürgermeister Peter Richrath wird die Projektgruppe auf die Thematik eines Bürgerbusses aufmerksam. Im Rahmen dieser Projektarbeit soll betrachtet werden, welche Vorzüge ein Bürgerbusprojekt in ländlichen Regionen bietet und wie solch ein Projekt dabei helfen kann, den individuellen Personennahverkehr zu dekarbonisieren. Ein Bürgerbus wird in der Regel im ländlichen Raum initiiert, um Bürger*innen mit beschränkten Mobilitätsoptionen, wie Rentner*innen, Schüler*innen oder Menschen mit körperlicher oder mentaler Behinderung Mobilität im Alltag zu ermöglichen. Er dient zum Beispiel dem Einkaufen von Lebensmitteln, Arztbesuchen aber auch dem Transport zu sozialen Events, welche sonst nicht mehr ausgeführt werden könnten.

Ein solcher Bürgerbus war bereits in Antweiler vor der Coronapandemie im Einsatz. Die folgenden Angaben entsprechen dem Austausch mit Bürger*innen Antweilers, die am Bürgerbus beteiligt waren. Das ehemalige Konzept namens „Bürger für Bürger“ wurde von der ehrenamtlichen Projektgruppe „Ich bin dabei“ im Jahr 2015 ins Leben gerufen. Für die Verwaltung der Gelder und der ehrenamtlichen Mitarbeitenden wurde ein e.V. gegründet. Kernidee war es, die Orte Antweiler, Armenberg, Müsch, Eichenbach, Fuchshofen und Dorsel mit den größeren Gemeinden wie Adenau, Hillesheim, Ahrbrück und Blankenheim für die oben genannten Zwecke zu verbinden. Die Bedarfsfahrten wurden am vorherigen Tag telefonisch gemeldet, und die Gäste vor ihrer Haustür abgeholt. Im Jahr wurden an ca. 180 Betriebstagen insgesamt 350 Fahrten mit ca. 7.500 km/a durchgeführt.

Zur Finanzierung wurde der Verein durch mehrere lokal ansässigen Firmen und Personen über Spenden und Werbung auf dem Fahrzeug unterstützt. Ebenfalls war es möglich nach einer Fahrt eine Spende in einer Spendenbox im Bürgerbus zu hinterlassen. Der Bürgerbus in der „genehmigungsfreien Nische“ durfte dauerhaft mit bis zu acht Fahrgastplätzen ausgerüstet werden und bis zu acht Personen gleichzeitig zzgl. Fahrer*in transportieren. Die Fahrten wurden ausschließlich von ehrenamtlichen Fahrer*innen aus dem Verein vorgenommen, diese benötigten lediglich einen Führerschein der Klasse B.

Der Kaufpreis des verwendeten Fahrzeugs betrug zwischen 19.000 € und 22.000 €. Die Einnahmen aus den Spenden der Fahrgäste und Sponsoren mussten die Betriebskosten des Bürgerbusses decken. Kostensenkend wirken kurze Linienwege und eine gute Auslastung der Touren. Rentabilität wurde erst bei mindestens drei Fahrten pro Woche erreicht. Die Gesamtbetriebskosten

ergaben sich aus den kilometerabhängigen Ausgaben für Kraftstoff, Versicherungen, Bereifung und Reparaturen sowie Posten für Rückstellungen (für die Ersatzbeschaffung eines Fahrzeugs). Der Bürgerbus kam in Antweiler bei einer Jahreskilometerleistung von 7.500 km auf Gesamtbetriebskosten in Höhe von ca. 0,86 €/km, das entsprach circa 6.500 €/a.

Um das Bürgerbus Konzept weiter auszuarbeiten, werden zunächst umliegende Kommunen kontaktiert, die ebenfalls ein bestehendes Bürgerbusprojekt betrieben und eine vergleichbare Anzahl an Einwohnern sowie Einwohner pro Quadratkilometer wie Antweiler aufweisen. Diese Kriterien werden gewählt, um sicherzustellen, dass die Bürgerbuskonzepte der ausgewählten Gemeinden auf die ländlichen Gegebenheiten in Antweiler anzuwenden sind. Im Rahmen dieser Arbeit findet ein Austausch mit drei Gemeinden statt (Tabelle 19). Der Kontakt zu Gemeinden mit einer so geringen Gesamteinwohnerzahl wie Antweiler kommt nicht zustande.

Tabelle 19: Übersicht der zum Bürgerbus befragten Gemeinden

Gemeinde	Bundesland	Einwohner	Einwohner pro km ²
Antweiler	Rheinland-Pfalz	472	106
Bleialf	Rheinland-Pfalz	1164	150
Arzfeld	Rheinland-Pfalz	1420	73
Zemmer	Rheinland-Pfalz	3085	127

Die verantwortlichen Kontaktpersonen wurden anhand eines Fragenkatalogs befragt. Dieser beinhaltet Fragen zur Finanzierung des gesamten Projektes, zur Planung der Routen und der Abfahrtszeiten, zum Altersdurchschnitt der Nutzer des Busses und zur Zukunft des Bürgerbusses innerhalb der jeweiligen Gemeinden.

In allen drei befragten Gemeinden wird der Bürgerbus geleast, um Investitionskosten zu vermeiden. Die Fahrzeuge sind wie in Antweiler Kleinbusse mit maximal acht Sitzen für Passagiere. Dies ermöglicht es den ehrenamtlichen Fahrer*innen ebenfalls lediglich den Führerschein der Klasse B zu besitzen. Die Leasingbeiträge werden über Spenden der Kunden, Unterstützung der Gemeinden und Förderungen geregelt. Eine weitere Finanzierungsquelle in der Gemeinde Bleialf ist die Lackierung des Bürgerbusses mit Werbung. Die Kund*innen können nach der Fahrt in allen Gemeinden eine Spende zurücklassen, wodurch nach Aussage der befragten Verantwortlichen die größten Finanzierungsmittel gesammelt werden. Die Fahrer*innen und Routenplaner*innen in allen Gemeinden sind ehrenamtlich beschäftigt und die Distribution der finanziellen Mittel werden über einen e.V. geregelt. Die Unentgeltlichkeit des Bürgerbusses ermöglicht

es die gesetzlichen Regelungen zur Personenbeförderung nach dem Personenbeförderungsgesetz zu umgehen [152].

In Bleialf fährt der Bürgerbus an zwei Tagen unter der Woche. In Zemmer an drei Tagen und in Arzfeld an vier Tagen unter der Woche. Die Fahrten finden in allen Gemeinden ausschließlich bei Bedarf und mit Anmeldung im Vorfeld statt.

Die Nutzer der Bürgerbusse sind hauptsächlich Bürger*innen über 60 Jahre, die mobilitätseingeschränkt sind. Mobilitätseingeschränkt bedeutet im ländlichen Rahmen auch, keinen gültigen Führerschein zu besitzen. In der Gemeinde Zemmer entstand der Bürgerbus aus einer Initiative für die Mobilisierung von Menschen mit Behinderung, und wurde anschließend für alle Bürger*innen erweitert. Die befragten Gemeinden planen ausnahmslos den Bürgerbus weiter zu betreiben.

Es ist festzuhalten, dass die Gemeinde Antweiler wie in allen befragten Themengebieten ähnlich oder identisch zu den befragten Gemeinden handelte. Der grundlegende Unterschied war das Eigentümergebiet über die Fahrzeuge im Gegensatz zu einem Leasing-Modell.

6.2.6 Carsharing

Besonders beim Thema Carsharing, zu Deutsch „AutoTeilen“, behindern die in Aspekte des ländlichen Raums aus Kapitel 6.2 die Integration in das bestehende Mobilitätssystem [143]. Das Carsharing-System basiert auf einer Fahrzeugflotte, die im öffentlichen Raum verteilt abrufbereit steht. Bei Bedarf können Kund*innen Autos mieten und diese in der Regel an einem beliebigen Ort innerhalb des Betreibergebiets wiederabstellen. Diese Form des Carsharings wird „free floating model“ genannt. Auf der anderen Seite steht das Permanent-Stations-Modell, bei dem die Fahrzeuge immer von einer Station abgeholt und nach der Nutzung wieder an dieser Station abgegeben werden müssen. Die Carsharing-Form der Sharing Economy ist ressourcenschonender, da die Nutzer im Optimalfall kein eigenes Auto mehr besitzen müssen. Für die Nutzer entfallen zusätzlich Investitionskosten, Instandhaltungskosten, PKW-Steuern und Abgaben. Die ökologischen und klimatechnischen Vorteile überwiegen stärker, wenn die Flotte aus Elektrofahrzeugen besteht, die ggf. mit Ökostrom beladen werden. Dies wird als E-Carsharing bezeichnet. [160]

Es beweisen eine Vielzahl an Kommunen in den vergangenen Jahren, dass Carsharing-Konzepte auch auf dem Land angenommen werden [143]. In Umfragen im ländlichen Raum wurden ähnliche Befunde gemacht wie in urbanen Gebieten. Laut diesen steht die Verfügbarkeit der Carsharing Autos als Bedürfnis an oberster Stelle. Im Gegensatz zum urbanen Gebiet ist diese Erfüllung dieser Priorität von den Bürger*innen als sehr gering bewertet worden. So gilt es primär

auf dem Land ein Angebot zu schaffen, auf welches sich die Bürger*innen in Bezug auf die Verfügbarkeit und Erreichbarkeit der Fahrzeuge verlassen können. [153]

Die Ansiedlung von Akteur*innen der freien Wirtschaft, die Carsharing-Dienste betreiben, wird maßgeblich durch finanzielle Gründe behindert. Diese resultieren aus der geringeren Bevölkerungsdichte, und den Mehrkosten, die die Betreuung von Carsharing-Fahrzeugen im ländlichen Raum verursachen [154]. Erschwerend im Fall Antweiler kommt hinzu, dass Rheinland-Pfalz unter allen deutschen Bundesländern die höchste Anzahl an PKWs pro Einwohner aufweist [143]. So werden Carsharing-Konzepte von PKW-Besitzer*innen oft nicht in Erwägung gezogen.

Resultieren sollte ein Carsharing-Angebot zur Ergänzung des ÖPNV von der Kommune betrieben werden. Der Betrieb durch die Kommune kann durch die regionale Zuordnung zusätzliche Akzeptanz in der Bevölkerung schaffen [155].

6.2.7 Öffentliches Mobilitätskonzept für Antweiler

Den Plänen des VRM ist in Bezug auf die Routenplanung sowie der Fahrtakte nichts mehr zu ergänzen. Bei der Wahl von emissionsfreien Bussen wird die Verwendung von Elektrobussen empfohlen. Dies ist auf die Fortschritte in der Technologiereife von Elektrofahrzeugen und der finanziell günstigeren Infrastruktur zurückzuführen. Ebenfalls ist die Kopplung mit Photovoltaik technisch, wirtschaftlich und bezogen auf die Energieeffizienz sinnvoller. Die beschriebenen Förderungen für Fahrzeuge und Infrastruktur ermöglichen dabei geringere Zusatzkosten gegenüber dem Erwerb von traditionellen Dieselmotorenbussen.

Für die Ergänzung des ÖPNV wird in Absprache mit Bürger*innen im Rahmen des Infoabends und in weiteren privaten Besprechungen ein Konzept entwickelt. Dieses Konzept zielt darauf ab, Carsharing und den Bürgerbus zu vereinen. Zur Bereitstellung dieses Konzeptes sollte wie im Fall des Bürgerbusses ein e.V. gegründet werden. Dieser Verein verwaltet die Fahrzeuge sowie die ehrenamtlichen Fahrer und koordiniert die Fahrten. Folgend wird das ausgearbeitete Konzept beschrieben.

Es soll eine Elektroautoflotte bestehend aus zwei PKWs bereitgestellt werden, welche zentral nach dem Schema des Permanent-Stations-Modells im Zentrum der Gemeinde stationiert ist. Diese Form des Carsharings wurde gewählt, da bei einer Flotte von zwei PKWs im ländlichen Raum wegen der großen Distanzen die lokale Verfügbarkeit und Verlässlichkeit des Services im „free floating model“ nicht zu gewährleisten ist. Des Weiteren ist geplant an der zentralen Station Ladestationen für Elektroautos zu errichten die mit einer photovoltaischen Erzeugungsanlage gekoppelt ist. Für einen zentralen Standpunkt in der Mitte der Gemeinde würde sich der

Parkplatz des Gemeindehauses eignen. Das Gemeindehaus ist in öffentlicher Hand, was Zusammenarbeit zwischen der Gemeinde und dem e.V. erleichtern kann.



Abbildung 40: Potenzieller Ort für eine Carsharingstation via Google Earth Pro [Eigene Darstellung]

Der in Abbildung 40 rot markierte Standort ist zentral in Antweiler gelegen und zusätzlich an der Hauptverkehrskreuzung gelegen. Nach einer Bemessung des Solarkatasters Rheinland-Pfalz ist auf dem Dach des Gemeindehauses potenzielle Solarfläche für eine installierte Leistung in Höhe von circa 28 kWp verfügbar [6]. Bei einem angenommenen Stromverbrauch von 20 kWh pro 100 km von Elektroautos [156] würde die Jährliche Erzeugung von circa 23.000 kWh [6] eine Laufleistung von 115.000 km/a erlauben. Dies ist weitaus mehr als die angenommene Laufleistung, da sich diese im vergangenen Bürgerbusprojekt auf lediglich ca. 7.500 km belief.

Um verschiedene Mobilitätsbedürfnisse zu bedienen, wird ein PKW der Kleinwagen-Klasse mit fünf Sitzen zur Verfügung gestellt. Dieses dient der Benutzung für Erledigungen und Transporte im privaten Rahmen. Zusätzlich wird ein PKW in der MiniVan-Kategorie bereitgestellt. Diese PKW-Klasse erwies sich im ehemaligen Bürgerbus-Konzept in Antweiler, und in den Bürgerbus-Konzepten der drei befragten Gemeinden als sinnvoll. Es können Gruppenfahrten und Bürgerbusfahrten mit diesem PKW getätigt werden.

Die Kombination der Konzepte kommt zustande, da die Bürger*innen in der Lage sind, die PKWs für die private Nutzung zu reservieren, ohne einen Fahrer zu buchen. Bei solchen Fahrten wird das Verleihen an Privatpersonen über einen „Leihvertrag zur unentgeltlichen

Gebrauchsüberlassung eines KFZ“ geregelt. Beispielhaft ist ein solcher Vertrag in Anhang 10 vom ADAC dargestellt. Ebenfalls sind Fahrten mit einem ehrenamtlichen Fahrer im Stil des Bürgerbusses möglich. Dabei beschränken sich die unterschiedlichen PKWs nicht auf eine der beiden Nutzungsmöglichkeiten.

Wegen der aktuell schwer abschätzbaren Laufleistung der Fahrzeuge sollten die Fahrzeuge in vom e.V. erworben werden. Zusätzlich sind Kunden des Carsharing Dienstes bei dem Leihen eines Leasingfahrzeugs nicht versichert. Beispielhaft wird in der MiniVan Klasse der Citroen e-Spacetourer mit einem Listenpreis von 54890 € ausgewählt [157]. Als Kleinwagen wurde der Dacia Spring Electric 45 Essential mit einem Listenpreis von 22750 € ausgewählt [158]. Diese beiden Fahrzeuge wurden ausgewählt, da sie innerhalb einer durchgeführten Marktrecherche jeweils die Günstigsten in ihrer Klasse waren. Laut der Energieagentur Rheinland-Pfalz besteht bis zum 08.06.2023 die Möglichkeit für Kommunen Förderanträge für die Anschaffung eines neuen batterieelektrischen Fahrzeugs zu stellen. Dabei werden PKWs der Klasse M1, welche die beiden ausgewählten Fahrzeuge sind, mit bis zu 90% der Investitionsmehrkosten für E-Fahrzeuge bezuschusst [140]. Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge wird im Rahmen dieser Förderung ebenfalls mit bis zu 90% vom BMVD gefördert [140].

Die Finanzierung des Bürgerbusprojektes, welches nach Angaben der ehemaligen Betreiber ab drei Fahrten pro Woche wirtschaftlich war, ist durch die Doppelnutzung der Fahrzeuge und im Hinblick auf die Spendenkultur des ehemaligen Projekts in Antweiler positiv zu bewerten. Laut der Umfrage der Bürger*innen Antweilers haben sich vier von elf Personen als interessiert an Carsharing-Projekten geäußert. Durch die Annahme einer repräsentativen Umfrage ergeben sich unter Berücksichtigung eines Führerscheianteils für PKWs in der deutschen Bevölkerung von 68 % [159] in Antweiler potentiell 141 potentielle Kunden für das Carsharing-Angebot.

6.3 Fazit Mobilität

Mobilität im ländlichen Raum ist aufwendiger zu dekarbonisieren als im urbanen Raum. Dies liegt an der Vorherrschaft des PKWs mit Verbrennungsmotor, größeren Distanzen als im urbanen Gebiet, fehlender Infrastruktur und an einem aktuellen Mangel an Alternativen im ÖPNV.

Im Bereich des Individualverkehrs sollten Bürger*innen bevorzugt auf batterieelektrische Fahrzeuge umsteigen. Dies liegt in der fortgeschritteneren technischen Reife, besseren Infrastruktur sowie effizienz gegenüber Brennstoffzellenfahrzeugen. Für einen Wechsel sprechen weniger lokale Emissionen, eine bessere CO₂-Bilanz über die Lebensdauer und günstigere Betriebs- und Fahrtkosten. Unter Einbeziehung der aktuellen Fördermittel können Elektrofahrzeuge zu einem vergleichbaren Preis zu Verbrennungsmotoren erworben werden. Um einen Umstieg zu

ermöglichen, sollte die Gemeinde Antweiler in öffentliche Ladeinfrastruktur investieren, wie sie anhand des Angebots der TotalEnergies Charging Solutions Deutschland GmbH beispielhaft beschrieben wurde.

Im Bereich des ÖPNV sind die Entwicklungen der neuen Taktfahrpläne für Antweiler und das Umland des Verkehrsverbunds Rhein-Mosel mit Anbindung zu den umliegenden Gemeinden und der „Ahrtalbahn“ der Deutschen Bahn AG zu begrüßen. Zur Erneuerung der Fahrzeugflotten werden ebenfalls batterieelektrische Busse empfohlen. Die Begründung hierfür sind ebenfalls die Reife der Technologie, die günstigere Infrastruktur und die Effizienz. Ergänzend zum ÖPNV wurde ein Konzept bestehend aus Carsharing und Bürgerbus mit zwei batterieelektrischen Fahrzeugen ausgearbeitet. Dieses Konzept der Sharing Economy erweitert die Mobilität aller Bürger*innen ob mit oder ohne Mobilitätseinschränkungen, indem es emissionsarme Autofahrten mit oder ohne einen Fahrer ermöglicht. Der Standort ist zentral auf dem Parkplatz des Gemeindehauses geplant, wo er auch mit einer PV-Erzeugungsanlage gekoppelt werden kann.

7 Stromspeicher

Die Erzeugungsprofile von zeitlich fluktuierenden erneuerbaren Energieanlagen passen häufig nicht mit den Verbrauchsprofilen von Privathaushalten überein. Aus diesem Grund ist eine Lastverschiebung des Erzeugungsprofils nötig. Zusätzlich ist ein möglichst hoher Eigenverbrauch des erzeugten Stroms aus erneuerbaren Energien wegen der Preisdiskrepanz zwischen Stromerzeugungskosten und Stromeinkaufspreis für Privatkunden auf ökonomischer Ebene wünschenswert. Ein weiter positiver Aspekt ist die Netzdienlichkeit von Stromspeichern in einem Stromsystem, welches von fluktuierenden Erzeugungsanlagen dominiert wird. So können Lastspitzen an sonnigen und windreichen Tagen von Stromspeichern „abgefangen“ werden, um einer Netzüberlastung vorzubeugen. Im Zusammenhang mit dem geplanten PV-Ausbau, der Integration von Wärmepumpen in den kommenden Jahren und dem Aufkommen der Elektromobilität im privaten und öffentlichen Sektor wird es wichtiger, Energiemengen zu speichern und mit einer hohen Leistung wieder bereitstellen zu können. [160]

In den folgenden Kapiteln werden zunächst verschiedene Herangehensweisen beschrieben, die oben genannten Stromspeicherbedürfnisse zu erfüllen. Aufgrund der Gegebenheiten der Gemeinde Antweiler werden lediglich Herangehensweisen, die sich primär an Privathaushalte im Verbraucher oder Prosumer-Status befinden, betrachtet. Anschließend wird ein System passend für den Anwendungsfall ausgewählt.

7.1 Individuelle Heimspeicher

Die derzeit am weitesten verbreitete Lösung um elektrische Energie zwischenzuspeichern sind Batteriespeicher in Gebäuden, die mit PV-Anlagen gekoppelt sind. Die Privatperson oder das Unternehmen müssen in diesem Fall die Investitionskosten und die Kosten, die über die Speicherverluste entstehen, tragen. Zusätzlich muss für den aus dem Speicher bezogenen Strom die Mehrwertsteuer gezahlt werden [161]. Die ökonomische Wechselwirkung zwischen dem Prosumer, als Produzent und Konsument elektrischer Energie, und den anderen Mitbeteiligten im Strommarkt wird genauer in Abbildung 41 dargestellt.

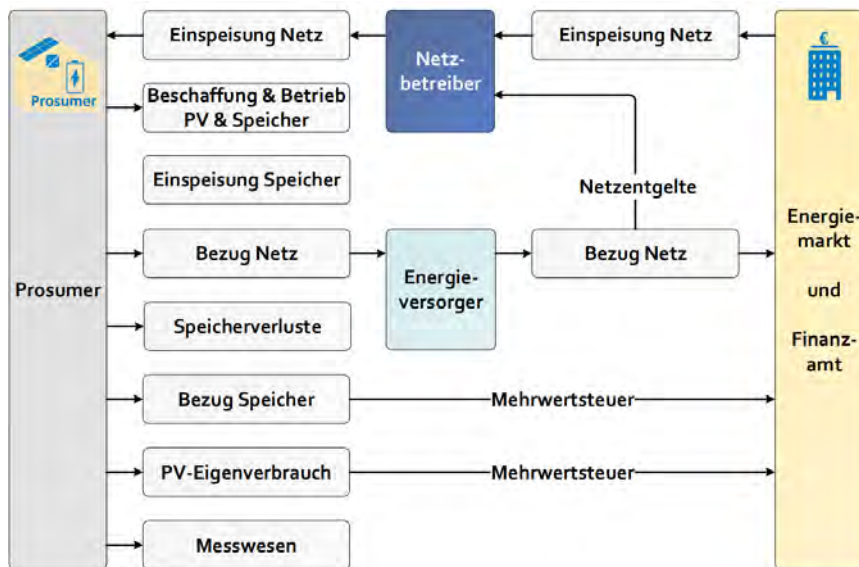


Abbildung 41: Darstellung des Finanzflusses bei privaten Batteriespeichersystemen [161]

Ob Strom aus dem Netz, aus dem Speicher oder aus der PV-Erzeugung bezogen wird je nach Bedarf von einem automatischen System geregelt [161]. Es ist zu beachten, dass Strom, der von PV erzeugt und durch den Batteriespeicher in das Netz eingespeist wird, weiterhin durch das EEG förderfähig ist [71].

7.2 Physikalischer Quartierspeicher

Ein Physikalischer Quartierspeicher besteht aus einem großen zentralen Batteriespeicher, der innerhalb eines Quartiers stationiert ist. Der Speicher ist dabei nicht an alle beteiligten Haushalte direkt angeschlossen, sondern die Abrechnung läuft bilanziell über das öffentliche Stromnetz. Diese Kunden mieten eine Speicherkapazität beim Betreiber des Speichers. Beispielhaft liegt der Preis bei den Stadtwerken Ulm/Neu-Ulm zum Beispiel bei 15 €/kWh pro Monat.

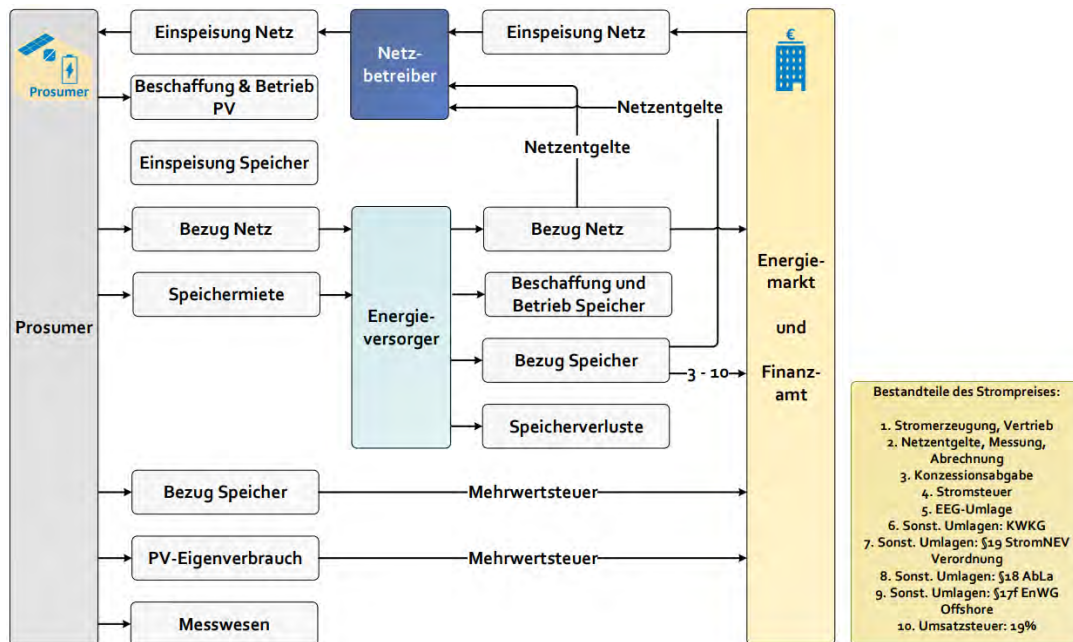


Abbildung 42: Darstellung des Finanzflusses bei physikalischen Quartierspeichern [161]

Da der Strom beim Einspeisen in den Speicher und beim Rückspeisen das öffentliche Netz passiert kommen auf den Betreiber neben der Mehrwertsteuer ebenfalls Netzentgelte sowie Steuern und Umlagen zu. Diese fließen alle wie in Abbildung 42 dargestellt mit in die Bepreisung für die Endkunden ein. [161]

7.3 Arealpeicher

Beim Arealpeicher ist ebenfalls ein physischer Speicher im Quartier. Auch kann ein bestimmter Tarif beim Betreiber des Arealpeichers erworben werden. Jedoch sind alle Kunden des Arealpeichers zur Ein- und Ausspeisung des Stroms direkt mit dem Speicher verbunden. Aus diesem Grund entfallen Kosten, die bei der Nutzung des öffentlichen Stromnetzes anfallen. Jedoch muss das separate Arealnetz vom Betreiber des Quartierspeichers errichtet und gewartet werden.

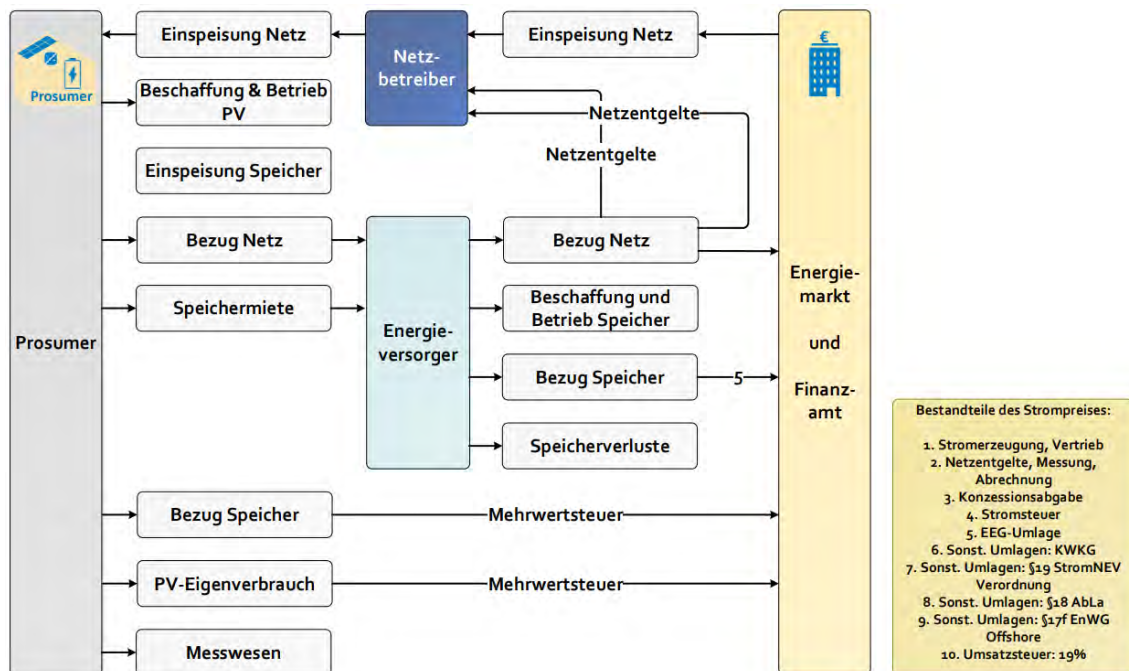


Abbildung 43: Darstellung des Finanzflusses bei Areal speichern [161]

In Abbildung 43 ist zu erkennen, dass der einzige Unterschied bei den Finanzflüssen zwischen Energieversorger, Netzbetreiber und dem Energiemarkt bzw. Finanzamt entsteht. Es entfallen die Bestandteile des Strompreises 3, 4 und 6 bis 10, durch die Umgehung des öffentlichen Stromnetzes.

7.4 Cloud Speicher Modelle

Bei Cloud-Speichermodellen handelt es sich um ein Angebot, bei dem kein physikalischer Speicher vorhanden ist. Ein Dienstleister bietet die Möglichkeit, dass Kunden überschüssigen Strom in das öffentliche Stromnetz einspeisen, dabei wird aber keine Einspeisevergütung ausgezahlt. Stattdessen wird ein virtuelles „Stromkonto“ geführt. Kunden wird es so ermöglicht, überschüssigen Strom jederzeit wieder kostenlos „abzubuchen“.

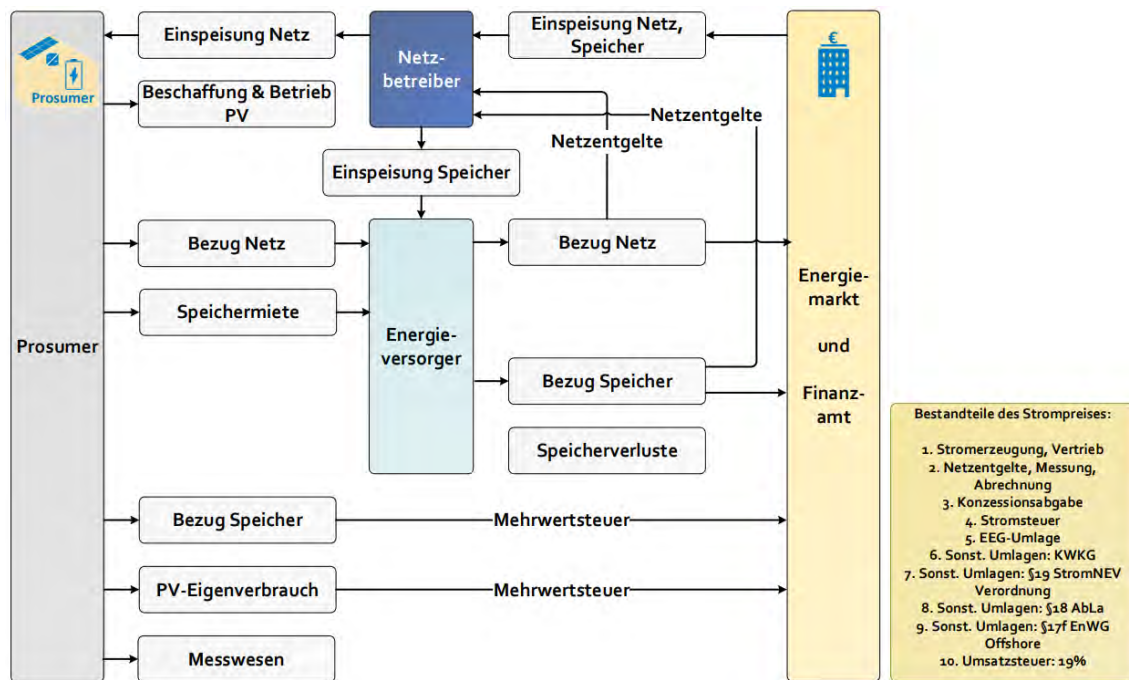


Abbildung 44: Darstellung des Finanzflusses bei Cloud Speicher Modellen [161]

Der eingespeiste Überschussstrom wird vom Dienstleister am Strommarkt verkauft. Bei Areal-speicher fallen die Investitionskosten für den Batteriespeicher weg (Abbildung 44), wodurch ein derartiger Service im Beispiel der Stadtwerke Ulm/Neu-Ulm für 9 €/kWh pro Monat angeboten werden kann [161]. Jedoch entfällt der netzdienstliche Aspekt, den Quartierspeicher aufweisen können, da kein realer Speicher installiert ist. Areal-speicher erfüllen somit nicht die Anforderungen, die benötigt werden, um fluktuierende Erzeugung und Verbrauch zu synchronisieren. Da das Ziel eine größtmögliche Stromversorgung innerhalb der Gemeinde Anteiliger ist, wozu der erzeugte Strom zwischengespeichert werden muss, werden Areal-speicher fortführend nicht be-handelt.

7.5 Bewertung der Technologien

Batterie-Heimspeicher sind in der Lage, Lastverschiebungen für einen privaten Haushalt zu bewältigen. Durch die Unterschiede der individuellen Haushaltslastgänge innerhalb eines Quar-tiers kann sich der Autarkiegrad und der Eigenverbrauchsanteil mit einem Quartierspeicher je-doch im Vergleich zu Heimspeichern um bis zu 4 % erhöhen [160]. Durch den Ausbau von Elekt-romobilität und Wärmepumpen, kann sich dieser Effekt noch steigern [160]. Ebenfalls ist die Errichtung eines zentralen Speichers platz- und ressourcenschonender [162]. Die Verwendung eines zentralen Quartierspeichers wirkt sich besser auf die Stromkosten des Endverbrauchers aus als die Verwendung von privaten Heimspeichern [160].

Arealnetze wurden in vergangenen Projekten wie beispielsweise das „Energy Supply Cooperative FRANKLIN in Mannheim“ bei der Errichtung des Quartiers integriert [163]. Ein Beispielprojekt für ein nachgerüstetes Arealnetz konnten nicht gefunden werden. Für die nachträgliche Errichtung eines Arealnetzes entstehen zusätzliche Investitionskosten, die auf Grund der Größe der Gemeinde nicht zu bestimmen sind. Aus diesem Grund wird für ein Bestandsquartier in der Größenordnung von Antweiler davon abgeraten, ein Arealnetz nachzurüsten.

Resultierend aus der Tatsache, dass alle beschriebenen Technologien einem physischen Quartierspeicher mit Anschluss an das öffentliche Stromnetz in wichtigen Aspekten nachstehen, wird die Umsetzung eines solchen Speichers empfohlen. Grundsätzlich ist festzuhalten, dass die vorgestellten Technologien Batterieheimspeicher, Quartierspeicher und Arealspeicher im Sinne der Erhöhung des Eigenverbrauchs innerhalb eines Quartiers in Beispielprojekten und Simulationen in der Regel nicht wirtschaftlich betrieben werden können. [160]

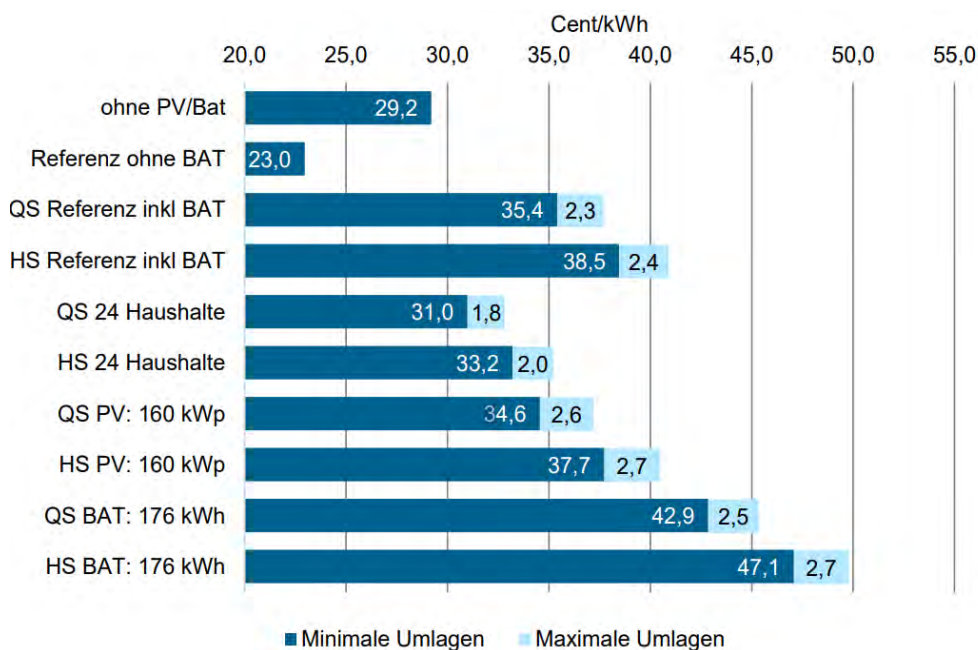


Abbildung 45: Preisentwicklung bei verschiedenen Batteriespeicherlösungen in einer Einfamilienhaussiedlung [160]

In Abbildung 45 ist zu erkennen, wie sich die zusätzlichen Kosten in einer Solarsiedlung zwischen privaten Heimspeichern und Quartierspeichern entwickeln. Das in der Grafik beschriebene Referenzmodell besteht aus 16 Einfamilienhäusern mit einer PV-Leistung von jeweils 6,5 kWp, einer Speicherkapazität von 7,2 kWh und einer Batterieleistung von circa 15,5 kW. Bei einer Steigerung der Haushalte auf 24 und bei einer Steigerung der installierten PV-Leistung auf 10 kWp pro Haushalt verbessert sich die Wirtschaftlichkeit der Szenarien jeweils. Bei einem Zusammenschluss von einer hohen Anzahl von Haushalten und einer großen Erzeugung von erneuerbaren Energien, wie sie in diesem Projekt vorgesehen sind, ist eine wirtschaftliche Nutzung zu erwarten.

7.6 Projektplanung

Als beispielhafter Batteriespeicher wird ein modularer Batteriespeicher der Firma Energetech Solar ausgewählt, welcher innerhalb eines 20 Fuß Containers stationiert ist. Das System „ETS-3MWh-600V-900V-HD“ besteht standardmäßig aus 7 Batterie Bündeln, die jeweils aus 18 Batterie Paketen bestehen. Es wird wegen der modularen Aufbauweise ausgewählt, die es ermöglicht, den Batteriespeicher abhängig von dem Simulationsergebnissen zu dimensionieren. Ebenfalls kann es im Laufe des Ausbaus von fluktuierenden Erzeugern und neuen Verbräuchen bei Bedarf mit geringem Aufwand erweitert werden. Jedes Bündel besitzt eine Nennspannung von 1036,8 V und eine Nennkapazität von 150 Ah. Mit einer Entladetiefe von 90 % wird so eine Speicherkapazität von circa 140 kWh pro Bündel und eine Speicherkapazität von 980 kWh für das voll ausgebaute Gesamtstandartsystem erreicht. Ein Bündel besitzt eine Lade- sowie Entladeleistung von 150 kW, das Gesamtsystem ca. 1.050 kW. Der Batteriespeicher kostet circa 56.000 € pro Modul à 150 kWh und hat eine Zyklenzahl von 4.000. [164]

Die für aktuelle Batteriespeichersysteme überdurchschnittliche Leistung dient im angedachten Energiesystem der Zukunft für die Kompensation der Lastspitzen durch Elektromobilität und Wärmepumpen. Wird von einer Zyklenzahl von 250 ausgegangen [165], beläuft sich die voraussichtliche Betriebszeit auf 16 Jahre. Ein Quartierspeicher sollte zentral in der Gemeinde platziert werden.



Abbildung 46: Beispielort für einen Quartierspeicher via Google Maps Pro [Eigene Darstellung]

Eine potenzielle Stationierung für einen Quartierspeicher ist in Abbildung 46 in Rot auf einer ungenutzten und zentralen Fläche dargestellt. Die grüne Fläche stellt die Größe eines 20-Fuß-Containers dar. Kunden des Quartierspeichers brauchen ein Smart Meter, welches in der Lage ist mit dem Quartierspeicher zu kommunizieren, um Be- und Entladezeiten abzustimmen. Zu den Kunden gehören Prosumer mit privaten PV-Anlagen sowie die Betreiber von Windenergie-, Agri-PV- und Wasserkraftanlagen. Die Priorisierung wird von der Einspeisevergütung der jeweiligen Erzeugungen abhängig gemacht. So entsteht die Priorisierungsrheifolge Windkraft, Dach-PV, Agri-PV und Wasserkraft.

7.7 Fazit Stromspeicher

Quartierspeicher sind in für eine Energieversorgung mit einem Anteil an regenerativen Energien notwendig, auch wenn diese in bisherigen Projekten und Simulationen an sich nicht wirtschaftlich zu betreiben waren. Für die Zwischenspeicherung von Strom, die einen höheren Verbrauch am regional erzeugten erneuerbaren Strom ermöglicht, wird ein Quartierspeicher gewählt, welcher an das öffentliche Stromnetz angeschlossen ist. Für Antweiler wird ein modulares System gewählt, welches ermöglicht, die Skalierung anhand der Simulationsergebnisse und eine schrittweise Erweiterung im Prozess des Ausbaus der erneuerbaren Energiequellen durchzuführen.

8 Energieeinsparung

Ein Hauptaspekt der Energiewende, welcher immer wieder in den Hintergrund der Debatte gerät, und in der öffentlichen Diskussion zu häufig weggelächelt wird, ist das Energiesparen. Energiesparen betrifft alle drei großen Energiesektoren Strom, Wärme um Mobilität gleichermaßen. Eine ausgeprägte Energiespareinhaltung würde helfen, einen größeren prozentualen Anteil an Strom aus erneuerbaren Energiequellen im europäischen Stromnetz zu erzielen. Denn so wie jede von einer Solar- oder Windkraftanlage produzierte kWh von keinem fossilen Kraftwerk produziert werden muss, ist auch jede eingesparte kWh Strom eine, die nicht produziert werden muss. So ist Energiesparen die effektivste Methode in der Neugestaltung unseres Energiesystems, da sie keiner wirtschaftlichen oder ressourcentechnischen Investition bedarf. [166]

Besonders der Ukrainekrieg zeigt, wie abhängig Deutschland von fossilen Energieträgern aus dem Umland ist. Unabhängig, ob diese zur Strom- oder Wärmeproduktion verwendet werden, das aktuelle Energieeinsparpotential könnte Deutschland und Europa zu mehr Unabhängigkeit verhelfen. In den folgenden Unterkapiteln werden für die individuellen Sektoren wissenschaftlich belegte Energiesparvorgaben vorgestellt, die im Rahmen des Privatsektors aber auch innerhalb einer Kommune signifikante Energieersparnisse bewirken können.

8.1 Energieeinsparung Strom

Im privaten Haushalt gibt es viele Stromverbraucher. Viele davon geraten über einen längeren Zeitraum in eine Wohneinheit und im Alltag in Vergessenheit. Dabei entstehen stille Verbraucher, die Energie verschwenden und zusätzliche Kosten anfallen lassen.

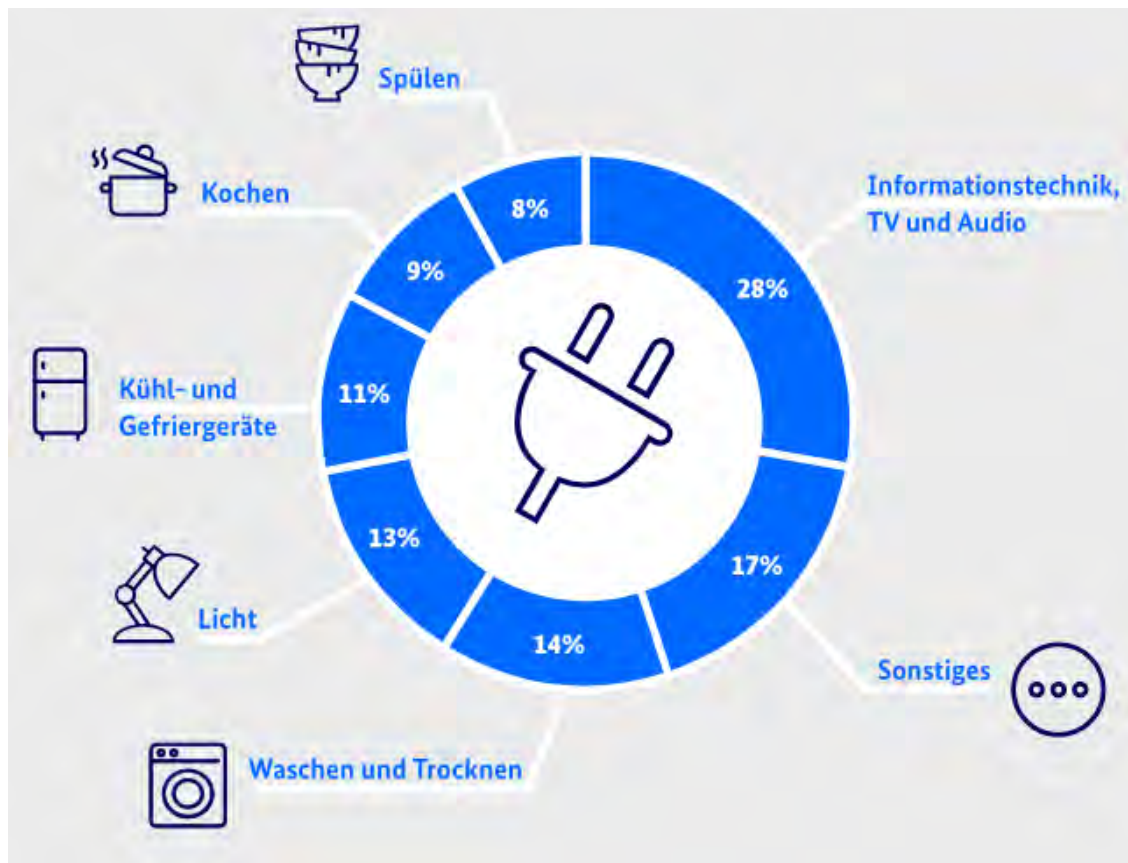


Abbildung 47: Energieverbraucher im Haushalt stand 2021 [167]

In Abbildung 47 sind die Stromverbraucher in einem durchschnittlichen deutschen Haushalt aus dem Jahr 2021 dargestellt. Folgend werden Stromspartipps und deren Einsparpotenzial präsentiert.

Wie in Abbildung 47 zu erkennen ist, sind die Unterhaltungstechniken wie Computer, Fernseher und Audiogeräte die Verbraucher mit dem größten Anteil am Stromverbrauch im Haushalt. Bei solchen Geräten ist, wegen ihrer häufig hohen Leistung, besonders zu hinterfragen, wann diese aktiv sein müssen. Ebenfalls ist beim Kauf solcher Geräte auf die Effizienzklasse zu achten. Das gleiche gilt für Waschmaschinen und Trockner. [167]

In warmen Sommertagen die Klimaanlage laufen zu lassen ist ein enormer Stromverbrauch. Jedoch können die Zimmer auch mit gezieltem Lüften in den Morgen- und Abendstunden in Kombination mit einer Verdunkelung durch Außenjalousien häufig ausreichend kühl gehalten werden. [167]

Auch beim Kauf eines neuen Kühlschranks ist die Effizienzklasse zu beachten. Ein teurerer Kühlschrank, der aber weniger Strom verbraucht, kann sich nach wenigen Jahren rentieren. Bei einem Neukauf eines effizienteren Kühlschranks wandert der alte oftmals in den Keller oder die Abstellkammer, um Getränke oder ähnliches zu kühlen. Dies ist natürlich zu vermeiden. Auch ist

beim Kühlschrank die eingestellte Temperatur entscheidend. 7 °C sind vollkommen ausreichend für Lebensmittelkühlung und spart nur bei einem Sprung von einem Grad ca. 6 % Strom. Im Gefrierfach ist eine Temperatur von -18 °C ebenfalls ausreichend. [167]

Einer der simpelsten, jedoch gleichzeitig effektivsten Umstellungen ist der Wechsel von herkömmlichen Leuchtmitteln zu LED. Durch einen Wechsel ist eine Stromersparnis für Leuchtmittel von bis zu 80 % nicht unüblich.

8.2 Energieeinsparung Wärme

Aktuell besteht der Energieverbrauch im deutschen Haushalten zu 67 % aus Wärmeenergie [167]. Zu Wärme im Haushalt gehört im Wesentlichen die Erhitzung von Heizwarmwasser, welches durch diverse Heizkörper fließt und die Erhitzung von Nutzwarmwasser. Dieses kommt aus dem Wasserhahn und der Dusche und ist im Gegensatz zum Heizwarmwasser trinkbar.

Mit elektronisch einstellbaren bzw. smarten Heizkörperthermostaten lassen sich Komfort und Energiesparen vereinen. Nachdem eingestellt wurde, zu welchen Zeiten im Haushalt welche Temperatur benötigt wird, können bis zu 30 % der Heizkosten eingespart werden. Ebenfalls sollten Heizkörper nicht von Möbeln bedeckt sein, da diese die Zirkulation der Luft verhindern. Bei einem abgeschirmten Heizkörper gehen in der Regel 6 % der Heizleistung verloren.

Der Gang der Zentralheizung sollte bei den regelmäßigen Wartungen den individuellen Bedürfnissen des Haushaltes angepasst werden. So können in vielen Heizungen Heizzeiten definiert werden. Außerhalb dieser Heizzeiten läuft die Heizung dann in Teillast, ähnlich wie bei einer Nachtabenkung. Durch eine individuelle Einstellung der Heizung können so bis zu 15% der Heizenergie und somit auch Heizkosten eingespart werden.

Meist müssen in einem Haushalt nur einzelne Räume beheizt werden, trotzdem stehen heutzutage die meisten Türen in einer Wohneinheit offen. Durch das Entweichen der thermischen Energie bei der Verteilung durch den gesamten Haushalt gehen bis zu 5 % der Heizenergie verloren. Besonders Schlafzimmer, die optimalerweise abends kühler sein sollten als der Rest des Wohnraums, sollten tagsüber geschlossen sein, um diese nicht unnötig mitzubeheizen.

Durch die neue Energieeinsparverordnung ist für einige Gebäude ab Oktober der hydraulische Abgleich Pflicht. Dazu gehören Wohngebäude mit mindestens 6 Wohneinheiten und Firmen und öffentliche Gebäude ab 1000 m² beheizter Fläche. Ein hydraulischer Abgleich errechnet die zugehörige Wärmemenge für jeden Heizkörper im Gebäude und verteilt die Wärme gleichmäßig. Dabei berechnet die Fachkraft die Heizlast für jeden Raum, prüft und optimiert, wenn nötig die Heizflächen und passt die Vorlauftemperaturen an. Bei der Berechnung kann die

Systemtemperatur der Anlage simulativ reduziert werden, wodurch untersucht wird, ob das System auch mit einer Wärmepumpe bei einer Vorlauftemperatur von 45 °C die Wärme normgerecht transportiert, oder doch nur mit den herkömmlichen 70 °C. Die Amortisationszeit liegt bei dieser Maßnahme zwischen drei und vier Jahren. Das Einsparpotenzial liegt laut einer Optimus Studie bei etwa 10 bis 15 % Einsparungen von Heizkosten. [168]

Im Bereich des Nutzwarmwassers können neue Duschköpfe und Wasserhähne verwendet werden, die auch mit einer geringeren Durchflussmenge einen kräftigen Wasserstrahl erzeugen. Ein neuer Duschkopf kann die Nutzwarmwasserkosten um bis zu 30 % reduzieren.

8.3 Energieeinsparung Mobilität

Ein vorrauschauender Fahrstil kann im alltäglichen Straßenverkehr ratsam sein. Durch die Ausnutzung des Schwungs und den Verzicht auf hohe Drehzahlen des Motors sowie spontanes starkes Bremsen kann Treibstoff eingespart werden. Bei Stopps an der Ampel und an Bahnübergängen sollte der Motor abgestellt werden. Ebenfalls sollte der Reifendruck regelmäßig geprüft werden, denn ein geringer Reifendruck verursacht zusätzliche Reibung, die zu erhöhtem Treibstoffverbrauch führt. Diese Energiespartipps weisen gemeinsam 20 % Einsparpotential auf. [169]

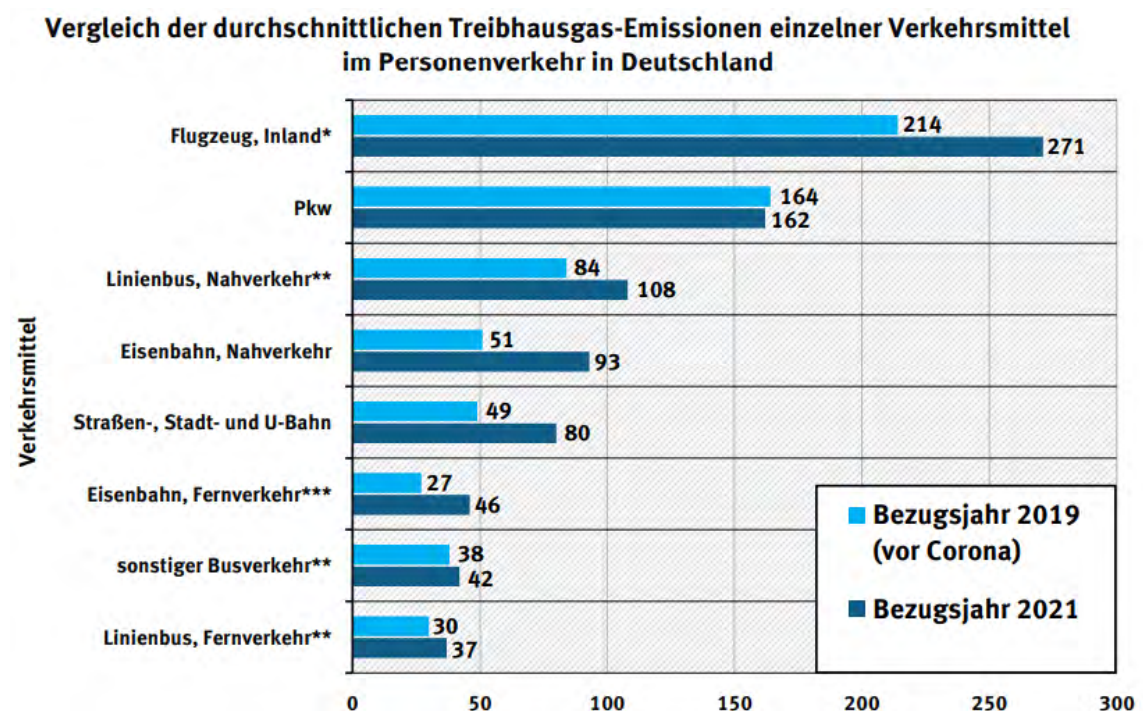


Abbildung 48: Treibhausgas-Emissionen in Gramm pro Personenkilometer [170]

Die größten Einsparpotenziale liegen jedoch bei der Wahl der Mobilitätsform (Abbildung 48). Durch den Verzicht auf Individualverkehr und die Nutzung des ÖPNV wie zum Beispiel Bussen, lassen sich ca. 80% der Emissionen im Vergleich zu einem privaten PKW und die damit

verbundene aufgewandte Energiemenge vermeiden. Bei einem Wechsel zu emissionsfreien Mobilitätsformen wie dem Fahrrad lassen sich die gesamten betrieblichen Verbräuche einsparen. Das gleiche gilt für die Benutzung von Elektroautos und Elektrofahrrädern die zu 100 % mit PV gekoppelt sind. [170]

8.4 Fazit Energieeinsparung

Bei einer erfolgreichen Energiewende spielt das Energiesparen in allen Sektoren eine zentrale Rolle, welche oftmals unterschätzt wird. Doch es sollte immer beachtet werden, dass jede eingesparte Energieform, ob Strom, Wärme oder Kraftstoff in der Mobilität, nicht bereitgestellt werden muss. Zusätzlich vereinfacht Energieeinsparung dadurch die Umstellung des Energiesystems aufgrund von konventionellen Erzeugern, die nicht benötigt werden.

9 Auswertung

Für die Durchführung dieser Projektarbeit werden verschiedene wissenschaftliche Methoden angewendet. Im Folgenden werden diese Methoden dargestellt, darunter die Simulation des Energiesystems, eine wirtschaftliche Analyse, eine ökologische Bilanz und eine Nutzwertanalyse. Die Auswertung und Überprüfung der erzielten Ergebnisse wird erläutert. Zudem erfolgt die Beschreibung der Arbeitsstruktur der Projektarbeit.

9.1 Datenerfassung

Im Folgenden wird für jede verwendete Technologie die Vorgehensweise für die Datenbereitstellung beschrieben. Die Daten werden im Zuge der Simulation in das PyPSA Modell integriert.

9.1.1 Dach-Photovoltaik

Die Erzeugungsdaten der PV-Anlagen in Verbindung mit den jährlichen Wetterdaten werden aus dem Portal „PV Watts Calculator“ von *Alliance for Sustainable Energy, LLC* – im Folgenden als *PVWatts* bezeichnet – entnommen. *PVWatts* verwendet stündliche Daten für ein typisches meteorologisches Jahr (auf Englisch TMY), d. h. Daten aus einem Jahr, die die Solarressourcen über einen mehrjährigen Zeitraum darstellen [171]. Die Angaben werden in Tabelle 20 erläutert.

Tabelle 20: Input PVWatts [171]

Bezeichnung der Parameter	Input
Anlagengröße auf der DC-Seite	Zur Berechnung des spezifischen Ertrags auf 1 kW(p) eingestellt
Modultyp	Premium (monokristalline Module mit ca. 21 % Nennwirkungsgrad)
Array-Typ	Feststehend (Dachmontage)
Systemverluste	14 % (Standardwert)
Neigungswinkel	20° (Standardwert)
Azimut/Ausrichtung der Anlage	Süden, Osten, Westen, Ost-West

Auf Basis dieser Angaben, entnimmt *PVWatts* die Wetterdaten der naheliegendsten Wetterstation. Im Falle von Antweiler liegt die Messstation am Köln/Bonn Flughafen, wie in Abbildung 49 zu sehen ist.

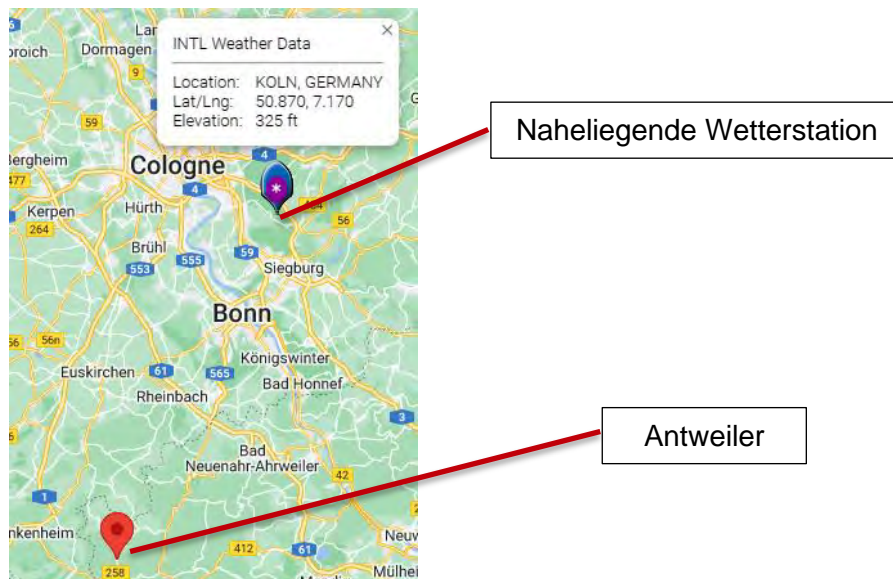


Abbildung 49: PVWatts Wetterstation [171]

Für die Stromlastprofile der Haushalte wird das Standardlastprofil H0 des *Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft* benutzt. Die Profile werden in drei Typen von Tagen (Werktag, Samstag, Sonntag) unterteilt und sind für Sommer, Winter und Übergangszeit verfügbar [172]. Die viertelstündlichen Leistungswerte in kW werden gemittelt und auf eine Stunde heruntergerechnet. Für die Berechnung wird das Profil außerdem passend zu dem individuellen Energieverbrauch skaliert. Dieser wird entweder aus den Verbrauchsdaten der Umfrage ermittelt (8/252), anhand der Haushaltsgrößenklassen des statistischen Bundesamtes für 2020, wenn die Personenanzahl in der Umfrage gegeben ist (5/252) oder bei fehlenden Angaben mit dem Pauschalwert von 3.190 kWh/Jahr für einen Standard-Haushalt [173].

Zusätzlich zum Lastprofil für den Haushalt, wird ein Lastprofil für die Ladung der elektrischen PKWs gebraucht. Für Elektromobilitätslasten sind eine große Anzahl an Modellierungsansätzen vorhanden, weshalb die Ladeleistung, das Modell des Elektrofahrzeuges und Ladezeiten auf ein Standardmodell für die Simulation und Berechnungen beschränkt wird. Unter der Annahme, dass die Elektrofahrzeuge hauptsächlich zu Hause und in den Nachmittagsstunden geladen werden, wird für das Tool das Lastprofil mit dem synPRO Tool des Fraunhofer ISE erstellt. Dieses probabilistisches Lastmodell gilt für einen Volkswagen e-Up!, das einer wöchentlichen Nutzhäufigkeit ausgesetzt ist und 10.772,75 km pro Jahr ablegt [174]. Dieser wird überwiegend zu Hause, an einer normalen Steckdose mit einer Phase und 16 A Sicherung bei 230 V geladen, wodurch sich eine maximale Ladeleistung von 3,7 kW ergibt [174, 175].

9.1.2 Agri-PV

Die Agri-PV Erzeugungsreihen wurden mittels der vorhandenen Daten vom empfohlenen Hersteller Next2Sun modelliert. Next2Sun hat auf seiner Webseite zwei Grafiken veröffentlicht, aus diesen wird ein Beispieltag (DC-Leistung) und jeweils Beispielmonatserträge ersichtlich (siehe Abbildung 50 und Abbildung 51).

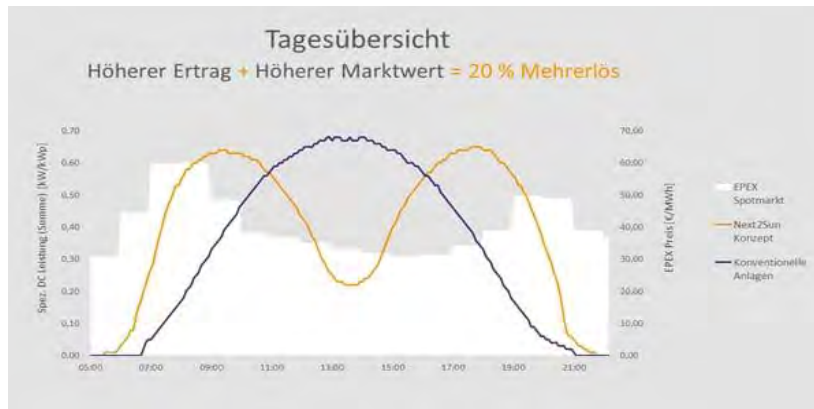


Abbildung 50: DC-Leistung eines Beispieltags Next2Sun Agri-PV Anlagen vs. konventioneller Anlagen [23]

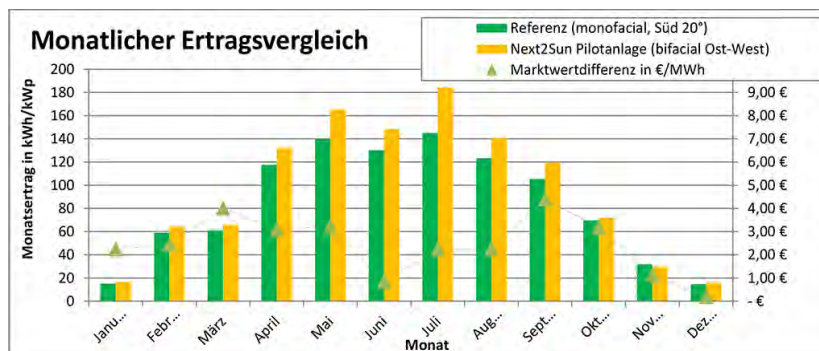


Abbildung 51: Monatlicher Ertragsvergleich Next2Sun Agri-PV Anlagen [23]

Zunächst werden die stündlichen und monatlichen Werte erfasst und aus diesen anschließend die Nennleistung der Beispielanlage errechnet (926 kWp). Die Agri-PV Pilotanlage in diesem Projekt wird jedoch nur für 800 kWp ausgelegt. Um die Herstellerdaten auf die Anlage verrechnen zu können, wird ein Anlagenfaktor aus dem Verhältnis der unterschiedlichen Nennleistungen und auf alle Monatswerte bezogen. Anschließend wird ein Beispieltag aufaddiert, dieser auf den Monatsgesamtwert berechnet und letztendlich auf alle Monatserträge bezogen, um einen spezifischen Monatsfaktor zu bekommen. Danach wird jeder Monatsfaktor auf einen Beispieltag bezogen, um jeweils einen Beispieltag pro Monat zu erhalten. Am Ende wird dann noch der Anlagenfaktor, der zu Beginn errechnet wurde, auf alle Werte verrechnet. In Jupyter Notebooks wird mit einfachem Python Code die bestimmte Anzahl von Tagen pro Monat aneinandergehängt, um eine vollständige Jahreseerzeugungskurve in stündlicher Auflösung zu erhalten.

9.1.3 Windenergie

Die Erzeugungsdatenreihen der Windenergieanlage werden unter Berücksichtigung der datierbaren Verluste durch Fledermausaufkommen und der Leitungs- und Transformatorenverluste von WindPRO errechnet (Kapitel 4.3.3.6). Die ausführlichen Erzeugungsreihen sind in Anhang 12.7 zu finden. Weitere zu erwartende Verluste sind zeitlich nicht terminierbar und werden daher in der Simulation vernachlässigt.

9.1.4 Wasserkraft

Für die Erzeugungswerte der bestehenden und der potenziell geplanten Wasserkraftanlage werden tägliche Abflusswerte der Ahr an der ca. 2,5 km flussaufwärtsgelegenen Pegelstation Müsch zugrunde gelegt (Kapitel 4.4.3). Von diesen wird der von der Behörde vorgeschriebene Mindestabfluss im Flussbett abgezogen. Aus dem Verhältnis von diesen und dem jeweiligen Ausbaubfluss der Turbine werden Faktoren gebildet, welche mit der entsprechenden Maximalleistung der Turbine multipliziert werden. Schließlich werden diese Werte auf den Maximalleistungswert gedeckelt, sodass nicht mehr als die maximal mögliche Leistung erzeugt werden kann. Die täglichen Werte werden anschließend vereinfacht als stündliche Mittelwerte des gesamten jeweiligen Tages angenommen.

9.1.5 Wärme

Die konkretesten Wärmedaten werden über die Energieagentur RLP bezogen und sind nachfolgend tabellarisch in Tabelle 21 dargestellt.

Tabelle 21: Wärmedaten

	Wert	Einheit
Fläche	446,70	ha
Energiebezugsfläche	60317,87	m ²
Gesamter Nutzwärmebedarf	6569,98	MWh/a
Nutzwärmebedarf Raumwärme	5868,24	MWh/a
Nutzwärmebedarf Brauchwasser	701,73	MWh
Spezifischer Nutzwärmebedarf	108,92	kWh/m ² a
Gebäude insgesamt	284	-
Wohngebäude	268	-
Energienutzfläche Wohngebäude	44137,68	m ²
Nutzwärmebedarf Raumwärme Wohngebäude	4580,55	MWh/a
Nutzwärmebedarf Brauchwasser WG	618,02	MWh/a
Spezifische Nutzwärme WG	117,78	kWh/m ² a
Energienutzfläche Nichtwohngebäude	16180,19	m ²
Nutzwärmebedarf Raumwärme NWG	1287,70	MWh/a
Nutzwärmebedarf Brauchwasser NWG	83,71	MWh/a
Spezifische Nutzwärme NWG	84,76	kWh/m ² a

9.2 Simulation

Das folgende Kapitel beschreibt und bewertet die Simulation des Energiesystems. Die einzelnen Szenarien, welche auch in den weiteren Auswertungskapiteln und -tools Anwendung finden, werden beschrieben. Die Grenzen und Schwachstellen der Implementierung werden aufgezeigt und die Ergebnisse zusammengefasst und grafisch dargestellt. Der vollständige Code sowie Ausdrücke von diesem sind im digitalen Anhang 12.9 einsehbar.

9.2.1 Szenarien

Als Szenario 1 wird der Ist-Zustand der energetischen Systeme betrachtet. Aufgrund der nicht ausreichenden Datengrundlage werden einige Annahmen getroffen und teils standardisierte Werte oder Lastgänge verwendet. Dieses Szenario benötigt keine Optimierung, sondern stellt lediglich die Datenbasis der darauffolgenden Simulationen dar. Um eine verbesserte Vergleichbarkeit zu erzeugen, werden dennoch die CO₂ Emissionen über PyPSA berechnet.

Szenario 2 (S2) spiegelt den realistisch erreichbaren Soll-Zustand wider. Eine ausführliche Implementierung im Sinne der Einzelhaushalte würde den zeitlichen Rahmen dieses Projektes sprengen, da jedes einzelne Haus dafür gesondert, in seiner Bauphysiologie, der aktuellen Versorgungssituation sowie der Lebensstil der Bewohnenden, betrachtet werden müsste. Die elektrischen Lasten werden in S2 über den Netzbezug vom deutschen Strommix, einer PV-Erzeugungslleistung von 10 kWp pro Wohnhaus und Nichtwohnhaus, Agri-PV Anlagen in einer Erzeugunggröße von 800 kW, einer Windenergieanlage mit einer installierten Leistung von 3200 kW sowie einer Wasserkraftanlage mit einer Nennleistung von 65 kW gedeckt. Sämtliche dezentrale Erzeugungseinheiten können Überschuss in das Stromnetz einspeisen. Um erzeugungsschwache Zeitpunkte abzufangen, wird außerdem ein elektrischer Quartierspeicher eingebunden, der durch die Simulation in seiner Auslegungsgröße optimiert wird. Zur Umwandlung der elektrischen in thermische Energie wird eine exemplarische einzelne Wärmepumpe eingebunden. Da die Energieerzeugung realistisch nicht in jedem betrachteten Gebäude erneuerbar erzeugt wird, wird der elektrisch produzierte Wärmeanteil auf 80 % gedeckelt und der Restanteil über eine Ölheizung bereitgestellt. Zur Speicherung der thermischen Energie der Wärmepumpe, wird außerdem ein Warmwasserspeicher einbezogen. Die Entwicklung der E-Mobilität und damit diese selbst wird nicht in die Simulation einbezogen.

In Szenario 3 werden über die in PyPSA *Global Constraints* der prognostizierte CO₂ Ausstoß des Energiesystems auf null abgeregelt. Die Simulation legt dadurch sämtliche Erzeugungs- und Speichereinheiten so aus, dass keine fossilen Energieträger inklusive des deutschen Strommixes mehr einbezogen werden.

9.2.2 Datenaufbereitung

Um eine realistische Abbildung der Lastgänge einbeziehen zu können werden unterschiedliche Lastprofile generiert. Für die Wärmelastgänge wird das Simulationstool von nPro genutzt [176]. Durch die eingangs beschriebene Umfrage werden stichprobenartig angegebene Werte der Anwohnenden zu ihren privaten Last- und Gebäudedaten bezogen. Zur Wertschätzung der Unterstützung der Bürger*innen werden in die angegebene Maske diese stichprobenartigen Werte eingepflegt und stündlich aufgelöste Wärmelastgänge über ein Jahr generiert, wie in der folgenden Abbildung 52 abgebildet ist.

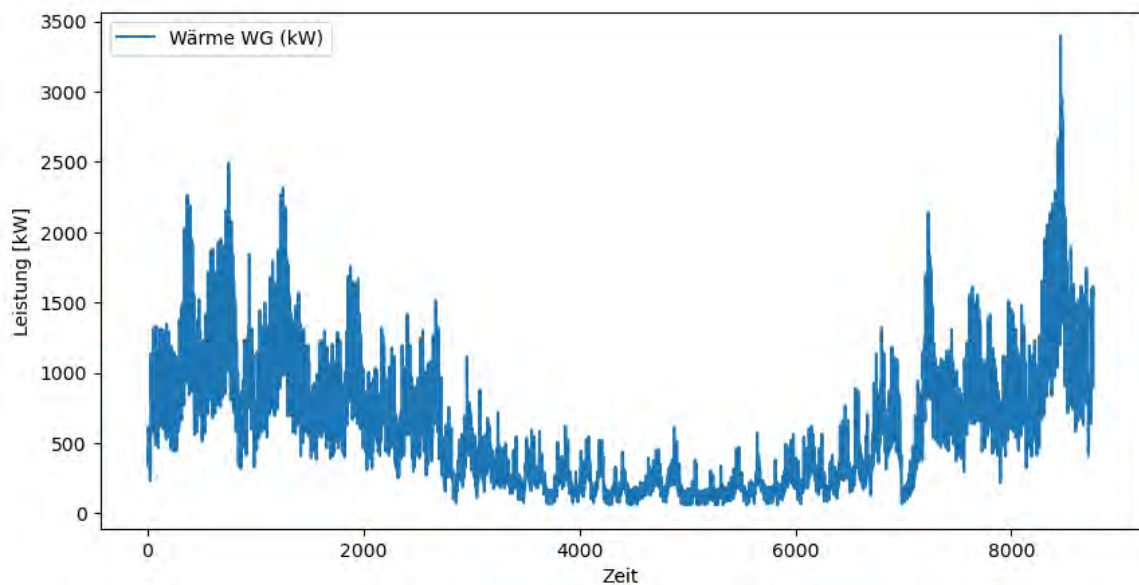


Abbildung 52: Wärmelast Wohngebäude [eigene Darstellung]

Um die Gesamtlast der WG einzubeziehen, werden diese anschließend faktoriell auf die von der Energieagentur RLP bereitgestellten Gesamtwärmelast von ungefähr 5,2 GWh pro Jahr hochskaliert. Diese Lastprofile werden zur Implementierung gemeinsam mit den erzeugten Wärmelastgängen der NWG als ein gesamter Wärmebedarf angegeben. Sämtliche NWG-Wärmelasten werden ebenfalls über nPro generiert, um eine Berücksichtigung der unterschiedlichen Betriebszustände (bspw. Schule, Gastronomiebetrieb oder Hotel) einzubeziehen (Abbildung 53). Eine Differenzierung zwischen der Brauchwassererhitzung und der Deckung der Raumwärme wird nicht berücksichtigt.

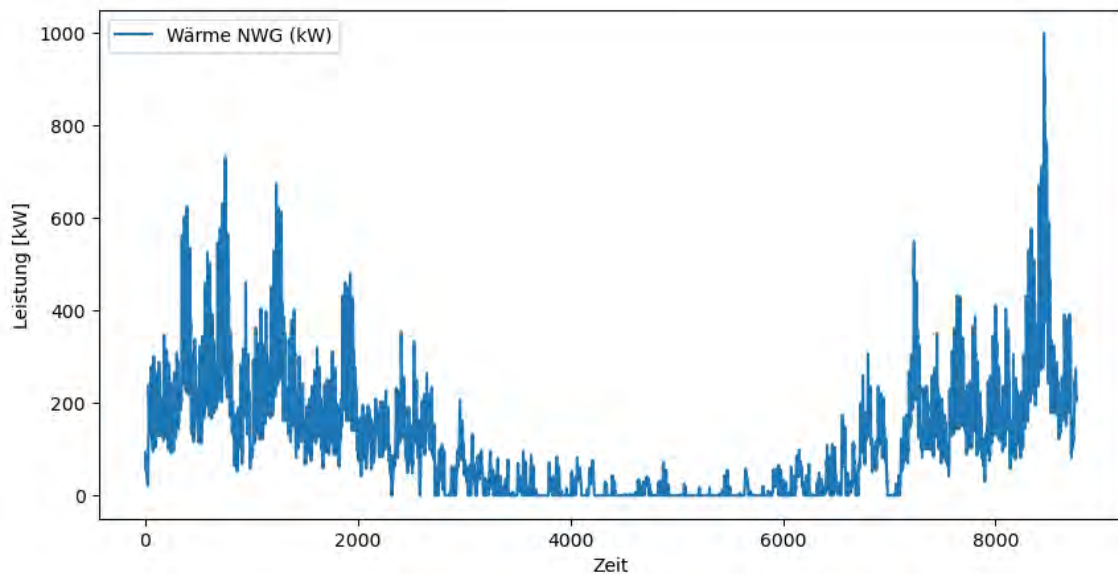


Abbildung 53: Wärmelast Nichtwohngebäude [eigene Darstellung]

Für die Erstellung von Bedarfsprofilen für Raumwärme und Raumklima in nPro werden Top-Down-Verfahren eingesetzt. Über ein vereinfachtes physikalisches Modell auf Basis von Grad-tagszahlen wird aus dem Jahresgesamtbedarf ein Jahresbedarfsprofil generiert. Das Simulationsverfahren wurde für eine Vielzahl von Gebäudetypen anhand von Messreihen in mehreren deutschen Städten validiert. Für Prozesskälte, Trinkwarmwasser, Elektromobilität und Nutzerstrom werden vereinfachte Modelle auf Basis von Standardlastprofilen verwendet. Dabei wird die Saisonalität der Bedarfsprofile über das Jahr berücksichtigt. [177]

Damit die Simulation unterschiedliche meteorologische Faktoren einbezieht werden für die unterschiedlichen Erzeugungseinheiten Profile angelegt und einbezogen. Ebenso werden Wetterdaten eingepflegt, welche insbesondere für die Temperaturabhängigkeit des Wärmesystems benötigt werden.

Für die wirtschaftliche Basissimulation von PyPSA werden außerdem erwerbs- und kostengültige Einzelwerte aufgenommen. Darunter fallen Vergütungssätze des EEG 2023 für die jeweiligen regenerativen Einspeisungen, sowie deren Investitionsgrößen pro zugebauter Leistungs- bzw. Energieeinheit. Sämtliche eingepflegten Werte werden ihrer Anwendung entsprechend in den Einheiten kW, Stunden und Euro oder daraus abzuleitenden Größen implementiert.

9.2.3 Implementierung und Simulation

Die Simulation wird über den Zeitrahmen eines Kalenderjahres ausgeführt und in stündlichen Zeitschritten, also 8760 Stunden, den sogenannten *Snapshots* angewandt. Bevor das Netzwerk aufgebaut werden kann, müssen die zeitabhängigen Datenreihen und zeitunabhängigen Einzelwerte eingepflegt werden. Dazu werden die unterschiedlichen Last- und Erzeugungsreihen in

eine gesammelte Excel Tabelle eingepflegt, welche mithilfe des pandas-Frameworks in ein Dataframe eingelesen wird. In späteren Schritten werden diese Datenreihen mit ihren jeweiligen 8.760 Datensätzen bedarfsgebunden aufgerufen und implementiert.

Der Aufbau des Netzwerkes erfolgt über die zentralen Verknüpfungspunkte Strom und Wärme. An diese werden jeweils weiter vernetzt die unterschiedlichen Energieflüsse über die Erzeugungs- oder Lasteinheiten sowie Zwischenspeicher angebunden. Die nachfolgend in Tabelle 22 genannten Werte werden über die Szenarien nicht verändert:

Tabelle 22: Über die Szenarien statische Werte

CO₂ Emissionen Deutscher Strommix [kg/kWh]	0,375			
Elektrisches System	Dach PV	Agri PV	Windenergie	Wasserkraft
Einspeisevergütung [€/kWh]	0,082	0,07	0,0605	0,1203
Investitionskosten [€/kW]	1300	700	1817	7140
Lebensdauer [a]	20	35	20	80

9.2.3.1 Szenario 1

Szenario 1 ist als Energiesystemskizze in Abbildung 54 dargestellt. Hier wird ersichtlich, dass das Strom- und Wärmesystem mit den jeweiligen Bussen vollständig getrennt ist. Im Ist-Zustand der Stromversorgung Antweilers sind bisher als erneuerbare Energiequellen Dach-PV und Wasserkraft vorhanden, Dach-PV mit knapp 262 kW installierter Leistung und Wasserkraft mit 30 kW. Der restliche Strombedarf wird über den Netzbezug gedeckt. Die EE-Generatoren (Erzeugung und Einspeisung) sind an einem Zwischenbus angeschlossen, damit der theoretische Fall verhindert wird, dass Netzstrom bezogen wird und über einen EE-Einspeisungsgenerator als EE-Strom mit jeweiliger Vergütung wieder ins Netz eingespeist und somit gewinnbringend verkauft wird. Die prozentuale Verteilung der Wärmegeneratoren wurde aus der Umfrage bestimmt und ist in Tabelle 23 ersichtlich. Außerdem sind hier auch die jeweiligen CO₂-Emissionswerte je fossile Wärmeerzeugungsart gelistet. Die Pellet- und Holzheizung wird aufgrund des Kohlenstoffkreislaufes als erneuerbar und somit als klimaneutral eingestuft.

Tabelle 23: Geschätzte Verteilung der momentanen Wärmeverteilung Anteilers mittels Umfrage und jeweilige CO₂-Emissionswerte

	Anteil an der Wärmeversorgung [%]	CO ₂ -Emissionswerte [kg/kWh]
Öl	50	0,318
Gas	9,1	0,382
Flüssiggas	18,2	0,23
Pellets	9,1	0 (eigentlich: 0,22)
Holz	18,2	0 (eigentlich: 0,39)

Eine Wirtschaftlichkeitsberechnung findet für Szenario 1 nicht statt, da die Systeme schon vor Ort vorhanden sind. Viel mehr im Mittelpunkt steht hier die Berechnung der CO₂-Emissionen des Ist-Systems.

Die jeweiligen System-Komponenten- und die zur Implementierung ausgewählten Attribute sind hier genauer beschrieben:

- Die elektrische und thermische Last befindet sich jeweils als Load am Strom und Wärme-Bus und sind dabei als feste Lastreihen über p_set angelegt
- Die EE-Erzeugungsgeneratoren sind wie schon zuvor erwähnt über einen Zwischenbus mit jeweiligem Link angeschlossen und beinhalten die Nennleistung als p_nom und die Erzeugungsgänge geteilt durch die Nennleistung als p_max_pu (maximal mögliche Erzeugung per Unit (0-1) pro Zeitschritt). Die Links verfügen auch über die jeweilige Nennleistung.
- Die EE-Einspeisungsgeneratoren beinhalten auch die jeweilige Nennleistung, sowie die jeweiligen EEG-Einspeisungsvergütungen als „negative Betriebskosten“
- Die Nennleistung der verschiedenen Wärmegeneratoren ist der Maximalwert der jeweiligen Erzeugungsreihe, zudem ist der jeweilige Emissionswert angelegt als carrier und der jeweilige Wirkungsgrad als efficiency

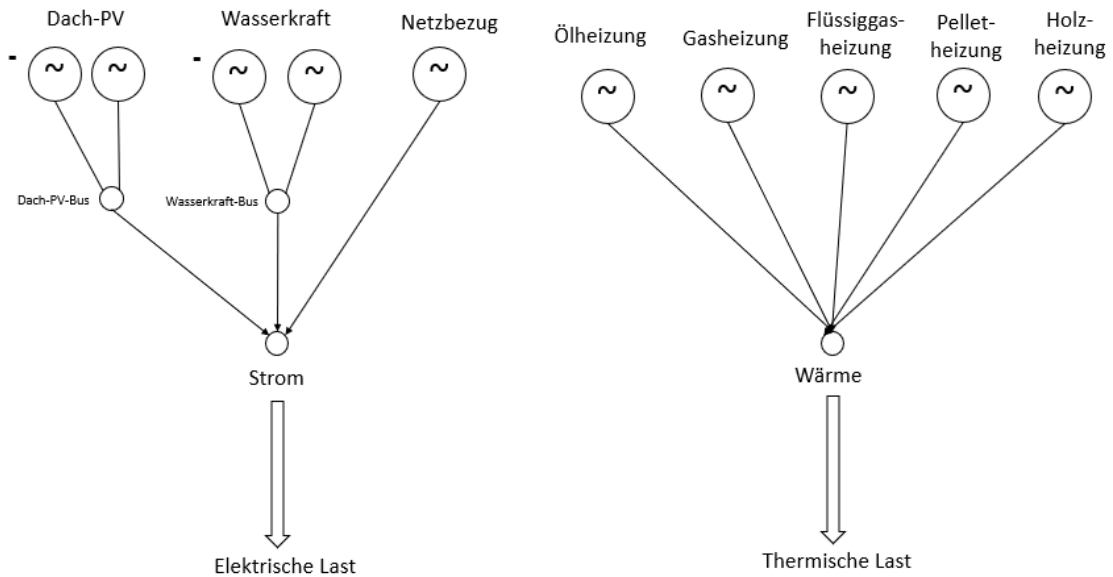


Abbildung 54: Energiesystemskizze von Szenario 1

9.2.3.2 Szenario 2

Zur Implementierung von S2 werden die erneuerbaren Erzeugungseinheiten jeweils an eigenständige nach ihnen benannte Busse angeschlossen, damit PyPSA die jeweiligen Einspeisevergütungen korrekt zuordnen kann. An dem Strombus sind außerdem ein Netzbezugs-Generator sowie der elektrische Quartierspeicher angeschlossen.

S2 beinhaltet zur verbesserten Abbildung einer realistischen Verbesserung eine Ölheizung, welche 20 % der thermischen Last zu decken hat. Diese Ölheizung versucht die Situation vor Ort zu integrieren, welche durch den Wiederaufbau fundierte Zustände kam, durch welchen Haushalte vermehrt zur Reinstallation der alten fossilen Heizungsanlagen getrieben sind. Die Ölheizung soll in 20 % der Haushalte die alleinige Wärmebereitstellung darstellen, wodurch dieses Wärmesystem losgelöst vom restlichen System eingeführt werden muss.

Um die zuvor beschriebenen Datenreihen und deren zeitliche Abhängigkeiten zu berücksichtigen, werden die Strom- und Wärmelasten sowie Erzeugungsreihen wie nachfolgend beschrieben implementiert:

- Die thermische und elektrische Last werden als „Load“ in das Netzwerk eingebracht und an ihre jeweiligen Busse angeschlossen. Um die zuvor berechneten Datengrundlagen in Form von Lastgängen nicht variabel einzubringen, werden die Dataframe Spalten als `p_set` festgelegt.
- Für die erneuerbaren Erzeugungseinheiten werden jeweils Generatoren angelegt, welche wie oben beschrieben über Zwischenbusse und Links an den Rest des Netzwerks angebunden sind. Die Lastgänge werden über eine faktorielle Beschränkung über

p_max_pu eingebunden. Dieses Attribut wird genutzt, um die systemisch zu skalierende Erzeugungsdaten über den betrachteten Zeitraum in Abhängigkeit von den eingefügten Zeitreihen einzubringen. Da per unit einen Zahlenwert zwischen 0 und 1 voraussetzt werden die zeitlichen Daten durch die jeweilige Nennleistung der Erzeugungsform geteilt (Tabelle 24).

Tabelle 24: Erzeugungsleistung der Stromerzeuger in Szenario 2

	Dach-PV	Agri-PV	Windenergie	Wasserkraft
Nennleistung [kW(p)]	3750	800	2300	65

- Der Energieformwechsel wird mit der Verknüpfung durch die Wärmepumpe integriert. Die Wärmepumpe wird als „Link“ zwischen dem Strom und dem Wärme Bus eingebunden. Der jeweilige COP der Wärmepumpe wird abhängig von der Außentemperatur stündlich in einer Schleife berechnet und als Effizienz einbezogen.
- Als separates Wärmesystem wird ein weiterer fossiler Wärme Bus erstellt, an welchen 20 % der thermischen Lasten, sowie eine Ölheizung angeschlossen sind.
- Damit die jeweiligen Energieformen bedarfsgerecht einsetzbar sind werden außerdem Speichereinheiten implementiert. Der thermische Speicher geht vom Wärme Bus ab und beinhaltet thermische Verluste. Der elektrische Quartierspeicher wird mit Ein- und Ausspeicher-Links an den Strom Bus angeschlossen (Tabelle 25).

Tabelle 25: Quartierspeicher und thermischer Speicher

	Quartierspeicher		Thermischer Speicher
Effizienz	0,9	Maximale Speichertemperatur	75
Ladepkapazität [kW]	1050	Vororttemperatur	15
Entladekapazität [kW]	1050	Selbstentladung pro Stunde	0,005

Die nachfolgende Abbildung 55 stellt die Energiesystemskizze von S2 bildlich verdeutlicht dar:

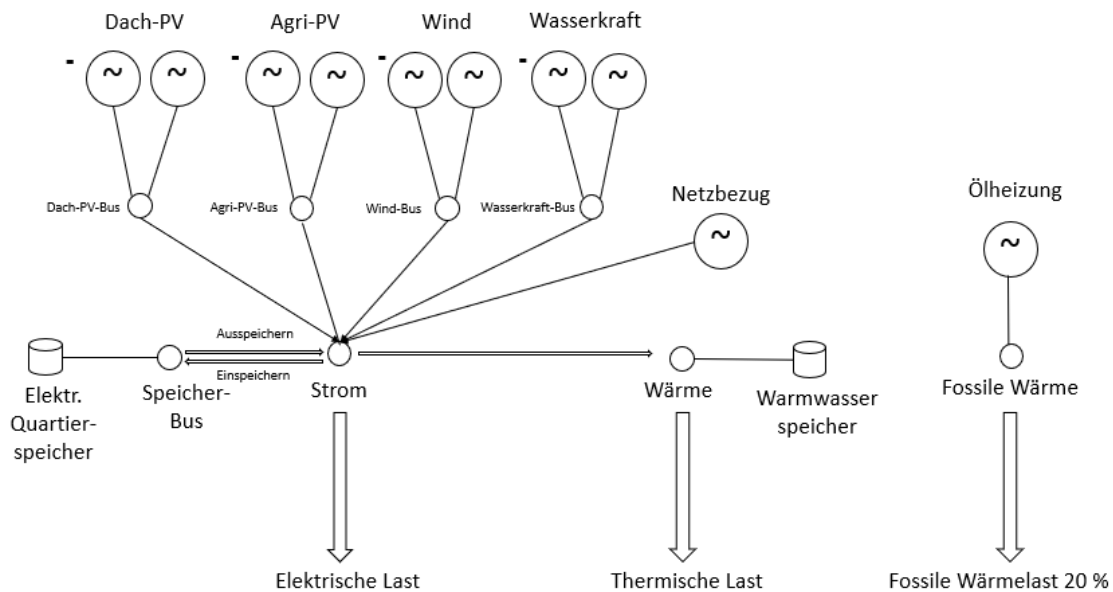


Abbildung 55: Energiesystemskizze von Szenario 2

9.2.3.3 Szenario 3

Der grundlegende Aufbau des Netzwerkes in S3 gleicht dem des zweiten Szenarios. Die einzigen Änderungen belaufen sich auf den Anschluss der Ölheizung an den allgemeinen Wärme-Bus. Die Wärmelast wird dadurch ebenfalls vollständig an den Wärme-Bus angeknüpft, sodass diese nun aus beiden verfügbaren thermischen Quellen gedeckt werden kann.

Da S3 das Ziel verfolgt keinerlei betriebsbedingte CO₂ Emissionen auszubringen, werden in die Optimierung „Global Constraints“ eingepflegt, welche diese Emissionen auf null begrenzen und das System demnach auslegen und optimieren.

Da das Netzwerk emissionsneutral die Gesamtwärmelast über die Wärmepumpe zu decken hat steigt der Strombedarf erheblich und kann nicht mit den bisher eingesetzten Leistungsgrenzen der Erzeugungseinheiten gedeckt werden. Daher werden für die Dach-PV eine maximal zu installierende Leistung angenommen, welche durch die maximale Belegung der gesamten Dachflächen laut dem Solarkataster möglich wäre. Die mögliche Windenergieerzeugungleistung wird verdoppelt, wodurch gegebenenfalls aus den lokal gesetzten geografischen Ortsgrenzen Antweilers ausgebrochen werden müsste. Agri-PV hat zuvor einen Flächenbedarf von ungefähr 2 ha, welche in S3 auf die maximal bebaubare landwirtschaftliche Nutzfläche ausgeweitet werden und dadurch 20 ha betragen, welche in einer maximalen Erzeugungleistung von 8000 kW installierbarer Leistung resultieren (Tabelle 26).

Tabelle 26: Nennleistung der Stromerzeuger in Szenario 3

	Dach-PV	Agri-PV	Windenergie	Wasserkraft
Nennleistung [kW(p)]	6000	8000	4600	65

In der Implementierung verändern sich demnach ausschließlich die angepassten maximal installierbaren Nennleistungen der Erzeugungseinheiten sowie die Anknüpfung des fossilen Wärmesystems an das Hauptsystem, wie die nachfolgende Abbildung 56 grafisch abbildet.

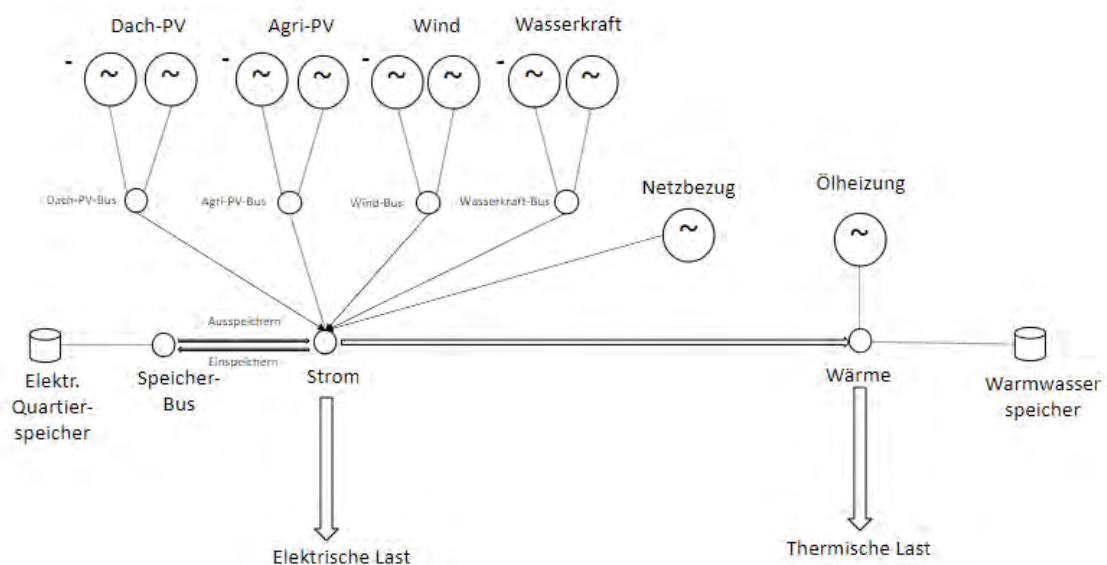


Abbildung 56: Energiesystemskizze von Szenario 3

9.2.4 Ergebnisse der Simulation

In den folgenden Unterkapiteln werden die Ergebnisse der Simulation der drei verschiedenen Szenarien dargestellt und ausgewertet. Dabei wird sich stets auf die Ergebnisübersicht in Tabelle 27 bezogen. Schwerpunkt liegt hierbei auf der Entwicklung der verschiedenen Komponenten-Größen im System. Vorerst wird angenommen, dass die empfohlenen Maßnahmen in Szenario 2 nach inhaltlicher Ausarbeitung in Kapitel 9.2.1 und 9.2.2 realistisch sind. Die Übertragbarkeit der Simulation in die Realität erfolgt als Fehlerbetrachtung im anschließenden Kapitel 9.2.5. Zudem wird die Realisierbarkeit des optimalen Systems in Szenario 3 bewertet.

Tabelle 27: Simulationsergebnisse Szenario 1-3 pro Jahr

	Szenario 1	Szenario 2	Szenario 3
CO₂ Emissionen [t]	2.284,35	504,08	0
Investitionskosten [€]	-	11.697.570,78	24.909.561,22
Amortisationszeit [a]	-	6,10	7,50
Strom			
Strombedarf gesamt [kWh]	2.245.473,68	3.481.250,79	3.784.785,83
Netzbezug [kWh]	1.853.989,78	207.847,01	0,00
Anteil Netzbezug [%]	82,6 %	6 %	0 %
Dach-PV Erzeugung [kWh]	226.089,41	3.069.027,86	4.910.444,58
Dach-PV Einspeisung [kWh]	164,96	2.690.499,47	4.846.547,39
Dach-PV Einspeisungsquote	3,1 %	87,67 %	98,7 %
Wasserkraft Erzeugung [kWh]	165.559,46	270.057,47	270.057,47
Wasserkraft Einspeisung [kWh]	0	191.556,84	256.542,04
Wasserkraft Einspeisungsquote	0	70,93 %	95,0 %
Agri-PV Erzeugung [kWh]	-	812.689,94	8.126.899,41
Agri-PV Einspeisung [kWh]	-	371.246,36	7.354.994,85
Agri-PV Einspeisungsquote [%]	-	45,68 %	90,5%
Wind Erzeugung [kWh]	-	4.985.359,60	9.970.719,20
Wind Einspeisung [kWh]	-	2.590.628,42	7.009.176,98
Wind Einspeisungsquote [%]	-	52 %	70,3%
Wärme			
Wärmebedarf gesamt [kWh]	6.211.268,24	6.211.268,24	6.211.268,24
(Fossile) Wärmeerzeuger* [kWh]	4.539.583,01	1.242.253,65	0,00
Wärmepumpe (thermisch) [kWh]	-	5.172.232,89	6.445.166,03
Wärmepumpe (elektrisch) [kWh]	-	1.235.777,10	1.539.312,15
Jahresarbeitszahl		4,19	4,19
Speicher			
Warmwasserspeicher [kWh]	-	34.237,10	74.849,71
Warmwasserspeicher [Liter]		490.268.769,06	1.071.833.602,6
			4
Elektrischer Quartierspeicher	-	743,19	1.279,06

9.2.4.1 Szenario 1

Szenario 1, welches den Ist-Zustand der Energieversorgung in Antweiler abbildet, erzeugt mit seinem bisherigen Strom- und Wärmeerzeugungssystem 2.284 Tonnen CO₂ jährlich. Pro Einwohner entspricht das 4,8 Tonnen jährlich, ausschließlich für die Strom- und Wärmeversorgung, Mobilität und Lieferketten für Konsumgüter nicht inbegriffen. Der gesamte CO₂-Fußabdruck eines Deutschen liegt zwischen 7-17,7 Tonnen [178]. Zu diesen hohen gesamten CO₂-Emissionen in Szenario 1 führt zum einen der hohe Netzbezug von 82,6 % in Kombination mit verhältnismäßig wenig Erneuerbaren Energien vor Ort, als auch die Wärme, die zu einem großen Teil fossil erzeugt wird. Der Dach-PV Strom wird über ein Jahr gerechnet nur zu 3,2 % ins Netz eingespeist, während der durch Wasserkraft generierte Strom nie eingespeist wird. Dementsprechend werden diese beiden erneuerbaren Energien bei ihrer Erzeugung meist direkt in Antweiler verbraucht, da in diesem Szenario kein elektrischer Speicher zur Verfügung steht.

Es ist anzunehmen, dass diese sehr geringe Netzeinspeisung in der Optimierung sowohl durch die EEG-Einspeisevergütungen, die sich in diesem Szenario wirtschaftlich weniger lohnen, als auch durch die jeweiligen Erzeugungsprofile zu Stande kommt. Wasserkraft im Vergleich zu PV ist über längere Zeitintervalle wesentlich konstanter in der Erzeugung als PV, die bspw. jede Nacht auf 0 absinkt und stark vom Wetter beeinflusst wird. Zudem handelt es sich bei Wasserkraft auch um wesentlich kleinere Erzeugungsmengen als bei Dach-PV. Sowohl die Fluktuation der Strom-Erzeugung als auch das Verhältnis von Einspeisung, Erzeugung und der gesamten elektrischen Last ist in Abbildung 57 links zu erkennen. In Abbildung 57 sind auf der rechten Seite die verschiedenen thermischen Erzeugungsprofile im Verhältnis zur gesamten thermischen Last dargestellt. Hierbei ist deutlich sichtbar, dass die einzelnen Wärmeerzeuger prozentual mit den Anteilen aus der Umfrage im Hinblick auf die thermische Last errechnet wurden.

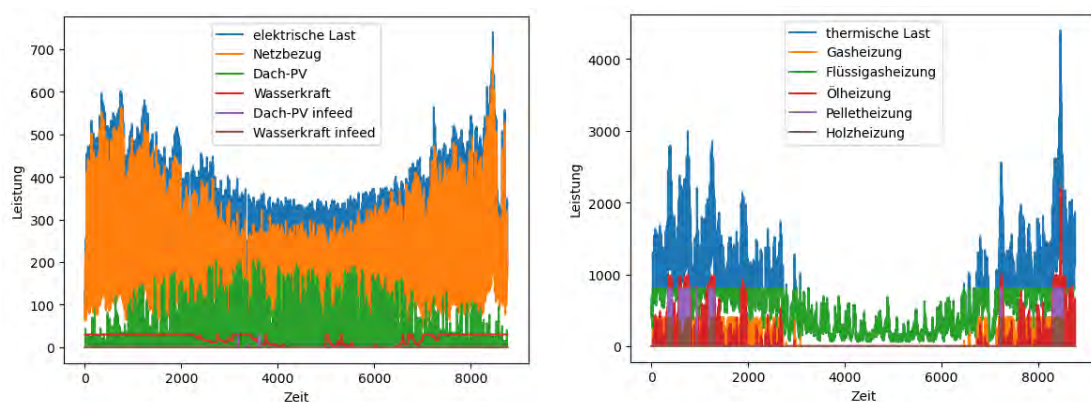


Abbildung 57: jährliche Datenreihen elektrisches (links) und thermisches System (rechts) für Szenario 1, Lasten und Erzeuger in stündlicher Auflösung [eigene Darstellung]

9.2.4.2 Szenario 2

Szenario 2 bildet das System ab, welches durch die im Rahmen des Moduls „Lokales Energiemanagement“ erarbeiteten Maßnahmen für eine erneuerbare Energieversorgung Antweilers als umsetzbar beurteilt wurden. Zu dem Stromgeneratoren kommen nun eine Windenergieanlage, eine Agri-PV Pilotanlage, ein verbessertes Wasserkraftwerk und Dach-PV auf nahezu jedem Dach in der Gemeinde. 80 % der Wärme werden über Wärmepumpen bereitgestellt, während die übrigen 20 % weiter durch Ölheizungen generiert werden.

Die CO₂-Emissionen sinken im Vergleich zu Szenario 1 von 2.284 Tonnen auf knapp 504 Tonnen. Dies stellt im Rahmen einer CO₂-Bilanz eine beachtliche Verbesserung dar. Durch die Wärmeversorgung mittels Wärmepumpen steigt der jährliche Strombedarf um ca. 1.200 MWh, der Netzbezug sinkt jedoch durch die zahlreichen neuen erneuerbaren Energien von 82,6 % auf 6,1 %. Die erneuerbaren Stromgeneratoren haben alle eine recht hohe Einspeisungsquote, die jeweils ungefähr zwischen 46 % und 88 % liegt. Die grafischen Verhältnisse von Erzeugung zu Einspeisung lassen sich in Abbildung 58 erkennen.

Die Jahresarbeitszahl der Wärmepumpe, also das Verhältnis aus elektrischen Energieinput und thermischen Energieoutput über ein Jahr gerechnet, beträgt 4,19 und kann als effizient bezeichnet werden. Effiziente Wärmepumpen haben eine Jahresarbeitszahl zwischen 3 und 4,5 [179]. Der Warmwasserspeicher im Zusammenhang mit der Wärmepumpe wurde in der Optimierung auf ca. 191.556,84 MWh ausgelegt und würde somit ca. 191,5 Millionen Liter fassen. Nicht zu vergessen bei dieser Größe ist, dass in der Simulation mit einer großen Wärmepumpe und einem großen Warmwasserspeicher für die gesamte Kommune gerechnet wurde, in der Realität aber jeder Haushalt eine eigene Wärmepumpe inklusive Warmwasserspeicher haben würde.

Der elektrische Quartierspeicher der Gemeinde wurde auf eine Kapazität von 743 kWh optimiert ausgelegt. Dabei speichert er im Jahr 197.999,05 kWh ein und wieder aus. Welcher Teil der erneuerbaren Stromgeneratoren in den Speicher einfließt, geht aus der Simulation nicht hervor.

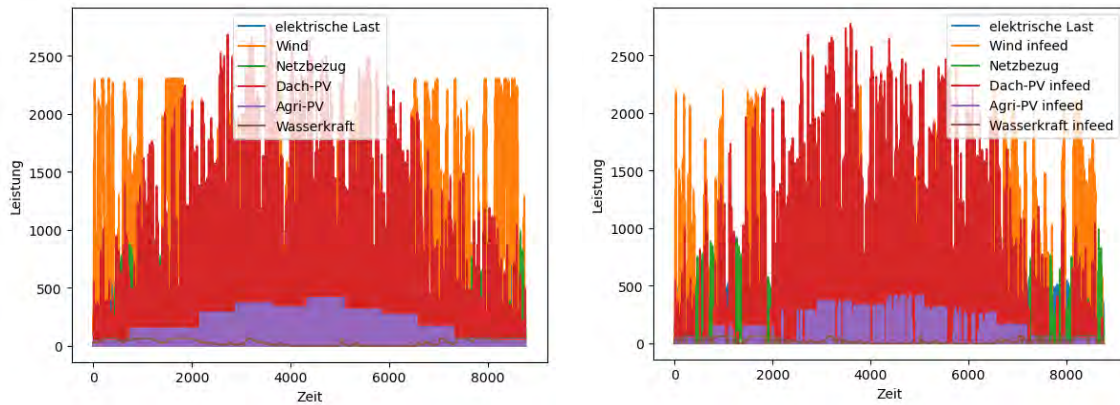


Abbildung 58: jährliche Datenreihen elektrisches System für Szenario 2, Lasten und Erzeuger in stündlicher Auflösung [eigene Darstellung]

9.2.4.3 Szenario 3

In Szenario 3 soll das Energiesystem 100 % erneuerbar sein, dementsprechend werden die CO₂-Emissionen in der Optimierung auf 0 % runter geregelt. Dies sorgt für folgende Entwicklungen.

Der Netzbezug reduziert sich auf 0, da der deutsche Strommix zurzeit noch nicht 100 % erneuerbar ist. Somit wird das System 100 % autark, wird aber nicht netzunabhängig, da ja immer noch ins Netz eingespeist wird. Zudem steigen die EE-Einspeisungsquoten auf 70 bis 98,7 % und sind bis auf die Windenergie alle größer als 90%. Die Dach-PV Erzeugung wird dabei 1,6-fach größer, Agri-PV verzehnfacht und es käme ein weiteres Windrad der gleichen Leistung hinzu. Wie Einspeisung und Erzeugung sich prozentual entwickeln, ist in Abbildung 59 zu erkennen. In den folgenden Punkten ist dargestellt, warum ein weiterer Ausbau der erneuerbaren Energien in Szenario 3 innerhalb der Systemgrenzen vermutlich nicht machbar wäre:

- ein weiterer Dach-PV Ausbau unrealistisch, da alle Dach-Flächen in Szenario 2 schon ausgeschöpft sind
- mehr Agri-PV wäre wegen hügeliger Fläche und Verschattungssituation durch Wald und Windrad auch eher schwierig
- Die zweite Windenergieanlage müsste in der Realität auch eher außerhalb der Gemeindegrenzen einen Platz finden

Im Wärmesystem wird die fossile Wärmeerzeugung mit Öl gänzlich durch Wärmepumpen ersetzt, die Jahresarbeitszahl von 4,19 bleibt dabei gleich. Der Warmwasserspeicher wird wesentlich größer und steigt von 191.556,84 kWh auf 46.779.558,21 kWh. Umgerechnet würde er eine Menge von mehr als 1 Milliarde Litern beinhalten. Der elektrische Quartierspeicher hat eine Kapazität von 1279 kWh, und speichert im Jahr circa 60.000 kWh mehr ein als in Szenario 2, was eine realistische Entwicklung bei 0 % Netzbezug ist.

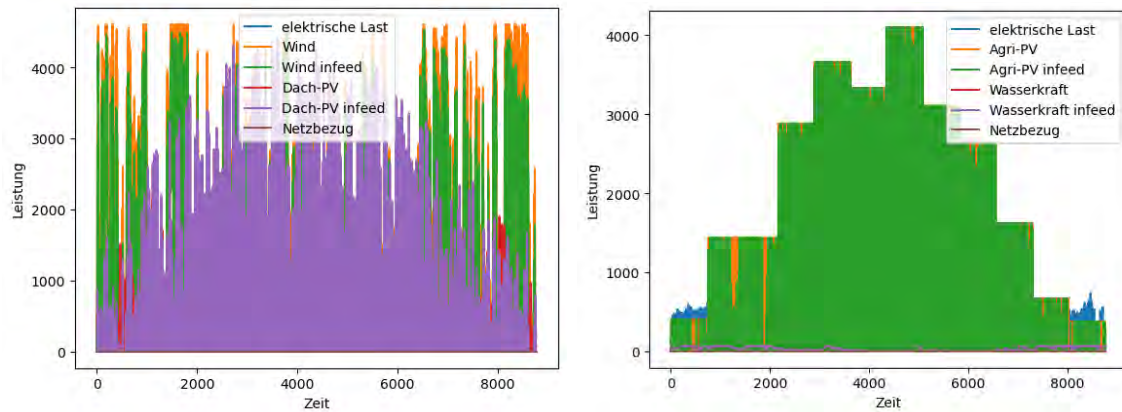


Abbildung 59: jährliche Datenreihen elektrisches System für Szenario 3, Lasten und Erzeuger in stündlicher Auflösung [eigene Darstellung]

9.2.4.4 Gesamtergebnis

In Szenario 2 können die CO₂-Emissionen der Strom- und Wärmeversorgung des Ist-Systems mittels der empfohlenen Maßnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien schon bereits um 78 % gesenkt werden. Auch die Investitionskosten für das Gesamtsystem von 11,7 Millionen € (Tabelle 27) befinden sich in einem realistischen Rahmen, werden aber in Kapitel 9.3 noch ausführlicher und zuverlässiger berechnet. Um das Energiesystem Anteilers 100 % erneuerbar zu gestalten, sind Maßnahmen außerhalb der Gemeindegrenzen und somit außerhalb der gesetzten Systemgrenzen des Projekts notwendig. Innerhalb der Gemeindegrenzen ist das Flächenpotential für eine ausschließliche erneuerbare Versorgung nicht ausreichend. Insbesondere nicht, wenn Mobilität miteinbezogen wird.

9.2.5 Fehlerbetrachtung

Um die Vergleichbarkeit aufrecht erhalten zu können, werden gewisse Werte über die Szenarien nicht weiter verändert, auch wenn davon auszugehen ist, dass diese sich in Zukunft stark verändern werden. Darunter fallen beispielsweise unterschiedliche Preise, welche sich aufgrund globaler Entwicklungen sowie Verfügbarkeiten und politischen Entscheidungen verändern können. Außerdem wird der Deutsche Strommix mit einem aktuellen CO₂-Ausstoß verknüpft, welcher sich optimistisch prognostiziert zukünftig verringern sollte.

Die Auslegung des Wärmesystems stellt keine realistische Option dar, da ausschließlich eine Großwärmepumpe und ein Großwärmespeicher, anstatt einzelnen haushaltsbezogenen Anlagen eingebunden werden. Dadurch werden individuelle Installations- und Betriebskosten vernachlässigt. Diese laufenden Kostenpunkte werden nicht nur beim Wärmesystem vernachlässigt, sondern ebenfalls beim gesamten elektrischen System.

Außerdem berechnet die Simulation die COP der Wärmepumpe für jeden Zeitschritt neu, wodurch eine positive Verzerrung stattfindet. Wärmepumpen haben einen festen COP und

damit Betriebspunkte, an denen die Erzeugung optimaler funktionieren kann als an anderen. Für nichtausreichende Zeitschritte müsste daher ebenfalls eine andere Form der Wärmegeneration wie beispielsweise ein Heizstab zur Lastdeckung eingesetzt werden.

Es ist anzunehmen, dass in Zukunft außerdem Energieeinsparungen und verbesserte -effizienzen zu verringerten Lasten führen würden, die in dieser Simulation nicht berücksichtigt werden. Gegenätzlich dazu stehen die vernachlässigten Wärmeverluste über die Gebäudehülle und beteiligten Leitungen. Für die korrekte Auslegung müssten außerdem Mobilitätsdaten mit einbezogen werden. Von technischer Seite müssten weiterhin Gleichzeitigkeitsfaktoren sowie Leitungsaus- oder sogar -überlastungen mit einbezogen werden.

9.3 Wirtschaftlichkeit

Folgendes Kapitel befasst sich mit den betriebsgebundenen, bedarfsgebundenen und investitionsgebunden Kosten im Vergleich zu den zu erwartenden Erlösen je nach Szenario und Anlage bzw. Technologie. Die Werte werden jährlich über einen Betrachtungszeitraum von 20 Jahren berechnet. Zusammenfassend wird die Annuität der drei Szenarien verglichen.

9.3.1 Datengrundlage

In den Szenarien 2 und 3 wird die Annuität als Gesamtheit betrachtet. Dies bedeutet, dass eine gleichrangige Partizipation aller Bürger*innen vorausgesetzt ist und der gespeicherte Strom im Quartierspeicher, wie in Kapitel 7 beschrieben, vorrangig aus jenen Anlagen stammt, die eine geringere Einspeisevergütung bekommen.

Für die Strompreisentwicklung wird der aktuelle Marktpreis für Strom in Rheinland-Pfalz angenommen, mit einer zusätzlichen jährlichen Inflationsrate von 3 %. Der aktuelle Strompreis in Rheinland-Pfalz beträgt (Stand 14. Mai 2023) 51,8 Cent/kWh in der Grundversorgung. [180]

Die Rohstoffpreisentwicklung wird mit 13 % Preissteigerung in den ersten fünf Jahren und einer späteren Inflationsrate von 3 % angenommen. Die Einspeisequoten, Strom- und Wärmebedarf entsprechen den Ergebnissen der durchgeführten Simulation (siehe Kapitel 9.2). Die ausführlichen Berechnungen, Tabellen und Diagramme sind dem Wirtschaftlichkeitstool (Anhang 12.10) zu entnehmen.

9.3.2 Ergebnisse Szenario 1

Da das Szenario 1 den aktuellen Stand repräsentiert, fallen keine Investitionskosten an. Tabelle 28 zeigt die kumulierten Einnahmen und betriebsgebundenen bzw. bedarfsgebundenen Kosten in Fünf-Jahres-Intervallen für Szenario 1:

Tabelle 28: Kumulierte Einnahmen für Szenario 1

Jahr	5	10	15	20
Dach-PV	570.666,53 €	1.213.891,42 €	1.937.438,86 €	2.750.920,62 €
Wasserkraft	320.950,70 €	691.434,40 €	1.119.340,44 €	1.613.814,70 €

Wie Abbildung 60 im Vergleich darstellt, wachsen die Erlöse besonders stark mit den Stromkosten durch die geringen Einspeisequoten. Die durchschnittlichen prognostizierten Stromkosten über 20 Jahre belaufen sich auf 1.684.709,58 € und die Heizkosten auf 1.551.705,33 €.

Trotz der hohen Erlöse durch die bereits bestehenden Photovoltaikanlagen und das Wasserkraftwerk besteht viel Ausbaupotenzial, das zur Reduzierung der hohen Strompreise führen würde. Die erheblichen Einnahmen lassen sich durch alte Vergütungssätze erklären, dessen Förderdauern jedoch überwiegend vor Ende des Betrachtungszeitraums ablaufen. Die Einspeisevergütung wird nach der restlichen Förderdauer und dem Jahresertrag der bestehenden Anlagen gemittelt (Anhang 12.4).

9.3.3 Ergebnisse Szenario 2

Tabelle 29 zeigt die Investitionskosten, kumulierten Einnahmen und Kosten nach 20 Jahren, den Restwert und die Amortisationszeit der verschiedenen Anlagen für Szenario 2:

Tabelle 29: Kumulierte Einnahmen und Kosten für Szenario 2

Jahr	Investitions- summe (Jahr 0)	20	Abzgl. Restwert der Nutzungsdauer	Amortisati- onszeit
Dach-PV	-4.874.475,73 €	1.095.753,73 €	1.095.754 kWh	16 Jahr(e)
Agri-PV	-560.000,00 €	4.702.835,68 €	4.911.583,45 €	2 Jahr(e)
Windkraft	-4.179.100,00 €	30.195.697,60 €	30.195.697,60 €	3 Jahr(e)
Wasserkraft	-536.250,00 €	456.425,86 €	806.241,45 €	11 Jahr(e)
Wärmepumpe & -speicher	-1.327.977,00 €	271.772,02 €	448.337,84 €	18 Jahr(e)
Quartierspeicher	-411.495,00 €	1.068.406,83 €	1.068.406,83 €	4 Jahr(e)
Ladesäule	-2.400,00 €	-19.595,63 €	-19.595,63 €	Nie
Carsharing	-32.140,00 €	-339.433,70 €	-262.790,28 €	Nie

In Abbildung 61 ist die Entwicklung der kumulierten Einnahmen inklusive der betriebsgebundenen bzw. bedarfsgebundenen Kosten dargestellt. Die durchschnittlichen prognostizierten Stromkosten über 20 Jahre belaufen sich auf -3.162.076,26 € (durch die Wärmepumpen ca. doppelt so viel wie in Szenario 1) und die Heizkosten auf 261.249,93 € (etwa einem Fünftel im Vergleich zu Szenario 2). Die Stromkosten werden durch die Erlöse der erneuerbaren Energieerzeuger großzügig abgedeckt.

Es werden besonders Gewinne durch die Windkraft und an zweiter Stelle durch Agri-PV erzielt, da diese geringe Einspeisequoten besitzen und durch die hohen Strompreise begünstigt werden.

Durch die hohen Kosten und geringen Nutzungsdauern der Elektrofahrzeuge (laut AfA-Liste liegen diese bei sechs Jahren) besitzt Carsharing eine besonders negative Wirtschaftlichkeit. Wie in Kapitel 6.2.6 bereits erklärt, agieren Carsharing-Dienste im ländlichen Raum auf ehrenamtlicher Basis und amortisieren sich nicht. Aus dieser Erkenntnis empfiehlt sich die Leihe der PKWs in Drei-Jahres-Intervallen oder die Nutzung von Gebrauchtwagen statt einem Kauf. Diese können durch andere Anlagengewinne wie bspw. Windkraft finanziert werden, wie es bekannterweise in anderen Gemeinden der Fall ist.

Die Ladeinfrastruktur hat durchschnittliche Kosten von ca. 1.000 € pro Jahr. Ihre Wirtschaftlichkeit hängt direkt mit der Nutzung der Einwohner*innen zusammen. Die Ladezeiten, -dauern und -kunden sind unbekannt und somit die Erlöse nicht prognostizierbar.

9.3.4 Ergebnisse Szenario 3

Tabelle 30 zeigt die Investitionskosten, kumulierten Einnahmen und Kosten nach 20 Jahren, den Restwert und die Amortisationszeit der verschiedenen Anlagen für Szenario 3:

Tabelle 30: Kumulierte Einnahmen und Kosten für Szenario 3

Jahr	Investitions- summe (Jahr 0)	20	Abzgl. Restwert der Nutzungs- dauer	Amortisati- onszeit
Dach-PV	-6.599.574,09 €	-1.862.583,36 €	-1.862.583,36 €	Nie
Agri-PV	-560.000,00 €	-394.456,80 €	-185.709,04 €	Nie
Windkraft	-8.358.200,00 €	39.169.590,22 €	39.169.590,22 €	4 Jahr(e)
Wasserkraft	-536.250,00 €	-262.648,12 €	87.167,46 €	Über 20 Jahre
Wärmepumpe & - speicher	-615.000,00 €	485.069,96 €	663.375,34 €	16 Jahr(e)
Quartierspeicher	-529.065,00 €	1.435.585,19 €	1.435.585,19 €	4 Jahr(e)
Ladesäule	-2.400,00 €	-19.595,63 €	-19.595,63 €	Nie
Carsharing	-32.140,00 €	-339.433,70 €	-262.790,28 €	Nie

Wie auch in Szenario 2, amortisiert sich das Carsharing und die Ladeinfrastruktur nicht. Als einzige Technologie verbessert sich die Amortisationszeit der Wärmepumpen und -speicher um zwei Jahre durch die gesparten konventionellen Rohstoffpreise. Der Quartierspeicher bleibt weiterhin eine wirtschaftliche Investition mit einem Umsatz von ca. 1,4 Mio. € nach 20 Jahren. In Abbildung 60 bis Abbildung 62 ist die Entwicklung der kumulierten Einnahmen inklusive der betriebsgebundenen bzw. bedarfsgebundenen Kosten dargestellt. Durch die zweite Windkraftanlage ist das dritte Szenario die Variante mit dem geringsten wirtschaftlichen Risiko. Dies besteht trotz der Verluste der anderen Erzeugungsanlagen.

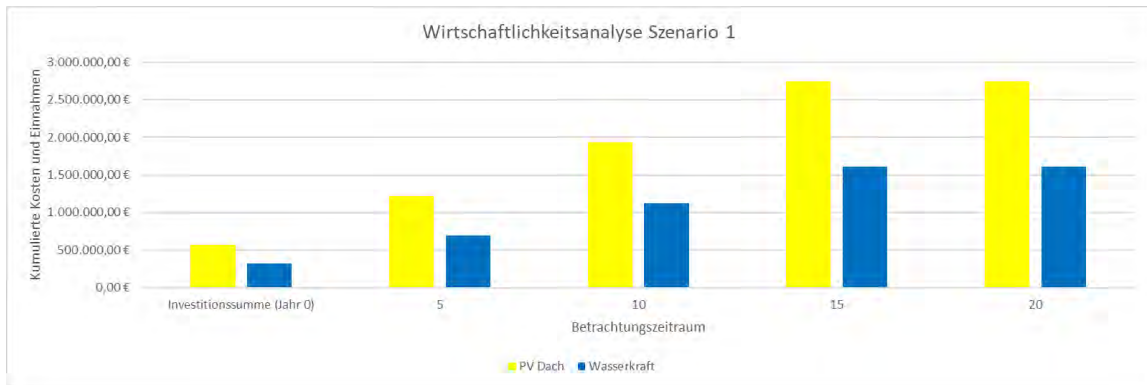


Abbildung 60: Kumulierte Kosten und Einnahmen Szenario 1 [Eigene Darstellung]

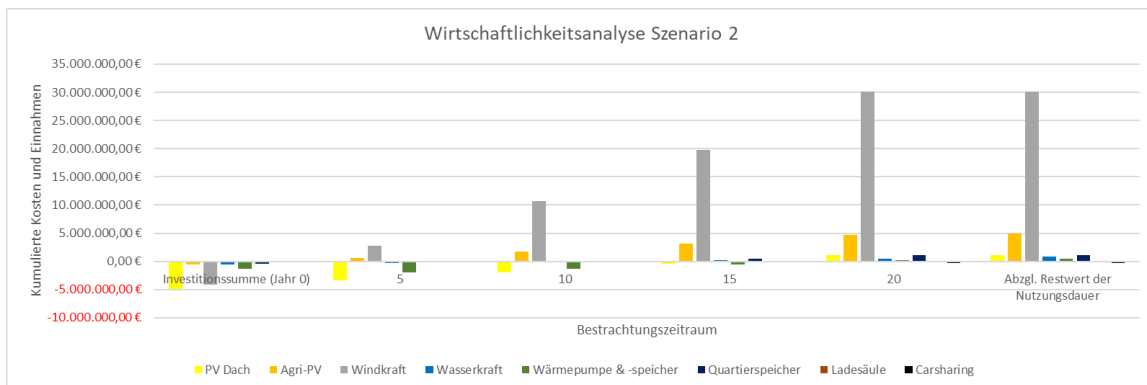


Abbildung 61: Kumulierte Kosten und Einnahmen Szenario 2 [Eigene Darstellung]

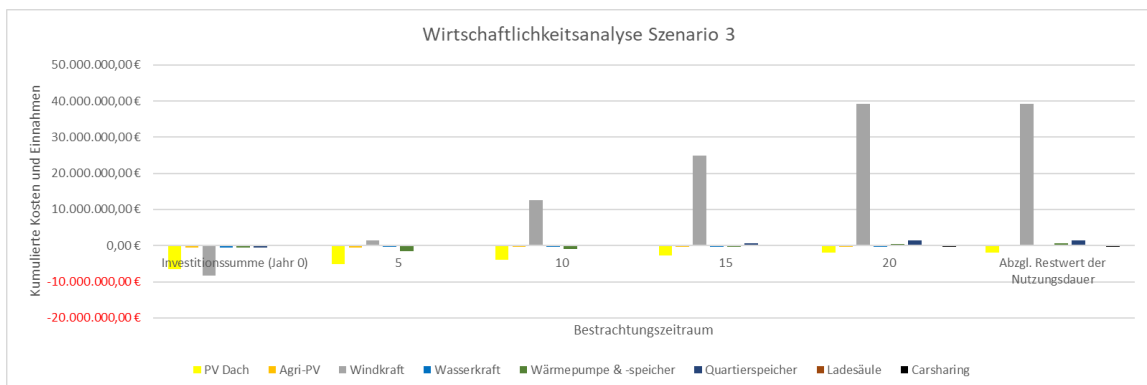


Abbildung 62: Kumulierte Kosten und Einnahmen Szenario 3 [Eigene Darstellung]

9.3.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit langfristiger Investitionen wird im Folgenden die Annuitätenmethode nach VDI 2067-1 verwendet, da diese Zins- und Zinseszinsseffekte berücksichtigt [181]. Zur Berechnung der Annuität der bedarfsgebundenen Kosten wird Formel 7 verwendet:

$$A_{N,V} = A_{V1} \cdot a \cdot b_V$$

Formel 7: Annuität der bedarfsgebundenen Kosten

$A_{N,V}$: Annuität der bedarfsgebundenen Kosten in €

$A_{V,1}$: Bedarfsgebundenen Kosten im ersten Jahr in €

a : Annuitätsfaktor

b : Preisdynamischer Barwertfaktor

Zur Berechnung der Annuität der betriebsgebundenen Kosten wird in Formel 8 verwendet:

$$A_{N,B} = A_{B1} \cdot a \cdot b_B$$

Formel 8: Annuität der betriebsgebundenen Kosten

$A_{N,B}$: Annuität der betriebsgebundenen Kosten in €

$A_{B,1}$: Betriebsgebundenen Kosten im ersten Jahr in €

Zur Berechnung der Annuität der Kapitalkosten werden Formel 9, Formel 10 und Formel 11 verwendet:

$$A_{N,K} = (A_0 + A_1 + A_2 + \dots + A_n - R_W) \cdot a$$

Formel 9: Annuität der Kapitalkosten

$$R_W = A_0 \cdot r^{n \cdot T_N} \cdot \frac{(n+1) \cdot T_N - T}{T_N} \cdot \frac{1}{q^T}$$

Formel 10: Restwert

$$A_1 = A_0 \cdot \frac{r^{1 \cdot T_N}}{q^{1 \cdot T_N}}$$

$$A_2 = A_0 \cdot \frac{r^{2 \cdot T_N}}{q^{2 \cdot T_N}}$$

$$A_n = A_0 \cdot \frac{r^{n \cdot T_N}}{q^{n \cdot T_N}}$$

Formel 11: Annuität der Ersatzbeschaffungen

A_0 : Investitionsbetrag zur Inbetriebnahme in €

T_N : Anzahl der Nutzungsdauer der Anlagenkomponente

T : Bedarfsgebundenen Kosten im ersten Jahr €

q : Zinsfaktor

r : Preisänderungsfaktor

n : Anzahl der Ersatzbeschaffungen innerhalb des Betrachtungszeitraums

Zur Berechnung der Annuität der bedarfsgebundenen Kosten wird Formel 12 verwendet:

$$A_{N,E} = E_1 \cdot a \cdot b_E$$

Formel 12: Annuität der Erlöse

$A_{N,V}$: Annuität der Erlöse in €

E_1 : Erlöse im ersten Jahr in €

Der Annuitätsfaktor a und der preisdynamische Faktor b für die jeweiligen Kosten werden mit Formel 13 und Formel 14 berechnet:

$$a = \frac{q - 1}{1 - q^{-T}}$$

Formel 13: Annuitätsfaktor

$$b = \frac{1 - \left(\frac{r}{q}\right)^T}{q - r}$$

Formel 14: Preisdynamischer Faktor

Die Parameter zur Berechnung werden in Tabelle 31 beschrieben:

Tabelle 31: Berechnungsfaktoren für die Annuitätsmethode

Berechnungsfaktoren	Bezeichnung	Einheit	Wert
Annuitätsfaktor	a	-	0,0538
Betrachtungszeitraum	T	Jahr	20
Zinsfaktor	q	-	1,007
Preisänderungsfaktor	r	-	1,03

Da die ermittelten Annuitäten für die Investitionen positiv sind, wie Abbildung 63 zeigt, ist eine Wirtschaftlichkeit gegeben. Die mittleren Energiekosteneinsparungen pro Jahr übersteigen somit die mittleren Kosten pro Jahr.

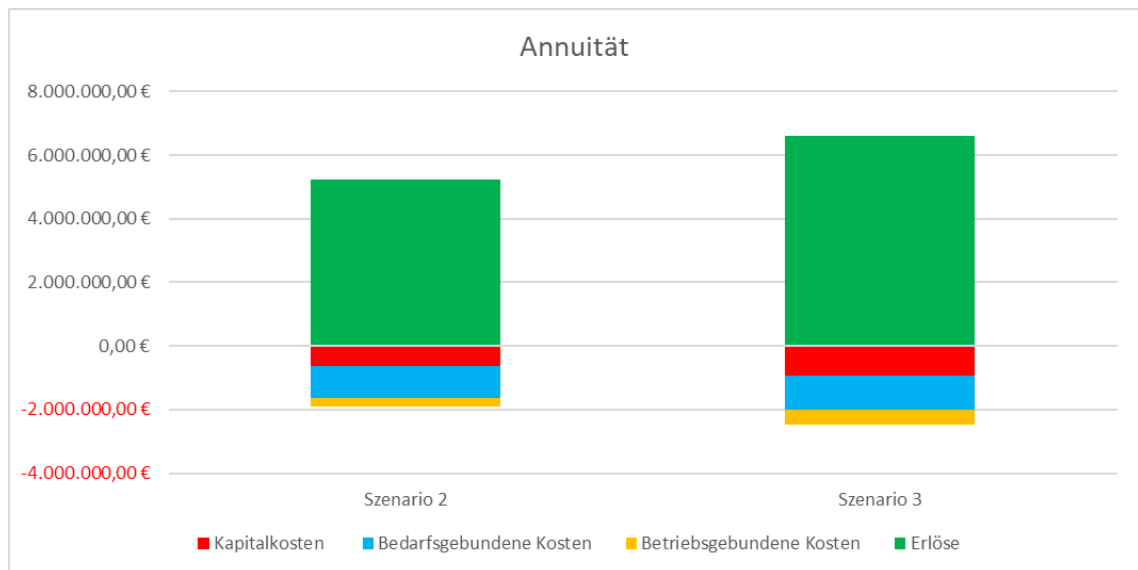


Abbildung 63: Annuität der Szenarien 2 und 3 [Eigene Darstellung]

Die genauen Werte der Gesamtannuität sind der Tabelle 32 zu entnehmen:

Tabelle 32: Gesamtannuität der Szenarien 2 und 3

Annuität	Szenario 2	Szenario 3
Kapitalkosten	-632.987,79 €	-937.401,41 €
Bedarfsgebundene Kosten	-998.553,83 €	-1.063.983,49 €
Betriebsgebundene Kosten	-264.397,32 €	-483.204,80 €
Erlöse	5.226.277,98 €	6.617.725,74 €
Gesamt	3.330.339,05 €	4.133.136,05 €

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass sowohl Szenario 2 als auch Szenario 3 durch ihre positive Annuität einen Gewinn erzielen. Empfohlen lässt sich trotz einer geringeren Gesamtannuität das Szenario 2, da sich dort alle Erzeugungsanlagen amortisieren. Der Unterschied in den Erlösen liegt an der einzigen Windkraftanlage im Vergleich zu Szenario 3, in dem die Einnahmen zweier Windkraftanlagen berechnet werden.

Windkraft erweist sich als eine profitable Energiequelle, trotz der geringsten Einspeisevergütung. Die Wirtschaftlichkeit von Wasserkraft und Photovoltaik hängt in höherem Maße von der Einspeisequote ab und muss daher passend dimensioniert werden.

Kosten für Strom erhöhen sich durch Wärmepumpen in den Szenarien 2 und 3 erheblich. Wärmepumpen werden jedoch verpflichtend, also können diese Kosten nicht umgangen werden.

9.3.6 Fehlerbetrachtung

Die Prognostizierung der Strom- und Rohstoffpreise ist besonders ungenau durch neueste Krisen und unsicherer zukünftiger Entwicklungen des Marktes, wodurch die Ergebnisse von der Realität abweichen können.

Ebenso bewertet eine gemeinsame Betrachtung der Szenarien die dritte Variante als wirtschaftlicher, allein durch die zusätzliche Windkraftanlage. Jedoch ist in Bezug auf die einzelnen Technologien das zweite Szenario wirtschaftlich sinnvoller.

Die gemeinsame Bewertung der Photovoltaik auf Gebäuden führt zu geringeren Gewinnen, da größere Anlagen bei Volleinspeisung bis zu 5 Cent/kWh mehr erzielen als geringere, häusliche Photovoltaikanlagen, die primär für den Eigenverbrauch ausgelegt sind.

Besonders wichtig ist zu verstehen, dass die theoretisch erreichbaren Erlöse der erneuerbaren Energieerzeuger in der Realität nicht erzielt werden, da der Strompreis von erneuerbaren Energien günstiger als der Marktpreis gehandelt wird. Rein wirtschaftlich wird mit dem kommerziellen Strompreis gerechnet, da von einer Energiegenossenschaft für alle Stromerzeuger und Einwohner*innen ausgegangen wird, jedoch profitieren in der Realität nicht alle gleichermaßen von den Maßnahmen.

9.4 Ökobilanz

Die folgende Ökobilanzierung des Konzeptes beruht auf Werten für die Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik im Auftrag des Umweltbundesamtes in der neuesten Fassung aus dem Jahr 2022 [1]. Die auf bundesdeutscher Ebene erhobenen Werte für den Strom-, Wärme- und Verkehrssektor werden nach der Methodik in Kapitel 3 auf den Projektrahmen heruntergerechnet und ausgewertet. Anschließend werden die Daten zusammengefasst und analysiert. Im Folgenden werden die Ergebnisse für die einzelnen Szenarien und eine zusammenfassende Bewertung dargestellt.

9.4.1 Datengrundlage und Methodik

Für die Bilanzierung werden zunächst Emissionsfaktoren aller fossiler und erneuerbarer Energieträger ermittelt, welche die auftretenden Verunreinigungen während des Betriebs des Kraftwerks, fremdbezogene Hilfsenergien während des Betriebs sowie Vorkettenemissionen bei der Anlagenherstellung und der Gewinnung und Bereitstellung eventuell benötigter Rohstoffe

einbeziehen. Hierbei wird der gesamte technologieübliche Lebensweg des „durchschnittlichen Anlagenbestands in Deutschland“ mitberücksichtigt. [1, S. 21]

Außerdem werden Nutzungsgrade unter Berücksichtigung der Primärenergieeinsparung der entsprechenden Anlagen aufgrund immissionsschutzrechtlicher Verordnungen festgelegt [1, S. 21]. Schließlich werden Substitutionsfaktoren bestimmt, welche auf Basis eines fiktiven Strommarktmodells und eines hypothetischen Kraftwerkparks ohne erneuerbare Energien angeben, welcher Energieträger zu wieviel Prozent vom jeweiligen erneuerbaren Energieträger ersetzt wird [1, S. 28]. Die Nutzung von Energiespeichern wird dabei als bereits in den Substitutionsfaktoren berücksichtigt angenommen.

Mit diesen Werten werden für jeden Schadstoff und für jede Technologie die vermiedenen sowie die verursachten Emissionen während der Herstellung und des Betriebes der Anlagen errechnet und verglichen. Im Stromsektor wird hier die jeweilige erneuerbare Energieerzeugung, im Wärmesektor der erneuerbare Endenergieverbrauch über ein Jahr zu Grunde gelegt (Formel 15 und Formel 16).

$$E_{v,brutto} [t] = SE_{ern}[GWh] * \sum SF [\%] * \frac{EF_{fossil,ges} \left[\frac{g}{kWh} \right]}{ngd_{fossil} [\%]}$$

$$E_u [t] = SE_{ern}[GWh] * \frac{EF_{ern,ges} \left[\frac{g}{kWh} \right]}{ngd_{ern} [\%]}$$

$$E_{v,netto} [t] = E_{v,brutto} [t] - E_u [t]$$

Formel 15: Berechnung der vermiedenen Emissionen im Stromsektor [1, S. 22-23]

$E_{v,brutto}$: vermiedene Emissionen brutto [t]

E_u : verursachte Emissionen [t]

$E_{v,netto}$: vermiedene Emissionen netto [t]

SE_{ern} : erneuerbare Stromerzeugung [GWh]

SF : Substitutionsfaktor [%]

EF_i : summierte fossile bzw. erneuerbare Emissionsfaktoren $\left[\frac{g}{kWh} \right]$

ngd_i : fossiler bzw. erneuerbarer Nutzungsgrad [%]

$$E_{v,brutto} [t] = EEV_{ern}[GWh] * ngd_{ern} [%] * \sum SF [%] * \frac{EF_{fossil,ges} \left[\frac{g}{kWh} \right]}{ngd_{fossil} [%]}$$

$$E_u [t] = EEV_{ern}[GWh] * EF_{ern,ges} \left[\frac{g}{kWh} \right]$$

$$E_{v,netto} [t] = E_{v,brutto} [t] - E_u [t]$$

Formel 16: Berechnung der vermiedenen Emissionen im Wärmesektor [1, S. 22-23]

E_u : verursachte Emissionen [t]

$E_{v,netto}$: vermiedene Emissionen netto[t]

EEV_{ern} : erneuerbarer Endenergieverbrauch[GWh]

SF: Substitutionsfaktor [%]

EF_i : summierte fossile bzw. erneuerbare Emissionsfaktoren $\left[\frac{g}{kWh} \right]$

ngd_{fossil} : fossiler Nutzungsgrad [%]

Die entstehenden CO₂-Äquivalente bei der Herstellung von Akkuspeichern werden ebenfalls entsprechend berücksichtigt. Aufgrund mangelnder Datengrundlage werden im Verkehrssektor lediglich die potenziell vermiedenen Schadstoffe im Zuge des Mobilitätskonzeptes mit den entstehenden CO₂-Äquivalenten bei der Batterieherstellung von Elektrofahrzeugen verglichen und in die Gesamtbilanz miteinbezogen. Eine Betrachtung der zusätzlichen Umweltbelastung bei der Herstellung von Batteriespeichern und der Fahrzeugkarosserie erfolgt daher nicht. Die Gesamtberechnung kann im beigefügten Berechnungstool nachvollzogen werden (Digitaler Anhang 12.11)

9.4.2 Ergebnisse Szenario 1

Die Berechnungsergebnisse für den aktuellen Zustand in Szenario 1 sind in Tabelle 33 zusammengefasst. Die Einsparungen beruhen auf dem bisherigen Ausbau von Dach-PV und der Wasserkraftanlage. Erneuerbare Wärmeerzeuger und Einsparungen im Verkehrssektor werden in diesem Szenario aufgrund unsicherer Datenlage als nicht vorhanden angenommen.

Tabelle 33: Zusammenfassung Emissionsbilanz Szenario 1

	CO ₂ -Äq.	SO ₂ -Äq.	Staub	CO	NM-VOC
$E_{v,brutto} [t]$	299,00	0,32	0,01	0,06	0,02
$E_u (* -1)[t]$	-13,23	-0,03	-0,01	-0,28	0,00
$E_{v,netto} [t]$	285,78	0,29	0,00	-0,22	0,02

Bereits hier fällt auf, dass mehr CO erzeugt als vermieden wird. Dies lässt sich auf die Herstellung der PV-Module zurückführen, welche mehr CO-Emission verursacht als durch den Betrieb kompensiert wird. Diese These lässt sich durch die bundesdeutsche Auswertung des Umweltbundesamtes bestätigen [1, S. 54]. CO kann in der Atmosphäre zur Ozonbildung führen und somit den Abbau von Treibhausgasen beeinflussen [182]. Das Verhältnis von CO-Mehrausstoß zu den vermiedenen Treibhausgasemissionen kann jedoch als vorteilhaft betrachtet werden. Alle anderen Bilanzen fallen positiv aus.

9.4.3 Ergebnisse Szenario 2

In Szenario 2 werden alle geplanten Anlagenkonfigurationen sowie der Quartierspeicher und das Carsharing-Konzept miteinbezogen. Die für die Batterieherstellung und den Mobilitätssektor getroffenen Annahmen sind in Tabelle 34 aufgeführt. Aus der Fahrleistung der hypothetisch ersetzten Privatfahrzeuge, der durchschnittlichen Fahrleistung eines deutschen Privat-PKW und dem Durchschnittsverbrauch und -heizwert eines Diesel- bzw. Benzinfahrzeugs (zu gleichen Anteilen angenommen) wird eine Ersatzladeleistung dieser Verbrennungsmotoren errechnet.

Tabelle 34: Annahmen Ökobilanz Verkehrssektor

CO₂-Äq.-Emissionen Batterieherstellung [g/kWh]	75.000 [183, S. 7]
Batteriekapazität Quartierspeicher (aus Simulation) [kWh]	743,19
Batteriekapazität Fahrzeuge [kWh]	76,8 [157, 158]
PKW-Ersatzpotenzial eines Carsharingfahrzeugs	20 [184]
Fahrleistung pro Privat-PKW [km]	13.323 [185]
Durchschnittsverbrauch Diesel / Benzin [l/km]	0,056 / 0,073 [186]
Heizwert Diesel / Benzin [kWh/l]	9,8 / 8,5 [186]

Die finalen Berechnungsergebnisse für Szenario 2 sind in Tabelle 35 zusammengefasst. Zusätzlich finden sich graphische Darstellungen der Werte für CO₂- und SO₂-Äquivalente in Abbildung 64 und Abbildung 65. Als erneuerbare Wärmeerzeuger werden Luft-Wasser-Wärmepumpen als meistverbaute Wärmepumpen in Deutschland mit einem privaten Nutzungsgrad angenommen [1, S. 132].

Tabelle 35: Zusammenfassung Emissionsbilanz Szenario 2

	CO ₂ -Äq.	SO ₂ -Äq.	Staub	CO	NM-VOC
$E_{v,brutto}$ [t]	8.499,90	8,75	0,36	2,40	0,65
$E_u (* -1)$ [t]	-1.064,14	-1,72	-0,26	-6,06	-0,18
$E_{v,netto}$ [t]	7.435,76	7,02	0,09	-3,66	0,48

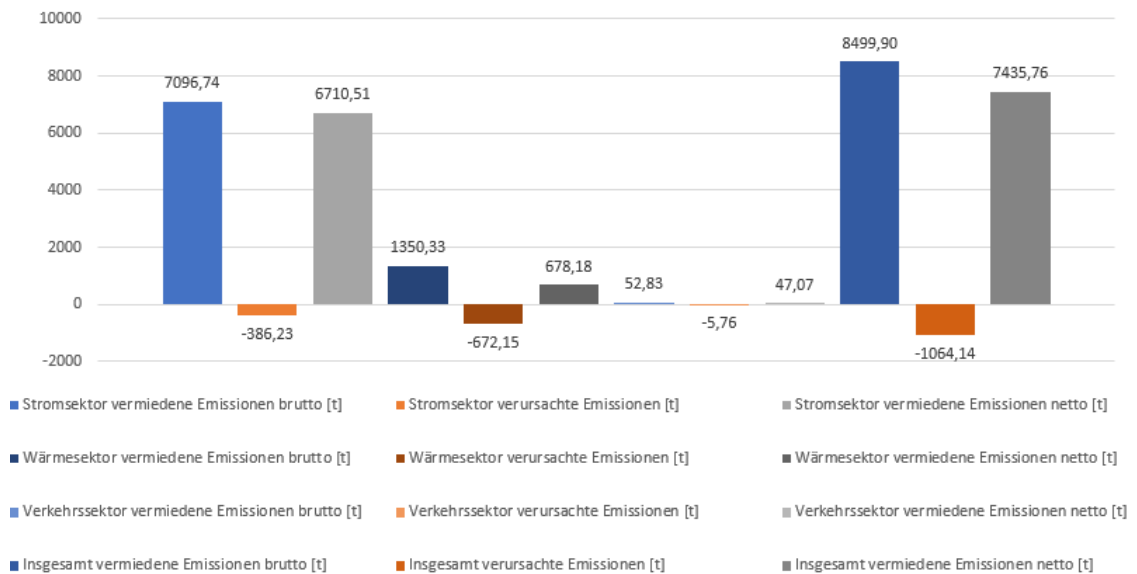


Abbildung 64: Graphische Darstellung CO₂-Äquivalenten-Bilanz Szenario 2 [eigene Darstellung]

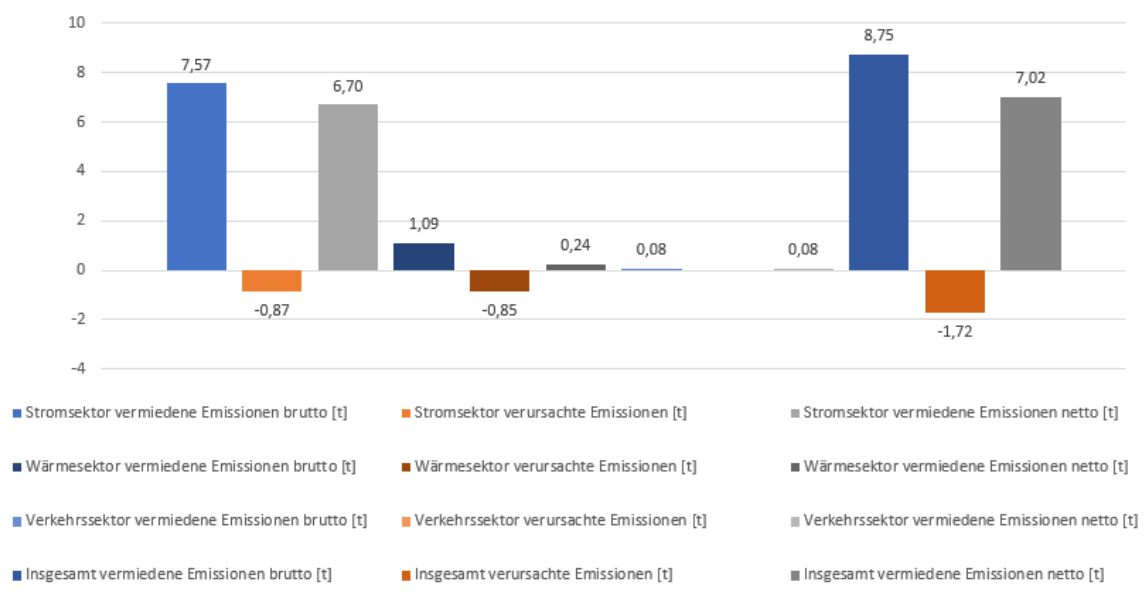


Abbildung 65: Graphische Darstellung SO₂-Äquivalenten-Bilanz Szenario 2 [eigene Darstellung]

Auch hier ist eine negative Bilanz der Kohlenmonoxid Emissionen aufgrund der PV-Herstellung festzustellen. Die fehlenden SO₂-Emissionen bei Herstellung und Betrieb der Elektrofahrzeuge beruht auf der mangelnden Datengrundlage und entspricht höchstwahrscheinlich nicht der Realität.

9.4.4 Ergebnisse Szenario 3

In Szenario 3 werden alle in der Simulation ausgelegten Anlagenkonfigurationen sowie der Quartierspeicher und das Carsharing-Konzept miteinbezogen. Da letzteres nicht in der vorliegenden PyPSA-Simulation abbildbar ist, verhalten sich die Berechnungsergebnisse für den Verkehrssektor analog zu Kapitel 9.2.4.2 Die finalen Berechnungsergebnisse für Szenario 3 sind in Tabelle 36 zusammengefasst. Es ist erneut eine negative Bilanz der Kohlenmonoxidemissionen aufgrund der PV-Herstellung festzustellen (Kapitel 9.2.4.1). Zusätzlich finden sich graphische Darstellungen der Werte für CO₂- und SO₂-Äquivalente in Abbildung 66 und Abbildung 67.

Tabelle 36: Zusammenfassung Emissionsbilanz Szenario 3

	CO ₂ -Äq.	SO ₂ -Äq.	Staub	CO	NM-VOC
$E_{v,brutto}$ [t]	19.680,77	20,49	0,79	4,80	1,33
$E_u (* -1)$ [t]	-1.897,86	-3,40	-0,65	-17,83	-0,29
$E_{v,netto}$ [t]	17.782,90	17,09	0,14	-13,03	1,04

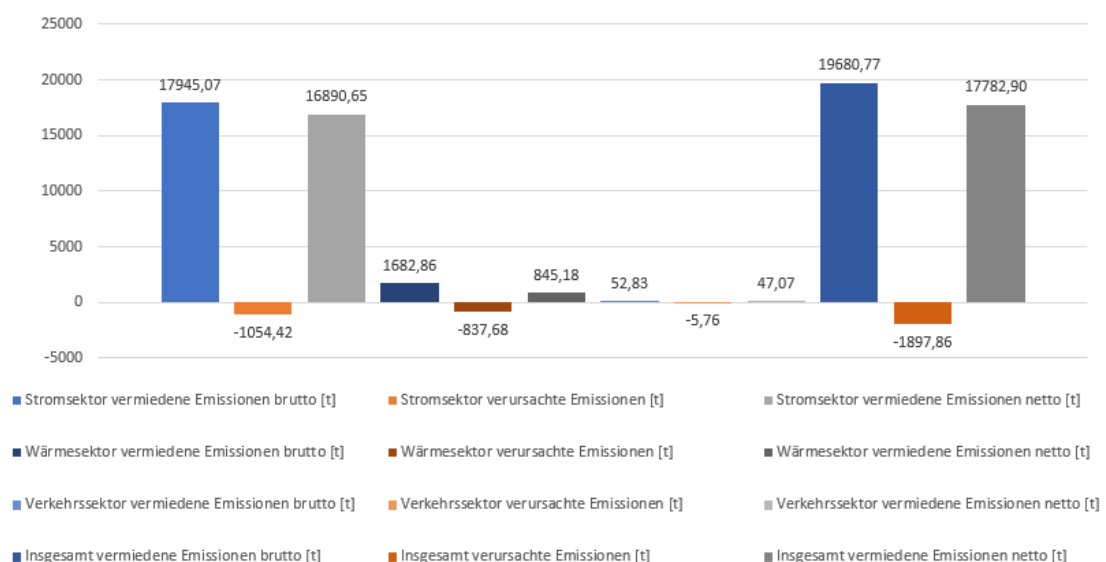


Abbildung 66: Graphische Darstellung CO₂-Äquivalenten-Bilanz Szenario 3 [eigene Darstellung]

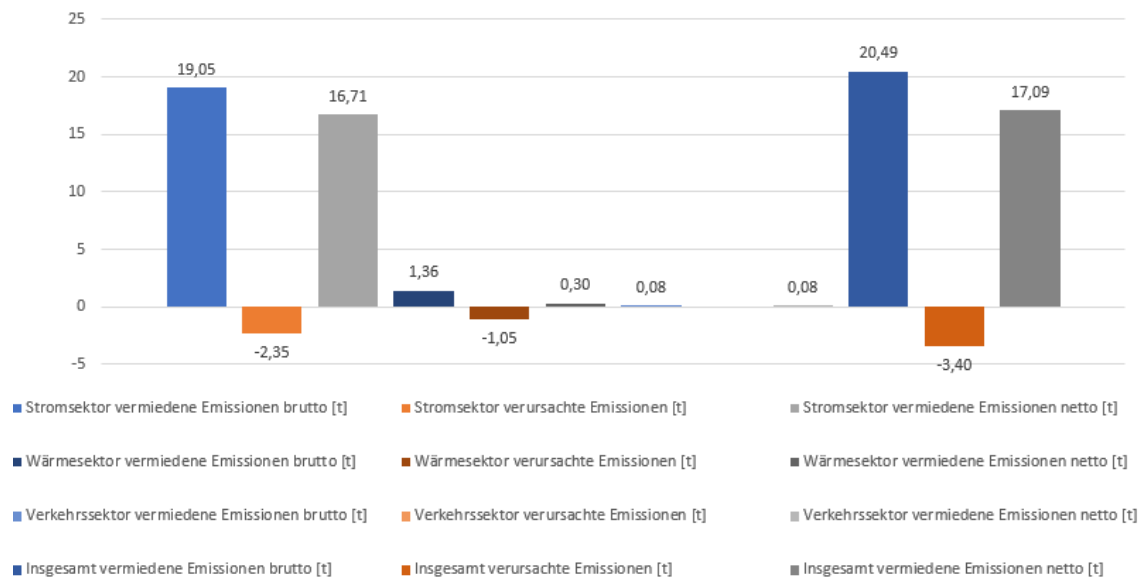


Abbildung 67: Graphische Darstellung SO₂-Äquivalenten-Bilanz Szenario 3 [eigene Darstellung]

9.4.5 Zusammenfassung der Ergebnisse

Alle Emissionsbilanzen der Szenarien außer der der Kohlenmonoxidfreisetzung fallen schlussendlich positiv aus. Diese ist auf die Herstellung der PV-Module zurückzuführen, welche mehr Kohlenmonoxid erzeugt, als während des Betriebs während der Lebensdauer der Anlagen kompensiert wird.

In Abbildung 68 sind die Netto-Einsparungen an CO₂- und SO₂-Äquivalenten-Emissionen für die Szenarien 1 bis 3 über ein Jahr dargestellt. Die CO₂-Äquivalenten-Einsparung steigt um ca. 2.602 % und die SO₂-Äquivalenten-Einsparung um ca. 2.421 % zwischen dem Ist-Zustand und Szenario 2. Im Vergleich zwischen dem Ist-Zustand und Szenario 3 steigt die CO₂-Einsparung um etwa 6.223 % und die SO₂-Einsparung um ungefähr 5.893 %.

Der CO₂-Äquivalenten-Fußabdruck beschreibt den Ausstoß von Treibhausgasemissionen pro Person inklusive Güterimport und -export. In Deutschland liegt dieser aktuell bei 11.2 t pro Jahr [187]. Mit der erneuerbaren Energieerzeugung und -einspeisung sowie die regenerative Wärmenutzung und das Mobilitätskonzept können die 472 Einwohner*innen der Gemeinde bereits in Szenario 2 ungefähr 141 % und in Szenario 3 etwa 336 % dieser Emissionen pro Kopf kompensieren. Ein entsprechender Vergleich der SO₂-Äquivalenten-Emission ist aufgrund der unzureichenden Datenlage zum Pro-Kopf-Verbrauch von SO₂-Äquivalenten nicht abbildbar.

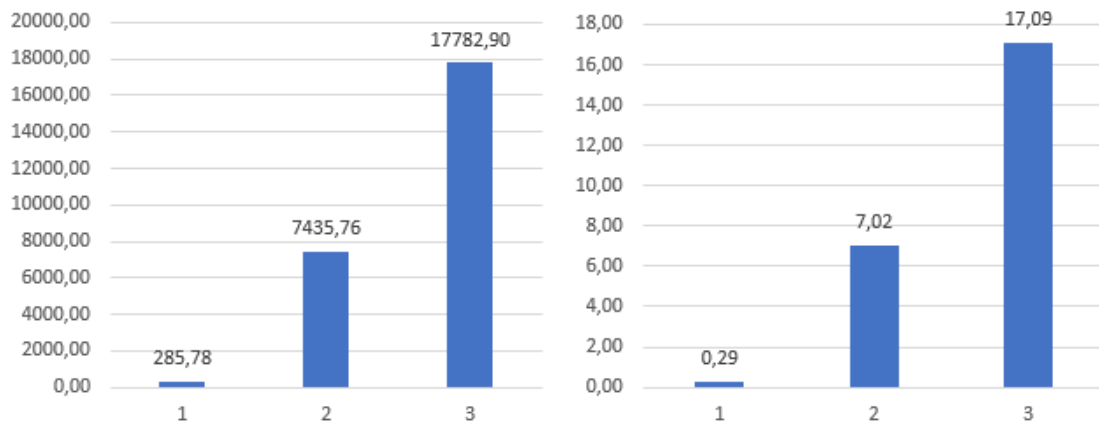


Abbildung 68: CO₂- (links) und SO₂-Äquivalenten-Einsparung (rechts) [t] im Vergleich der Szenarien 1 bis 3 [eigene Darstellung]

9.4.6 Fehlerbetrachtung

Da die vom Umweltbundesamt angewandten Datenquellen sich auf einen durchschnittlichen Anlagenpark in Deutschland und nicht auf die konkrete Situation in der Gemeinde Antweiler beziehen, können die Ergebnisse entsprechend von der Realität abweichen. Bereits vorhandene erneuerbare Wärmeerzeuger und Emissionseinsparungen im Verkehrssektor werden in Szenario 1 aufgrund der unsicheren Datenlage als vernachlässigbar angenommen. Dadurch können die entsprechenden Ergebnisse in der Realität des Ist-Zustandes höher ausfallen.

Die für die Berechnungen bezüglich des Mobilitätskonzeptes angenommenen Werte setzen eine entsprechende Nutzung des potenziellen Angebotes voraus, welche nicht verlässlich prognostiziert werden kann. Die Ergebnisse beruhen somit auf der Annahme, dass das Konzept von einem ausreichenden Teil der Bevölkerung angenommen und genutzt wird.

Für den Wärmesektor wird vereinfacht eine einheitliche Bauart der Wärmepumpen angenommen. In der Realität ist die Anwendung unterschiedlicher Wärmepumpen je nach Gegebenheiten des jeweiligen beheizten Gebäudes wahrscheinlich. Dies kann unter Umständen ebenfalls zu Abweichungen der Berechnungsergebnisse führen.

Für die Batterieherstellung werden aufgrund unzureichender Datenverfügbarkeit ausschließlich CO₂-Äquivalenten-Emissionen angenommen. Dies entspricht wahrscheinlich nicht der Realität und führt zu einer entsprechenden Unterrepräsentation der SO₂-Äquivalenten-Emissionen in diesem Sektor und im Gesamtergebnis.

9.5 Nutzwertanalyse

Im nachfolgenden werden die in Kapitel 9.2.1 beschriebenen Szenarien wie in Kapitel 3.6 beschrieben bewertet und analysiert. Die Bewertung erfolgt auf Basis der Informationskapitel und der daraus resultierenden Expertenmeinung.

Wie schon beschrieben stellt Szenario 1 den Ist-Zustand von Antweiler dar, dazu werden zu den einzelnen Verbrauchern und Erzeugern Datenreihen simuliert. Die Ökologie des Ist-Zustandes wird mit einer 2 von 10 bewertet, da Photovoltaik-Anlagen und ein Wasserkraftwerk in Antweiler zum kleinen Teil Strom produzieren und die Wärmeerzeugung teilweise auch nachhaltig durch Pelletkessel generiert wird. Allerdings decken diese Erzeugungsarten nur einen Bruchteil des Bedarfs der gesamten Gemeinde. In Bezug auf die Mobilität besteht ebenfalls Ausbaupotential, da nur vereinzelt Elektroautos in der Gemeinde existieren. Die Ökonomie fließt mit einer Bewertung von 7 in die Analyse ein. Hierbei bestehen die Mehrkosten aus den steigenden Energiekosten für fossile Rohstoffe und der noch teilweisen Erneuerung der Flutschäden. Die Effizienz des gesamten Systems wird mit einer 2 bewertet, da es hauptsächlich auf fossilen Rohstoffen und etablierten, aber wenig effizienten, Technologien basiert. Die Umsetzbarkeit wird mit einer 8 bewertet, da sie den Ist-Zustand beschreibt, die durch die Flut verursachten Schäden noch nicht vollständig in Stand gesetzt wurden. Dadurch ergibt sich ein gesamter Nutzwert von 4,75 für Szenario 1. Die Zusammensetzung ist in Abbildung 69 dargestellt.

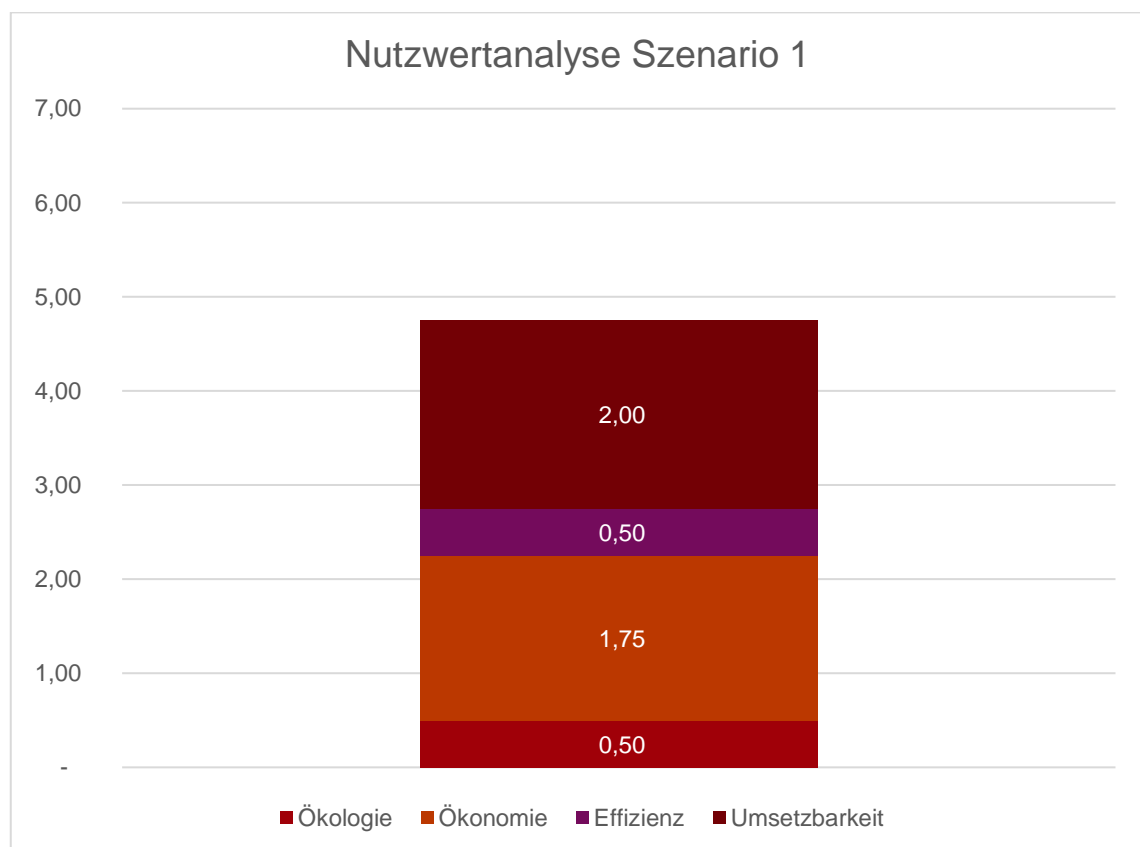


Abbildung 69: Nutzwertanalyse Szenario 1 [eigene Darstellung]

In Szenario 2 wird Strom, Wärme und Mobilität größtenteils erneuerbar gedeckt. Die bilanzielle Autarkie liegt bei etwa 90 %. Die Ökologie wird mit einer 8 bewertet, da die Gemeinde sich größtenteils selbstständig mit Strom und Wärme versorgt, aber in allen Sektoren noch Ausbaubedarf

besteht. Die Ökonomie wird mit einer 5 bewertet. Es kommen hohe Kosten auf die Gemeinde und die einzelnen Privatpersonen zu. Diese können durch verschiedene Fördersystemen und eine wirtschaftliche Amortisationszeit kompensiert werden. Die Effizienz wird mit 8 dargestellt, da besonders durch die 80 % erneuerbare Wärmeerzeugung und die noch ausbaufähige Mobilität Potenzial vorhanden ist. Die Umsetzbarkeit liegt mit einer Bewertung von 5 im mittleren Sektor. Im Bereich Dach-PV und Wärmeerzeugung ist die Umsetzung teilweise realistisch, allerdings wird die Umsetzung durch Personal- und Materialknappheit verzögert. Dadurch erzielt Szenario 2 einen Nutzwert von 6,5. Die Zusammensetzung ist in Abbildung 70 dargestellt.

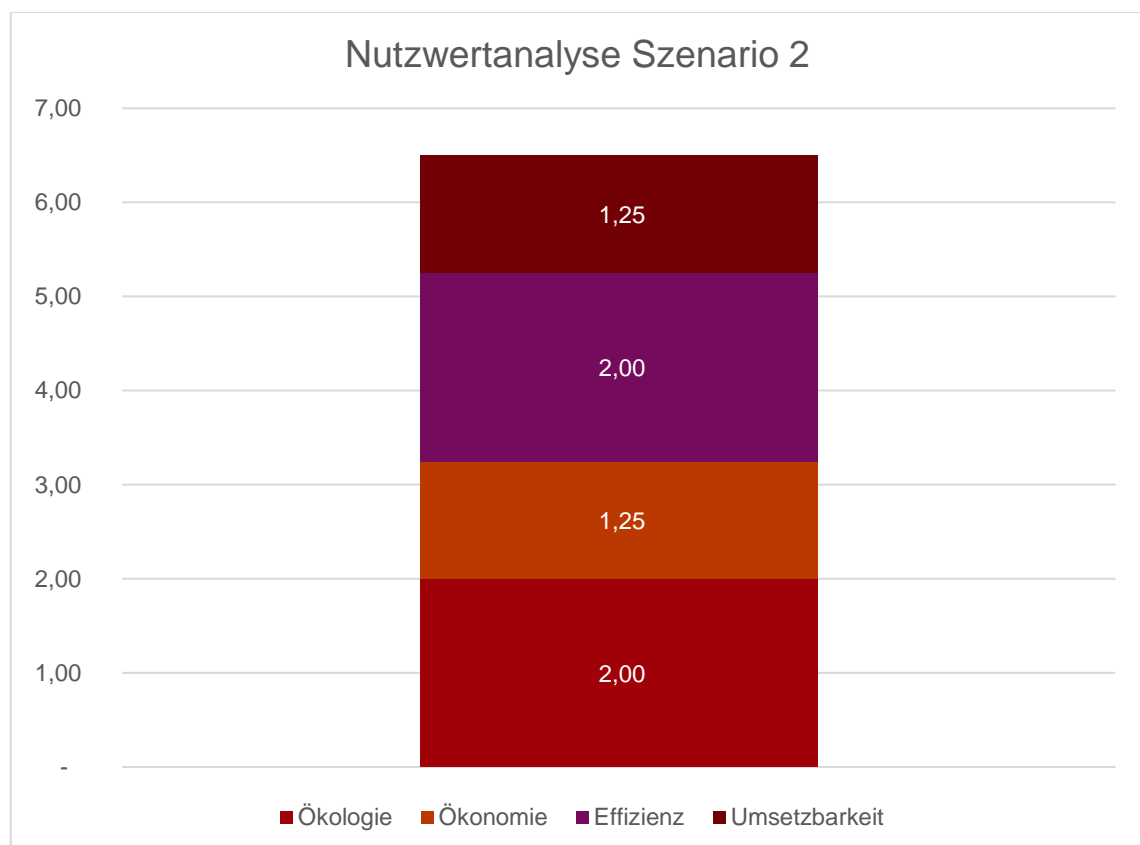


Abbildung 70: Nutzwertanalyse Szenario 2 [eigene Darstellung]

In Szenario 3 werden alle Technologien maximal ausgebaut und alle Möglichkeiten anhand des CO₂-Ausstoßes optimiert. Die Ökologie in Szenario 3 wird mit einer 9 bewertet, da alle erneuerbaren Erzeugungsarten optimal ausgebaut werden, aber es trotzdem noch Möglichkeiten gibt, den Stromverbrauch zu reduzieren und den Bedarf zu senken. Ökonomie wird mit einer 2 bewertet, da erhebliche Investitionssummen benötigt werden, um Antweiler zu 100 % erneuerbar zu gestalten. Allein die Quartierspeicher sind zum heutigen Zeitpunkt unwirtschaftlich. Die Effizienz liegt bei einem Nutzwert von 9, weil alle Möglichkeiten in den Systemgrenzen fast optimal ausgenutzt werden. Die Umsetzbarkeit liegt wiederum bei 2, da sowohl durch die hohen Kosten und Person- und Materialmangel eine Umsetzung in naher Zukunft unwahrscheinlich ist.

Dadurch erreicht Szenario 3 einen Nutzwert von 5,5. Die Zusammensetzung ist in Abbildung 71 dargestellt.

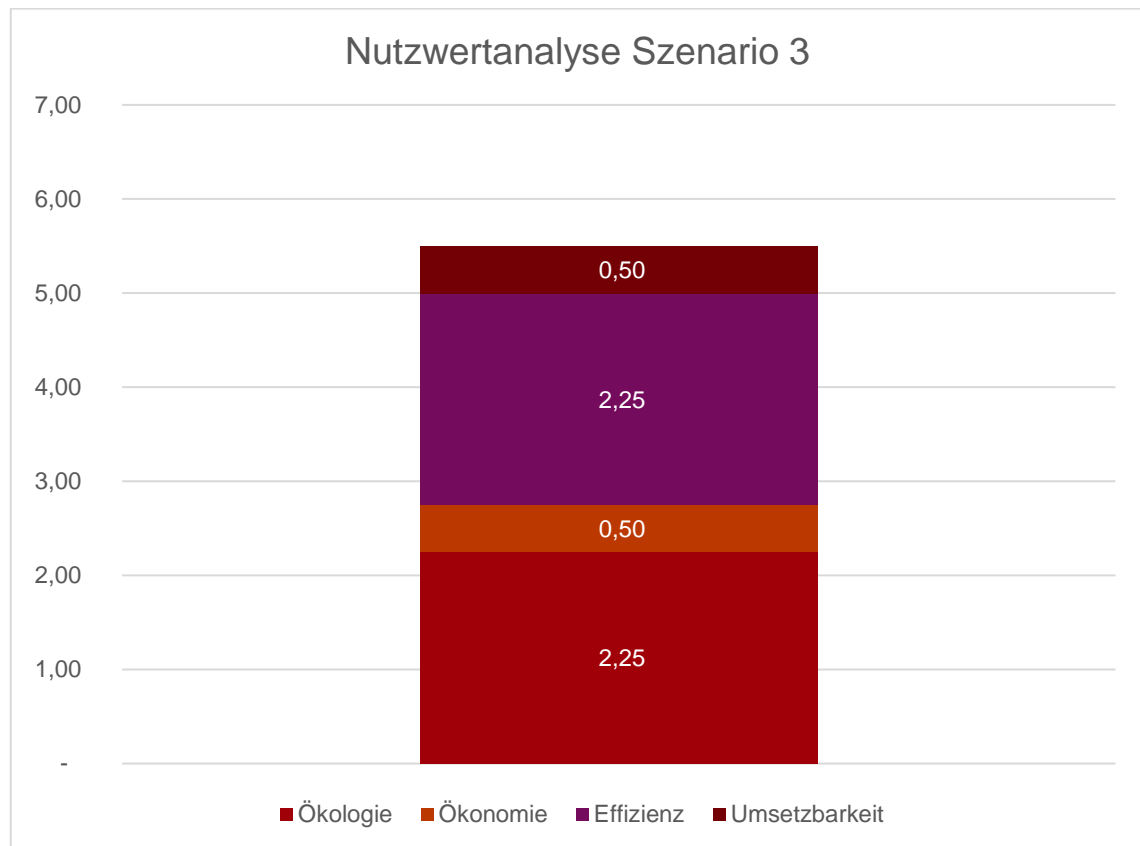


Abbildung 71: Nutzwertanalyse Szenario 3 [eigene Darstellung]

Mit Blick auf die Nutzwertanalyse erzielt Szenario 2 den höchsten Nutzwert und stellt das vielversprechendste Szenario da. Die gesamte Nutzwertanalyse ist in Anhang 12.12 dargestellt.

10 Gesamtbewertung des Konzeptes und Empfehlung

Die Simulation der Energiesystemszenarien in PyPSA bildet ab, dass die Auslegung des realistisch eingeschätzten Szenarios 2 mit den zuvor ermittelten möglichen Leistungsgrenzen der erneuerbaren Erzeugungseinheiten machbar ist und bereits eine massive Einsparung an CO₂-Emissionen verzeichnet. Für das zweite Szenario ergibt sich eine Amortisationszeit von 6,1 Jahren. In Szenario 3 steigen die Investitionskosten immens an, jedoch erhöht die Amortisationszeit sich durch die hohen vermarkteten Einspeiseleistungen nur um anderthalb Jahre. Für den rein erneuerbaren Betrieb müssen hierzu für den Fall einer konkreteren Planung die vernachlässigten Wirtschaftlichkeitsfaktoren bereinigt und berücksichtigt werden, um eine tatsächliche Umsetzung realistisch zu simulieren.

Sowohl Szenario 2 als auch Szenario 3 erreichen durch ihre positive Annuität einen Gewinn im sechsstelligen Bereich. Empfohlen wird trotz einer geringeren Gesamtannuität das Szenario 2, da sich dort alle Erzeugungsanlagen amortisieren. Besonders Windkraft erreicht im Vergleich zu den anderen Erzeugungsanlagen hohe Erlöse. Die Wirtschaftlichkeit von Wasserkraft und Photovoltaik hängt in hohem Maße von der Einspeisequote ab und deren Erlöse sollten für eine genauere Analyse individuell betrachtet werden.

Ökobilanziell können sowohl Szenario 2 als auch Szenario 3 als positiv bewertet werden. Sowohl die durch die Herstellung der Anlagen verursachten als auch die durch die erneuerbare Energie- und Wärmenutzung sowie das Mobilitätskonzept vermiedenen Emissionen steigen linear mit der steigenden Erzeugungsleistung. Lediglich der nicht kompensierbare Mehrausstoß von Kohlenmonoxid während der Vorkettenprozesse der Photovoltaikanlagen-Herstellung sollte beim großflächigen Anlagenbetrieb kritisch betrachtet werden. Relativ zu den vermiedenen Treibhausgasemissionen ist dieser aber als gering zu bewerten.

Durch den Nutzwert der einzelnen Szenarien ist Szenario 2 unter Einbeziehung aller Faktoren mit einem Nutzwert von 6,5 die beste Möglichkeit, in einem überschaubaren zeitlichen Rahmen ein fast vollständiges erneuerbares Antweiler zu schaffen. Szenario 3 ist ökologisch betrachtet der einzige Weg, um Antweiler zu 100 % autark zu betreiben. Dadurch kommen aber auch hohe Kosten auf die Bürger zu, welche durch Förderungen und Eigeninvestition gedeckt werden müssen.

Abschließend wird der Gemeinde Antweiler auf Basis der oben genannten Erkenntnisse die Umsetzung der in Szenario 2 (Kapitel 9.2.3.2) konzipierten Technologien zur Energieerzeugung und Wärmenutzung in Verbindung mit dem ausgearbeiteten Mobilitätskonzept (Kapitel 6.2.7) empfohlen.

Literatur

- [1] Lauf, Thomas et al. (2022): *Emissionsbilanz erneuerbarer Energieträger: Bestimmung der vermiedenen Emissionen im Jahr 2021*, Dessau-Roßlau, Umweltbundesamt. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2022-12-09_climate-change_50-2022_emissionsbilanz_erneuerbarer_energien_2021_bf.pdf (Zugriff am: 21. Mai 2023).
- [2] Hoffmeister, Wolfgang (2008): *Investitionsrechnung und Nutzwertanalyse: eine entscheidungsorientierte Darstellung mit vielen Beispielen und Übungen*. 2. Aufl. Berlin: Berliner Wiss.-Verlag.
- [3] o. A. (2022): *Überblick Osterpaket: Koalitionsvertrag, Zeilen 1801-1802*, Berlin. Verfügbar unter: https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/Energie/0406_ueberblickspapier_osterpaket.pdf?__blob=publicationFile&v=12 (Zugriff am: 26. April 2023).
- [4] Staab, Jürgen (2018): *Erneuerbare Energien in Kommunen: Energiegenossenschaften gründen, führen und beraten*. 4. Aufl. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden; Imprint: Springer Gabler.
- [5] o. A. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.) (2023): *Marktstammdatenregister*. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/Startseite/Kontakt> (Zugriff am: 5. Mai 2023).
- [6] o. A. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität (Hrsg.) (2021): *Landesweites Solarkataster Rheinland-Pfalz*. Verfügbar unter: <https://solarkataster.rlp.de/start> (Zugriff am: 5. Mai 2023).
- [7] Frahm, Thorben Solar Anlagen Portal (Hrsg.) (2023): *Die Kosten einer Photovoltaikanlage*. Verfügbar unter: <https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/kosten#photovoltaik-kosten-2023-im-berblick> (Zugriff am: 14. Mai 2023).
- [8] Etogo, Floriane: *Angebot für eine 16,2 kWp PV-Anlage*.
- [9] o. A. IEA (Hrsg.) (2022): *Executive summary – Solar PV Global Supply Chains – Analysis - IEA*. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/solar-pv-global-supply-chains/executive-summary> (Zugriff am: 14. Mai 2023).
- [10] Wirth, Harry Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Hrsg.) (2023): *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*. Verfügbar unter: www.pv-fakten.de (Zugriff am: 15. Mai 2024).
- [11] o. A. IEA (Hrsg.) (2022): *Solar PV – Analysis - IEA*. Verfügbar unter: <https://www.iea.org/reports/solar-pv> (Zugriff am: 14. Mai 2023).

- [12] Doormann, Gina DAA GmbH (Hrsg.) (2023): *Stromspeicher Kosten: Welche Preise für Batteriespeicher?* Verfügbar unter: <https://www.solaranlagen-portal.com/photovoltaik/stromspeicher/preise> (Zugriff am: 14. Mai 2023).
- [13] Quaschnig, Volker (2021): *Regenerative Energiesysteme: Technologie - Berechnung - Klimaschutz*. 11. Aufl. München: Hanser.
- [14] o. A. Bundesministerium der Finanzen (Hrsg.) o. J.: *AfA-Tabelle für die allgemein verwendbaren Anlagegüter ("AV")*. Verfügbar unter: https://www.bundesfinanzministerium.de/Content/DE/Standardartikel/Themen/Steuern/Weitere_Steuerthemen/Betriebspruefung/AfA-Tabellen/Ergaenzende-AfA-Tabellen/AfA-Tabelle_AV.html (Zugriff am: 7. Mai 2023).
- [15] o. A. KfW (Hrsg.) (2023): *Erneuerbare Energien – Standard Kredit 270*. Verfügbar unter: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-\(270\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/Erneuerbare-Energien-Standard-(270)/) (Zugriff am: 24. Mai 2023).
- [16] Bundesministerium der Justiz (2014): *Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2023*.
- [17] o. A. Google Earth (Hrsg.) o. J.: *Antweiler*. Verfügbar unter: https://earth.google.com/web/search/Antweiler/@50.40698889,6.8261621,324.13460032a,7392.35328347d,35y,10.25069303h,20.6577191t,0r/data=CnMaSRJDCiQweDQ3YmZhOT-NhYWY4NmFjNjU6MHg0MjJkNGQ1MTBkYwIzYTAZg3-2evMzSUAhqJxAlr-dQG0AqCUFudHdlaWxlchgCIAEIJgokCVxDtBkcNEIAEblLW_0jM0IAGbMzLRVqURtAlb-gam6DUNhtA (Zugriff am: 23. Mai 2023).
- [18] o. A. (1981): *Kartoffeln unter dem Kollektor*. In: *Sonnenenergie*, Jg. 1981, Nr. 3. Verfügbar unter: https://www.dgs.de/fileadmin/newsletter/2019/SE_3-81_Kartoffeln_unter_dem_Kollektor.pdf (Zugriff am: 31. März 2023).
- [19] Deutsches Institut für Normung e.V (2021): *Agri-Photovoltaik-Anlagen - Anforderungen an die landwirtschaftliche Hauptnutzung* (DIN SPEC 91434). Beuth-Verlag.
- [20] Trommsdorff, Max et al. (2022): *Agri-Photovoltaik: Chance für Landwirtschaft und Energiewende: Ein Leitfaden für Deutschland | Stand April 2022*, Freiburg. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/APV-Leitfaden.pdf> (Zugriff am: 24. April 2023).
- [21] o. A. SolarPower Europe (Hrsg.) o. J.: *Agri-PV: how solar enables the clean energy transition in rural areas - SolarPower Europe*. Verfügbar unter: <https://www.solarpowereurope.org/insights/thematic-reports/agri-pv-how-solar-enables-the-clean-energy-transition-in-rural-areas> (Zugriff am: 31. März 2023).

- [22] Willockx, Brecht et al. (2022): *HOW AGRIVOLTAICS CAN BE USED AS A CROP PROTECTION SYSTEM*. In: *Departement Elektrotechniek (ELECTA) KU Leuven*. Verfügbar unter: <https://lirias.kuleuven.be/retrieve/676827> (Zugriff am: 18. April 2023).
- [23] o. A. Next2Sun GmbH (Hrsg.) o. J.: *Agri-PV*. Verfügbar unter: <https://next2sun.com/agri-pv/> (Zugriff am: 18. April 2023).
- [24] o. A. Next2Sun GmbH (Hrsg.) o. J.: *Referenzen Agri-PV Anlagen*. Verfügbar unter: <https://next2sun.com/projekte/agri-pv-anlagen/> (Zugriff am: 18. April 2023).
- [25] o. A. (2022): *Stellungnahme des BSW-Bundesverband Solarwirtschaft e.V. zum Referentenentwurf des EEG 2023 in der Fassung vom 04.03.2022*. Verfügbar unter: https://www.bundestag.de/resource/blob/911220/4c40de888f60413662d2e91719a9b969/Stellungnahme_SV_Carsten_Koernig_BSW-Solar-data.pdf (Zugriff am: 24. April 2023).
- [26] o. A. (2022): *Agri-Photovoltaik: bessere Chancen für kleinere Anlagen und hochaufgeständerte Systeme: Positionspapier*. Verfügbar unter: https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/downloads/pdf/Positionspapier_Agri-Photovoltaik_DBV-Fraunhofer_ISE-HS_Kehl.pdf (Zugriff am: 24. April 2023).
- [27] o. A. (2023): *Agri-Photovoltaik: bessere Chancen für kleinere Anlagen und hochaufgeständerte Systeme: Positionspapier Entwickelt von der Arbeitsgruppe Begleitforschung Agri-Photovoltaik*. Verfügbar unter: https://www.uni-hohenheim.de/uploads/media/Positionspapier_AG_Begleitforschung.pdf (Zugriff am: 24. April 2023).
- [28] Lindahl, Barbara (2023): *Wenn der Bauer doppelt erntet*. In: *Tagesschau*, Persönliches Interview vom 22. Apr. 2023. Verfügbar unter: <https://www.tagesschau.de/wirtschaft/solaranlagen-landwirtschaft-flaechen-101.html> (Zugriff am: 24. April 2023).
- [29] Pannicke-Prochnow, Nadine: *Akzeptanzforschung von Freiflächen-Photovoltaik-Systemen, insbesondere Agri-Photovoltaik*, 25. Nov. 2021. Verfügbar unter: https://www.bauernverband-st.de/wp-content/uploads/2021/11/Vortrag_25-11-2021_Akzeptanz-von-Freiflaechen-PV.pdf
- [30] Knauber, Sarah RWE Renewables (Hrsg.) (2022): *Neue Chance für Energiewende und Landwirtschaft: RWE plant innovative Demonstrationsanlage für Agri-Photovoltaik*. Verfügbar unter: <https://www.rwe.com/presse/rwe-renewables/2022-12-22-rwe-plant-innovative-demonstrationsanlage-fr-agri-photovoltaik/> (Zugriff am: 25. April 2023).
- [31] o. A. Next2Sun GmbH (Hrsg.) o. J.: *Agri-PV für Landwirte & Flächen-Eigentümer*. Verfügbar unter: <https://next2sun.com/agri-pv/agri-pv-anlagen-landwirte-freiflaechen/> (Zugriff am: 1. Mai 2023).

- [32] o. A. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) o. J.: *Erneuerbare Energien*. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html> (Zugriff am: 11. Mai 2023).
- [33] o. A. Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrsg.) o. J.: *Zahlen und FaktenBWE e.V.* Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/themen/zahlen-und-fakten/> (Zugriff am: 11. Mai 2023).
- [34] Mendelson, Ben (2021): *Bevölkerung in Deutschland 2021: Die größten Bundesländer*. In: *Handelsblatt*, Persönliches Interview vom 22. Juni 2021. Verfügbar unter: <https://www.handelsblatt.com/politik/deutschland/bevoelkerung-in-deutschland-so-viele-menschen-leben-aktuell-in-den-16-bundeslaendern/26635128.html> (Zugriff am: 11. Mai 2023).
- [35] Janzing, Bernward (2022): *Windräder wachsen weiter in den Himmel*. In: *Klimareporter*°, Persönliches Interview vom 20. Jan. 2022. Verfügbar unter: <https://www.klimareporter.de/strom/windraeder-wachsen-weiter-in-den-himmel> (Zugriff am: 11. Mai 2023).
- [36] o. A. o. Hrsg. (Hrsg.) o. J.: *Anlagengrößen - e-genius*. Verfügbar unter: <https://www.e-genius.at/lernfelder/erneuerbare-energien/grundlagen-windenergie/anlagengroessen> (Zugriff am: 11. Mai 2023).
- [37] o. A. Deutsches Institut für Bautechnik (Hrsg.) o. J.: *Nachricht-Detail*. Verfügbar unter: <https://www.dibt.de/de/aktuelles/meldungen/nachricht-detail/meldung/aktualisiert-zuordnung-der-windlast-und-schneelastzonen-nach-verwaltungsgrenzen> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [38] DKE Deutsche Kommission Elektrotechnik (2019): *Windenergieanlagen Teil 1: Auslegungsanforderungen*.
- [39] o. A. (2010): *Windenergie: Das sind die Nachteile und Vorteile von Windenergie*. In: *WELT*, Persönliches Interview vom 12. Aug. 2010. Verfügbar unter: <https://www.welt.de/wirtschaft/energie/specials/wind/article8795070/Das-sind-die-Nachteile-und-Vorteile-von-Windenergie.html> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [40] o. A. EWE AG (Hrsg.) o. A.: *Windenergie – Vorteile und Nachteile kompakt*. Verfügbar unter: <https://www.ewe.com/de/zukunft-gestalten/windenergie/vorteile-und-nachteile> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [41] o. A. conception Kommunikationsagentur GmbH (Hrsg.) o. J.: *E-82*. Verfügbar unter: <https://www.enercon.de/produkte/ep-2/e-82/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [42] o. A. Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrsg.) o. J.: *E-82 E2*. Verfügbar unter: <https://www.windindustrie-in-deutschland.de/windenergieanlagen/enercon/e-82-e2.html> (Zugriff am: 12. Mai 2023).

- [43] Bauer, Lucas o. Hrsg. (Hrsg.) o. J.: *Enercon E-82 E2 2.000 - 2,00 MW - Windkraftanlage*. Verfügbar unter: <https://www.wind-turbine-models.com/turbines/835-enercon-e-82-e2-2.000> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [44] o. A. conception Kommunikationsagentur GmbH (Hrsg.) o. J.: *E-138 EP3 E3*. Verfügbar unter: <https://www.enercon.de/produkte/ep-3/e-138-ep3-e3/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [45] o. A. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) o. J.: *Zwei Konzepte, zwei Meinungen: Windenergieanlagen – mit oder ohne Getriebe?* Verfügbar unter: <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2015/12/Meldung/kontrovers-klinger-jacobs.html> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [46] o. A. EMD International (Hrsg.) (2023): *windPRO – The premier software package for design of wind farms and PV projects*. Verfügbar unter: <https://www.emd-international.com/windpro/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [47] o. A. Zentrale Stelle Geodateninfrastruktur Rheinland-Pfalz (Hrsg.) o. J.: *Geoportal RLP*. Verfügbar unter: <https://www.geoportal.rlp.de/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [48] o. A. Bundesverband WindEnergie e. V. (Hrsg.) (2023): *Transport von Windenergieanlagen*. Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/montage-und-errichtung/transport/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [49] Richarz, Klaus et al. (2012): *Naturschutzfachlicher Rahmen zum Ausbau der Windenergienutzung in Rheinland-Pfalz: Artenschutz (Vögel, Fledermäuse) und NATURA 2000-Gebiete*, Mainz, Ministeriums für Umwelt, Landwirtschaft, Ernährung, Weinbau und Forsten. Verfügbar unter: https://ifu.rlp.de/fileadmin/ifu/Naturschutz/Dokumente/Erneuerbare_Energien/Naturschutzfachlicher-Rahmen-zum-Ausbau-der-Windenergienutzung-RLP_VSW-LUWG_2012.pdf.pdf (Zugriff am: 15. Mai 2023).
- [50] o. A. Landesamt für Umwelt Rheinland-Pfalz (Hrsg.) (2023): *Karten- und Informationsdienste*. Verfügbar unter: <https://ifu.rlp.de/de/naturschutz/karten-und-informationsdienste/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [51] o. A. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.) o. J.: *Startseite | MaStR*. Verfügbar unter: <https://www.marktstammdatenregister.de/MaStR/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [52] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (1998): *Sechste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz: TA Lärm*.
- [53] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2022): *Bundes-Immissionsschutzgesetz: BImSchG*.
- [54] Hau, Erich (2016): *Windkraftanlagen: Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*. 6. Aufl. SPRINGER VIEWEG.

- [55] o. A. FGW e.V. (Hrsg.) (2020): *Technische Richtlinien für Windenergieanlagen: Teil 6: Bestimmung von Windpotential und Energieerträgen* (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [56] o. A. CEN – Centrum für Erdsystemforschung und Nachhaltigkeit (Hrsg.) o. J.: *ECMWF ERA-5 - Europäische Reanalyse : Integrated Climate Data Center : Universität Hamburg*. Verfügbar unter: <https://www.cen.uni-hamburg.de/icdc/data/atmosphere/reanalysis-atmosphere/ecmwf-era5.html> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [57] o. A. Deutscher Wetterdienst (Hrsg.) o. J.: *Wetter und Klima - Deutscher Wetterdienst - Nürnberg-Barweiler*. Verfügbar unter: https://www.dwd.de/DE/wetter/wetterundklima_vorort/rheinland-pfalz-saarland/nuerburg_barweiler/_node.html (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [58] o. A. Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz Nordrhein-Westfalen (Hrsg.) o. J.: *Energieatlas NRW*. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas.nrw.de/site> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [59] o. A. Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende (Hrsg.) (2022): *Kompetenzzentrum Naturschutz und Energiewende - KNE-Antwort 140_Vorgaben der Bundesländer bei Abschaltzeiten für den Fledermausschutz an Windenergieanlagen*. Verfügbar unter: <https://www.naturschutz-energiewende.de/fragenundantworten/140-vorgaben-bundeslaender-abschaltzeiten-fledermausschutz-windenergieanlagen/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [60] Borrmann, Rasmus et al. (2020): *Volllaststunden von Windenergieanlagen an Land: Entwicklung, Einflüsse, Auswirkungen*, Bundesverband WindEnergie e.V. Verfügbar unter: https://www.windguard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2020/Volllaststunden%20von%20Windenergieanlagen%20an%20Land%202020.pdf (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [61] Salecki, Steven et al. (2020): *Finanzielle Beteiligung von betroffenen Kommunen bei Planung, Bau und Betrieb von erneuerbaren Energieanlagen: Kurzpapier mit Empfehlungen zur kommunalen und Bürgerbeteiligung an Windenergieanlagen*, Berlin. Verfügbar unter: https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/finanzielle-beteiligung-von-betroffenen-kommunen.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [62] o. A. (2020): *Leitfaden Bürgerwindpark: Mehr Wertschöpfung für die Region*, Husum, Wirtschaftsförderungsgesellschaft Nordfriesland mbH. Verfügbar unter: https://www.ee-sh.de/de/dokumente/content/leitfaeden-und-magazine/Leitfaden_Buergerwindpark_web.pdf?highlight=b%C3%BCrgerwindpark (Zugriff am: 12. Mai 2023).

- [63] o. A. Fachagentur zur Förderung eines natur- und umweltverträglichen Ausbaus der Windenergie an Land e.V. (Hrsg.) o. J.: *Länderinformationen Windenergie Rheinland-Pfalz - Fachagentur Windenergie*. Verfügbar unter: <https://www.fachagentur-windenergie.de/veroeffentlichungen/laenderinformationen/laenderinformationen-zur-windenergie/rheinland-pfalz/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [64] o. A. Kreisverwaltung Ahrweiler (Hrsg.) (2021): *Startseite | Kreisverwaltung Ahrweiler*. Verfügbar unter: <https://kreis-ahrweiler.de/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [65] o. A. Struktur- und Genehmigungsdirektion Nord (Hrsg.) o. J.: *Herzlich willkommen bei der SGD Nord!* Verfügbar unter: <https://sgdnord.rlp.de/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [66] o. A. Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (Hrsg.) o. J.: *Netzanschluss versus Netzausbau im EEG: Oder - Wer zahlt die Rechnung?* Verfügbar unter: <https://www.lee-nrw.de/blog/netzanschluss-versus-netzausbau-im-eeeg-oder-wer-zahlt-die-rechnung/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [67] Lüers et al., Silke Deutsche WindGuard GmbH (Hrsg.) (2022): *Kurzfristanalyse zur Kostensituation der Windenergie an Land: Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichtes gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG 2017) zum sparten-spezifischen Vorhaben Windenergie an Land*. Verfügbar unter: https://www.wind-guard.de/veroeffentlichungen.html?file=files/cto_layout/img/unternehmen/veroeffentlichungen/2022/Kurzfristanalyse%20zur%20Kostensituation%20der%20Windenergie%20an%20Land.pdf (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [68] o. A. Referat Soziale Medien/Online-Kommunikation (Hrsg.) (2023): *Erneuerbare Energien: Deutschlands Erneuerbare Energien nutzen*. Verfügbar unter: https://www.energie-wechsel.de/KAENEF/Navigation/DE/Thema/erneuerbare-energien.html?etcc_cmp=energiewechsel&etcc_med=sea&etcc_par=google-ads&etcc_ctv=mee-wind&etcc_bky=windkraft (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [69] o. A. Bundesverband WindEnergie e.V. (Hrsg.) o. J.: *RückbauBWE e.V.* Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/rueckbau/> (Zugriff am: 19. Mai 2023).
- [70] o. A. Fachagentur zur Förderung eines natur- und umweltverträglichen Ausbaus der Windenergie an Land e.V. (Hrsg.) o. J.: *EEG-Förderung - Fachagentur Windenergie*. Verfügbar unter: <https://www.fachagentur-windenergie.de/themen/eeg/eeg-foerderung/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [71] o. A. Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (Hrsg.) o. J.: *Bundesnetzagentur - Veröffentlichung von EEG-Registerdaten - EEG-Registerdaten und -Fördersätze*. Verfügbar unter: <https://www.bundesnetzagentur.de/DE/>

- Fachthemen/Elektrizität und Gas/Erneuerbare Energien/Zahlen Daten Informationen/
EEG_Registerdaten/artikel.html (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [72] o. A. FGW e.V. – Fördergesellschaft Windenergie und andere Dezentrale Energien (Hrsg.) (2023): *Wind-FGW | Referenzertragsverfahren*. Verfügbar unter: <https://wind-fgw.de/themen/referenzertraege/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [73] o. A. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität des Landes Rheinland-Pfalz (Hrsg.) o. J.: *Umweltschutz / Umwelt und Gesundheit . Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität des Landes Rheinland-Pfalz*. Verfügbar unter: <https://mkuem.rlp.de/themen/umweltschutz/-/umwelt-und-gesundheit> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [74] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2022): *Bundesnaturschutzgesetz: BNatSchG*.
- [75] o. A. Bundesverband WindEnergie e. V. (Hrsg.) o. J.: *Montage und Errichtung von Windkraftanlagen*. Verfügbar unter: <https://www.wind-energie.de/themen/anlagentechnik/montage-und-errichtung/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [76] o. A. Informationsportal Erneuerbare Energien (Hrsg.) (2022): *Wasserkraft*. Verfügbar unter: <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Technologien/Wasserkraft/wasserkraft.html> (Zugriff am: 15. Mai 2023).
- [77] o. A. Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke (BDW) e.V. (Hrsg.) o. J.: *Wasserkraft: Wasserkraft in Zahlen*. Verfügbar unter: <https://www.wasserkraft-deutschland.de/wasserkraft/wasserkraft-in-zahlen.html> (Zugriff am: 15. Mai 2023).
- [78] o. A. Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (2023): *Bruttostromerzeugung in Deutschland*. Verfügbar unter: <https://www.destatis.de/DE/Themen/Branchen-Unternehmen/Energie/Erzeugung/Tabellen/bruttostromerzeugung.html> (Zugriff am: 15. Mai 2023).
- [79] Kaczynski, Jürgen (1994): *Stauanlagen Wasserkraftanlagen*. 2. Aufl. Düsseldorf: Werner-Verlag.
- [80] o. A. Energieagentur Rheinland-Pfalz GmbH (Hrsg.) (2023): *Aktualisierte Daten zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien 2022*. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas.rlp.de/earp/unser-portal/aktuelles> (Zugriff am: 16. Mai 2023).
- [81] Ruhwedel, Sina (2021): *Studie zur Klimafreundlichkeit von Wasserkraft*. In: *Vulkan-Verlag GmbH*, Persönliches Interview vom 4. März 2021. Verfügbar unter: <https://gwf-wasser.de/forschung-und-entwicklung/studie-zur-klimafreundlichkeit-von-wasserkraft/> (Zugriff am: 16. Mai 2023).
- [82] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, nukleare Sicherheit und Verbraucherschutz (2023): *Wasserhaushaltsgesetz: WHG*.

- [83] o. A. (2010): *Sonne und Solar: Die Nachteile und Vorteile von Wasserenergie im Vergleich*. In: *WELT*, Persönliches Interview vom 12. Aug. 2010. Verfügbar unter: <https://www.welt.de/wirtschaft/energie/specials/sonne-solar/article8791062/Die-Nachteile-und-Vorteile-von-Wasserenergie-im-Vergleich.html> (Zugriff am: 15. Mai 2023).
- [84] Freudendahl, Andreas o. Hrsg. (Hrsg.) o. A.: *Wasserkraft der Mühle Antweiler*. Verfügbar unter: <https://www.antweiler-muehle.de/muehle-antweiler-wasserkraft.php> (Zugriff am: 16. Mai 2023).
- [85] o. A. Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität (Hrsg.) (2023): *Analysen und Messwerte - Wasserportal*. Verfügbar unter: <https://geoportal-wasser.rlp-umwelt.de/servlet/is/1500/> (Zugriff am: 16. Mai 2023).
- [86] o. A. Umweltbundesamt (Hrsg.) o. J.: *Ahr: Barrierefreiheit und Lebensraum für Fische schaffen*. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/ahr-barrierefreiheit-lebensraum-fuer-fische#renaturierung> (Zugriff am: 16. Mai 2023).
- [87] o. A. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.) (2022): *Jahresvolllaststunden*. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/jahresvolllaststunden/> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [88] o. A. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hrsg.) o. J.: *Moderne Wasserkraft: Gut für Fische, gut fürs Klima*. Verfügbar unter: <https://www.bdew.de/online-magazin-zweitausend50/schwerpunkt-stadt-land-fluss/moderne-wasserkraft-gut-fuer-fische-gut-fuers-klima/> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [89] o. A. Hydroshaft GmbH (Hrsg.) o. J.: *Pilotanlage Großweil – Hydroshaft*. Verfügbar unter: <https://hydroshaft.com/grossweil/> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [90] Albert Sepp et al. (2016): *Schachtkraftwerk: Konzept und Funktionskontrollen*. Verfügbar unter: www.dwa.de/KW (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [91] Hofer, Michelle (2018): *Kostenanalyse von Laufwasserkraftwerken in Europa*, Graz, Technische Universität Graz. Verfügbar unter: <https://diglib.tugraz.at/download.php?id=5b6d29da64a4c&location=browse> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [92] Keuneke, Rita (2015): *Marktanalyse zur Vorbereitung von Ausschreibungen: Vorhaben IId, Wasserkraft*. Verfügbar unter: <https://www.wasserkraft-deutschland.de/fileadmin/PDF/marktanalysen-studie-wasserkraft.pdf> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [93] o. A. Bundesverband Deutscher Wasserkraftwerke (BDW) e.V. (Hrsg.) o. J.: *Wasserkraft: Genehmigungsverfahren*. Verfügbar unter: <https://www.wasserkraft-deutschland.de/wasserkraft/genuehmigungsverfahren.html> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [94] o. A. Bayerische Ingenieurekammer-Bau (Hrsg.) o. J.: *Weltweit erstes Schachtkraftwerk am Netz: Neues Wasserkraftwerk verbindet Klima- und Naturschutz*. Verfügbar unter:

- <https://www.bayika.de/de/aktuelles/meldungen/2020-08-05-Weltweit-erstes-Schachtkraftwerk-am-Netz.php> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [95] Oschatz Mailach, Pfnür Winiewska (2016): *Studie "Dezentrale vs. zentrale Wärmeversorgung im deutschen Wärmemarkt"*. Verfügbar unter: <https://www.freie-waerme.de/uploads/media/Studie-Dezentrale-vs-zentrale-Waermeversorgung.pdf> (Zugriff am: 10. Mai 2023).
- [96] Bundesverband für Energie und Wassertechnik (2019): *Wie heizt Deutschland 2019?* Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/Pub_20191031_Wie-heizt-Deutschland-2019.pdf (Zugriff am: 10. Mai 2023).
- [97] o. A. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) o. J.: *Wärmewende: BMWK leitet Umstieg aufs Heizen mit Erneuerbaren ein*. Verfügbar unter: <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2023/03/05-waerme-wende.html> (Zugriff am: 10. Mai 2023).
- [98] o. A. Bundesverband Wärmepumpen e.V. (Hrsg.) (2023): *Funktion & Wärmequellen | Bundesverband Wärmepumpe (BWP) e.V.* Verfügbar unter: <https://www.waerme-pumpe.de/waermepumpe/funktion-waermequellen/> (Zugriff am: 10. Mai 2023).
- [99] o. A. Bundesverband Geothermie (Hrsg.) (2023): *COP-Wert*. Verfügbar unter: <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/c/cop-wert.html> (Zugriff am: 10. Mai 2023).
- [100] o. A. Verein Deutscher Ingenieure e.V. (Hrsg.) o. J.: *VDI 4650*. Verfügbar unter: <https://www.vdi.de/richtlinien/unsere-richtlinien-highlights/vdi-4650> (Zugriff am: 10. Mai 2023).
- [101] o. A. Vaillant Group Austria GmbH (Hrsg.) o. J.: *Was ist die Jahresarbeitszahl einer Wärmepumpe?* Verfügbar unter: <https://www.vaillant.at/privatanwender/tipps-und-wissen/lexikon-heizung-luftung-klima/jahresarbeitszahl/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [102] o. A. energis GmbH (Hrsg.) o. J.: *Pelletheizung: Funktion & Aufbau*. Verfügbar unter: https://www.energis.de/ratgeber/heizung/pelletheizung_funktion (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [103] o. A. Verbraucherzentrale (Hrsg.) o. J.: *Solarthermie: Solarenergie für Heizung und Warmwasser nutzen | Verbraucherzentrale.de*. Verfügbar unter: <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/erneuerbare-energien/solarthermie-solarenergie-fuer-heizung-und-warmwasser-nutzen-5568> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [104] o. A. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) (2023): *Erneuerbare Energien*. Verfügbar unter: https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Navigation/DE/Thema/erneuerbare-energien.html?etcc_cmp=energiewechsel&etcc_med=sea&

- etcc_par=google-ads&etcc_ctv=mee-solar&etcc_bky=solarthermie (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [105] Alexander Werner o. J.: *Vergleichende Betrachtung von Photovoltaikanlagen mit partieller Deckung des Wärmebedarfes*, Bauhaus-Universität Weimar.
- [106] Eicher, Hanspeter (2013): *Erneuerbare Energien: Umweltfreundliche Versorgung*. Zürich: Faktor.
- [107] o. A. dena (Hrsg.) o. J.: *Keine Energiewende ohne Wärmewende*. Verfügbar unter: <https://www.dena.de/themen-projekte/energieeffizienz/gebäude/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [108] o. A. OFFIS e. V. (Hrsg.) o. J.: *Was bedeutet eigentlich... „Dezentrale und Zentrale Wärmeversorgung“? – Helleheide*. Verfügbar unter: <https://helleheide.de/waermebedarf-im-quartier-dezentrale-und-zentrale-waermeversorgung/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [109] C.Dötsch et al. (2017): *Leitfaden Nahwärme*. Verfügbar unter: <https://www.um-sicht.fraunhofer.de/content/dam/umsicht/de/dokumente/kompetenz/energie/leitfaden-nahwaerme.pdf> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [110] o. A. ENaQ (Hrsg.) o. J.: *Energetisches Nachbarschaftsquartier Fliegerhorst Oldenburg*. Verfügbar unter: <https://www.enaq-fliegerhorst.de/> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [111] Wietschel, Martin et al. (2015): *Energetische Technologien der Zukunft*. Springer.
- [112] Deutsche Umwelthilfe: *Planungsleitfaden: Planungsleitfaden: das eigene Wärmepumpen-Projekt erfolgreich umsetzen*. Verfügbar unter: https://www.duh.de/fileadmin/user_upload/download/Projektinformation/Energieeffizienz/W%C3%A4rmepumpen/DUH_Factsheet_W%C3%A4rmepumpen_22_12_21_final.pdf (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [113] o. A. wolf GmbH (Hrsg.) o. J.: *Wärmepumpe: Alles Wissenswerte auf einen Blick*. Verfügbar unter: <https://www.wolf.eu/de-de/beratung/waermpumpe> (Zugriff am: 12. Mai 2023).
- [114] Hagedorn, Vanessa (2019): *Wohnquartiere mit einem Niedrig-Temperatur-Wärmenetz*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- [115] o. A. o. Hrsg. (Hrsg.) o. J.: *Praxisleitfaden Nahwärme*. Verfügbar unter: <https://www.energieagentur.rlp.de/themen/waermewende/praxisleitfaden-nahwaermenetze/> (Zugriff am: 21. Mai 2023).
- [116] o. A. nPro Energy GmbH (Hrsg.) o. J.: *Quartiere und Projekte mit kaltem Nahwärmenetz - nPro*. Verfügbar unter: <https://www.npro.energy/main/de/5gdhc-networks/5gdhc-districts> (Zugriff am: 23. Mai 2023).
- [117] o. A. IngenieurNetzwerk Energie eG EG (Hrsg.) (2022): *Wärmeversorgung Neubaugebiet »Westlich der Bahn« in Damme - iNeG*. Verfügbar unter: <https://ineg-energie.de/2022/>

- 12/07/waermeversorgung-neubaugebiet-westlich-der-bahn-in-damme/ (Zugriff am: 23. Mai 2023).
- [118] o. A. Stadt Warendorf (Hrsg.) o. J.: *Warendorf / Klimaneutrales Nahwärmenetz*. Verfügbar unter: <https://www.warendorf.de/wirtschaft-arbeit/baugebiete-in-warendorf/baugebiet-in-de-brinke/klimaneutrales-nahwaermenetz.html> (Zugriff am: 23. Mai 2023).
- [119] o. A. Stadtwerke Soest (Hrsg.) o. J.: *Neuer Soester Norden*. Verfügbar unter: <https://nsn.stadtwerke-soest.de/kalte-nahwaerme/> (Zugriff am: 23. Mai 2023).
- [120] o. A. Doppelacker GmbH (Hrsg.) o. J.: *Wüstenrot - Plusenergiesiedlung*. Verfügbar unter: <http://doppelacker.com/index.php/referenzen/wuestenrot> (Zugriff am: 23. Mai 2023).
- [121] Bauböck, Roland: *PowerPoint-Präsentation*. Verfügbar unter: https://veranstaltungen.fnr.de/fileadmin/Projekte/2021/Bioenergiesiedler/4_Bauboeck_Pyrolyse_07102021_final.pdf (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [122] o. A. (2022): *Nahwärmenetz mit Sonne und Holz für Marienthal im Ahrtal*. In: *Solarserver*, Persönliches Interview vom 3. März 2022. Verfügbar unter: <https://www.solarserver.de/2022/03/03/nahwaermenetz-mit-sonne-und-holz-fuer-marienthal-im-ahrtal/> (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [123] o. A. SWR Aktuell (Hrsg.) (2023): *Nahwärmenetz in Marienthal geht an den Start*. Verfügbar unter: <https://www.swr.de/swraktuell/rheinland-pfalz/nahwaermenetz-marienthal1800-100.html> (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [124] o. A. Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (Hrsg.) o. J.: *Förderprogramm im Überblick*. Verfügbar unter: https://www.bafa.de/DE/Energie/Effiziente_Gebaeude/Foerderprogramm_im_Ueberblick/foerderprogramm_im_ueberblick_node.html (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [125] o. A. Kreditanstalt für Wiederaufbau (Hrsg.) o. J.: *Förderprodukte für bestehende Immobilien – Übersicht | KfW*. Verfügbar unter: <https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestandsimmobilie/F%C3%B6rderprodukte/F%C3%B6rderprodukte-f%C3%BCr-Bestandsimmobilien.html> (Zugriff am: 17. Mai 2023).
- [126] o. A. EnergieAgentur Rheinland-Pfalz (Hrsg.) (2022): *Förderprogramme des Landes für Kommunen*. Verfügbar unter: <https://www.energieagentur.rlp.de/angebote/foerderinformationen/landes-foerderprogramme-fuer-kommunen/> (Zugriff am: 23. Mai 2023).
- [127] o. A. Umweltbundesamt (Hrsg.) (2022): *Berechnung der Treibhausgasemissionsdaten für das Jahr 2021 gemäß Bundesklimaschutzgesetz*. Begleitender Bericht. Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#emissionsentwicklung> (Zugriff am: 1. April 2023).

- [128] o. A. dena: Deutsche Energie Agentur (Hrsg.) o. J.: «E-FUELS» STUDIE: Das Potenzial strombasierter Kraftstoffe für einen klimaneutralen Verkehr in der EU. Verfügbar unter: https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/562/9219_E-Fuels-Studie_deutsche_Zusammenfassung.pdf (Zugriff am: 1. April 2023).
- [129] Thielmann, Axel et al. (2020): *Batterien für Elektroautos: Faktencheck und Handlungsbedarf: Sind Batterien für Elektroautos der Schlüssel für eine nachhaltige Mobilität der Zukunft?* Verfügbar unter: <https://www.isi.fraunhofer.de/content/dam/isi/dokumente/cct/2020/Faktencheck-Batterien-fuer-E-Autos.pdf> (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [130] Karle, Anton (2022): *Elektromobilität: Grundlagen und Praxis*. 6. Aufl. München: Hanser.
- [131] o. A. Statista (Hrsg.) o. J.: *Öffentliche Ladepunkte in Deutschland | Statista*. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/1190896/umfrage/ladesaeulen-in-deutschland/> (Zugriff am: 13. April 2023).
- [132] o. A. (2023): *Angebot Buisness & Fleet Services für die Gemeinde Antweiler*.
- [133] o. J. Verbraucherzentrale Rheinland-Pfalz (Hrsg.) (2019): *Übersicht über die Kosten für den Anschluss eines Wohngebäudes an das Stromnetz*. Verfügbar unter: <https://www.verbraucherzentrale-rlp.de/sites/default/files/2019-08/Netzanschlusskosten-Strom-VNB-kompakt-VZRLP.pdf> (Zugriff am: 17. Mai 2023).
- [134] o. A. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hrsg.) (2021): *Förderrichtlinie "Öffentlich zugängliche Ladeinfrastruktur für Elektrofahrzeuge in Deutschland"*. Verfügbar unter: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/foerderrichtlinie-oefentlich-zugaengliche-ladeinfrastruktur.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff am: 17. Mai 2023).
- [135] Nelder, Chris; Rogers, Emily Rocky Mountain Institute (Hrsg.) (2020): *Reducing EV Charging Infrastructure Costs*. Verfügbar unter: <https://rmi.org/insight/reducing-ev-charging-infrastructure-costs/#download-form> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [136] Paschotta, Rüdiger RP Photonics AG (Hrsg.) (2019): *Wasserstoff*. Verfügbar unter: <https://www.energie-lexikon.info/wasserstoff.html> (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [137] o. A. Statista (Hrsg.) (2022): *Anzahl der Wasserstofftankstellen in Deutschland 2022*. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/820836/umfrage/anzahl-der-wasserstofftankstellen-in-deutschland/> (Zugriff am: 13. April 2023).
- [138] Partz, Johannes Lindenfeld GmbH (Hrsg.) (2023): *Wasserstofftankstelle kaufen: Vorteile und Aufbau*. Verfügbar unter: <https://www.gasido.de/blog/posts/wasserstofftankstelle-kaufen-vorteile-und-aufbau> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [139] o. A. (2021): *Aufruf zur Antragseinreichung: Zur Förderung von öffentlich zugänglichen Wasserstofftankstellen im Straßenverkehr mit Schwerpunkt Nutzfahrzeuge (10/2021)*. In:

- Bundesministerium für Digitales und Verkehr*. Verfügbar unter: https://bmdv.bund.de/SharedDocs/DE/Anlage/G/auf-ruf-foerderung-h2-tankstellen-nutzfahrzeuge.pdf?__blob=publicationFile (Zugriff am: 17. Mai 2023).
- [140] o. A. EnergieAgentur Rheinland-Pfalz (Hrsg.) (2023): *Fördermöglichkeiten für Elektromobilität*. Verfügbar unter: <https://www.energieagentur.rlp.de/themen/mobilitaetswende/foerdermoeglichkeiten-fuer-elektromobilitaet/> (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [141] o. A. Toyota (Hrsg.) (2023): *Mirai: Preise und Fakten*. Verfügbar unter: https://www.toyota.de/content/dam/toyota/nmsc/germany/downloads/010223/Toyota_PL_Mirai_01_23_a.pdf (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [142] o. A. Hyundai (Hrsg.) (2022): *Nexo: Preise und technische Daten*. Verfügbar unter: <https://www.hyundai.de/hyundai.de/files/8f/8fa77d98-9f09-4920-903b-75fea4c3aeab.pdf> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [143] o. A. Wissenschaftliche Dienste Deutscher Bundestag (Hrsg.) (2021): *Sachstand: Neue Mobilitätskonzepte für den Ländlichen Raum: Neue Mobilitätskonzepte für den Ländlichen Raum*. Verfügbar unter: <https://www.bundestag.de/resource/blob/876574/11dd730efbb51948ac143430ce21ae1f/WD-5-082-21-pdf-data.pdf> (Zugriff am: 1. April 2023).
- [144] Junghans, Daniel ARM Verkehrsverbund Rhein-Mosel (Hrsg.) (2022): *Auftankt zur Planung Linienbündel Hoheifel*. Verfügbar unter: https://thkoelnde.sharepoint.com/sites/LEM810/Freigegebene%20Dokumente/Team%20Mobilit%C3%A4t/20220628_LB_Hoheifel.pdf?CT=1683999679279&OR=ItemsView (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [145] o. A. DB Netz AG (Hrsg.) (2021): *Ahrtalstrecke: Was ist passiert? – Instandsetzung und Wiederaufbau*. Verfügbar unter: <https://www.ahrstrecke.de/> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [146] o. A. Bundesministerium für Digitales und Verkehr (Hrsg.) (2021): *Gesetz über die Beschaffung sauberer Straßenfahrzeuge: Saubere Fahrzeuge-Beschaffungs-Gesetz - SaubFahrzeugBeschG*. Verfügbar unter: <https://www.gesetze-im-internet.de/saubfahrzeugbesch/SaubFahrzeugBeschG.pdf> (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [147] o. A. EnergieAgentur Rheinland-Pfalz (Hrsg.) (2021): *Clean Vehicles Directive: Kommunale Fuhrparke sollen klimafreundlicher werden*. Verfügbar unter: <https://www.energieagentur.rlp.de/info/die-energieagentur-informiert/aktuelle-meldungen/aktuelles-detail/kommunaler-fuhrpark-sollen-klimafreundlicher-werden/> (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [148] Schulze, Olaf (2022): *Elektromobilität - ein Ratgeber Für Entscheider, Errichter, Betreiber und Nutzer: Facetten Zu Ladeinfrastruktur, Subventionsregeln, Kosten und Handling*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden GmbH.

- [149] o. A. bussgeldkatalog.org (Hrsg.) (2023): *E-Bus: Die Zukunft im öffentlichen Nahverkehr?* Verfügbar unter: <https://www.bussgeldkatalog.org/e-bus/> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [150] o. A. WSW Wuppertaler Stadtwerke GmbH (Hrsg.) (2021): *Wasserstoffbusse: Wuppertaler Stadtwerke*. Verfügbar unter: <https://www.wsw-online.de/wsw-mobil/mehr-service/aktuelles/wasserstoffbusse/> (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [151] o. A. Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur (Hrsg.) (2021): *Richtlinie zur Förderung alternativer Antriebe von Bussen im Personenverkehr*. Verfügbar unter: https://www.ptj.de/lw_resource/datapool/systemfiles/cbox/7952/live/lw_bekdoc/foer-derrichtlinie_bus_07092021.pdf (Zugriff am: 18. Mai 2023).
- [152] Bundesministerium der Justiz (2021): *PBefG - Personenbeförderungsgesetz*.
- [153] Silbermeier, Jan et al. REAL CORP (Hrsg.) (2022): *Entwicklung eines elektrischen Carsharing-Angebots für den ländlichen Raum: Eine Studie im Rahmen des Projekts Smart 2 Change*. Verfügbar unter: https://repository.corp.at/863/1/CORP2022_13.pdf (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [154] Plöbst, Lukas (2020): *Möglichkeiten und Schwierigkeiten von E-Carsharing im ländlichen Raum am Beispiel der Steiermark*. Verfügbar unter: <https://unipub.uni-graz.at/obvugrhs/content/titleinfo/5590244/full.pdf> (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [155] Geldmacher, Wiebke (2020): *Akzeptanz eines innovativen Carsharing-Modells: Ökonomische und gesellschaftliche Effekte zukunftsfähiger Mobilitätskonzepte*. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden; Springer Gabler.
- [156] Doppelbauer, Martin (2020): *Grundlagen der Elektromobilität: Technik, Praxis, Energie und Umwelt*. 1. Aufl. Wiesbaden: Springer Fachmedien Wiesbaden.
- [157] o. A. Citroen (Hrsg.) (2023): *e-Spacetourer*. Verfügbar unter: <https://www.citroen.de/modelle/spacetourer.html> (Zugriff am: 15. Mai 2023).
- [158] o. A. Dacia (Hrsg.) (2023): *Spring Electric 45 Essential*. Verfügbar unter: https://www.dacia.de/modelle/spring/preise-versionen.html?gradeCode=ENS_MDL2P1SERIELIM1 (Zugriff am: 15. Mai 2023).
- [159] o. A. Statista (Hrsg.) (2023): *PKW-Führerschein - Besitz in Deutschland bis 2021 | Statista*. Verfügbar unter: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/172091/umfrage/besitz-eines-pkw-fuehrerscheins/> (Zugriff am: 19. Mai 2023).
- [160] Knoefel, Jan; Herrmann, Benjamin (2020): *Technisch-ökonomische Bewertung von Quartierspeichern. Eine Betrachtung der Wirtschaftlichkeit und der regionalökonomischen Effekte von Quartierspeichern*. Verfügbar unter: https://www.esquire-projekt.de/fileadmin/esquire/Dateien/Knoefel_Herrmann_2021_Technisch_oekonomische_Bewertung_von_Quartierspeichern.pdf (Zugriff am: 14. Mai 2023).

- [161] Idlbi, Basem (2020): *Quartierspeicher: Bericht zur Umfassung der Analysen und Ergebnisse des Projekts „Quartierspeicher“* (Zugriff am: 13. Mai 2023).
- [162] Rogalla, Sönke Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Hrsg.) (2023): *Quartierspeicher - Fraunhofer ISE*. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/de/leitthemen/stationaere-batteriespeicher/quartierspeicher.html> (Zugriff am: 19. Mai 2023).
- [163] o. A. ESQUIRE (Hrsg.) (2017): *Energy Supply Cooperative FRANKLIN*. Verfügbar unter: <https://www.esquire-projekt.de/die-quartiere/mannheim> (Zugriff am: 19. Mai 2023).
- [164] o. A. Energetech Solar (Hrsg.) (2023): *Up to 3MWh Energy Storage System | Energetech Solar*. Verfügbar unter: <https://energetechsolar.com/up-to-3mwh-600v900vdc-energy-storage-system> (Zugriff am: 19. Mai 2023).
- [165] Meier, Jana; Nakazi, Stefan Verbraucherzentrale NRW (Hrsg.) (2016): *Batteriespeicher für Solaranlagen: Positionen und Hintergründe*. Verfügbar unter: https://www.verbraucherzentrale.nrw/sites/default/files/migration_files/media241861A.pdf (Zugriff am: 20. Mai 2023).
- [166] o. A. BUND für Naturschutz und Umwelt in Deutschland (Hrsg.) (2023): *Energie sparen*. Verfügbar unter: <https://www.bund.net/energiewende/energie-sparen/> (Zugriff am: 19. Mai 2023).
- [167] o. A. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (Hrsg.) o. J.: *Energiespartipps für Verbraucherinnen und Verbraucher*. Verfügbar unter: https://www.energiewechsel.de/KAENEF/Navigation/DE/Mitmachen/Alltag/Energiesparen/energiespartipps.html?etcc_cmp=energiewechsel&etcc_med=sea&etcc_par=google-ads&etcc_ctv=mstrom-sparen&etcc_bky=stromsparen%25 (Zugriff am: 20. Mai 2023).
- [168] Heissler, Kerstin: *Der hydraulische Abgleich: Kleine Maßnahme, große Wirkung*. Verfügbar unter: <https://www.vdma.org/documents/34570/16786661/VDMA-Positionspapier-Hydraulischer+Abgleich-17-August-2022.pdf/64cf1488-c196-5633-1657-3ab114543b2e?t=1662625580610> (Zugriff am: 22. Mai 2023).
- [169] Goerke, Ute (2009): *Einfach Energie sparen: ARD Ratgeber Geld bei Haufe*. 1. Aufl. Haufe Verlag.
- [170] Allekotte, Michel et al. Umweltbundesamt (Hrsg.) (2021): *Umweltfreundlich mobil!: Ein ökologischer Verkehrsartenvergleich für den Personen- und Güterverkehr in Deutschland*. Verfügbar unter: https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/366/bilder/dateien/uba_emissionsgrafik_personenverkehr_2021.pdf (Zugriff am: 20. Mai 2023).
- [171] Dobos, Aron o. Hrsg. (Hrsg.) (2014): *PVWatts Version 5 Manual*. Verfügbar unter: <https://www.nrel.gov/docs/fy14osti/62641.pdf> (Zugriff am: 26. April 2023).

- [172] Fünfgeld, Christian et al. (2000): *Anwendung der Repräsentativen VDEW-Lastprofile: step - by - step*, Cottbus, Brandenburgische Technische Universität Cottbus. Verfügbar unter: https://www.bdew.de/media/documents/2000131_Anwendung-repraesentativen_Lastprofile-Step-by-step.pdf.
- [173] o. A. Statistisches Bundesamt (Hrsg.) (2022): *Umweltökonomische Gesamtrechnungen: Stromverbrauch der privaten Haushalte nach Haushaltsgrößenklassen* (Zugriff am: 26. April 2023).
- [174] o. A. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE (Hrsg.) (2023): *synPRO Tool*. Verfügbar unter: <https://synpro-lastprofile.de/gratis-profile/> (Zugriff am: 23. Mai 2023).
- [175] Probst, Alexander; Tenbohlen, Stefan (2011): *Erstellung und Simulation probabilistischer Lastmodelle von Haushalten und Elektrofahrzeugen zur Spannungsbandanalyse: Probabilistic load modeling and simulation for households and electric vehicles for voltage band analysis*, Würzburg, IEH Uni Stuttgart. Verfügbar unter: https://www.ieh.uni-stuttgart.de/dokumente/dissertationen/Diss_Probst.pdf (Zugriff am: 23. Mai 2023).
- [176] o. A. o. Hrsg. (Hrsg.) o. J.: *nPro App*. Verfügbar unter: <https://acad.npro.energy/about> (Zugriff am: 22. Mai 2023).
- [177] o. A. npro.energy (Hrsg.) o. J.: *Dokumentation der Berechnungsmodelle - nPro*. Verfügbar unter: <https://www.npro.energy/main/de/help/model-documentation> (Zugriff am: 24. Mai 2023).
- [178] o. A. Umwelt Bundesamt (Hrsg.) (2021): *Wie hoch sind die Treibhausgasemissionen pro Person in Deutschland durchschnittlich?* Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/wie-hoch-sind-die-treibhausgasemissionen-pro-person> (Zugriff am: 23. Mai 2023).
- [179] Rosenkranz, Alexander Viessmann Climate Solutions SE (Hrsg.) (2023): *Jahresarbeitszahl verrät Effizienz der Wärmepumpe*. Verfügbar unter: <https://www.heizung.de/waermepumpe/wissen/jahresarbeitszahl-verraet-effizienz-der-waermepumpe.html> (Zugriff am: 23. Mai 2023).
- [180] o. A. StromAuskunft / Heidjann GmbH (Hrsg.) o. J.: *Stromanbieter und Strompreise in Rheinland-Pfalz*. Verfügbar unter: <https://www.stromauskunft.de/stromversorger/rheinland-pfalz/#:~:text=Der%20aktuelle%20Strompreis%20in%20Rheinland,der%20Strom%20vom%20Grundversorger%20kommt> (Zugriff am: 14. Mai 2023).
- [181] VDI (2012): *VDI 2067 Blatt 1: Wirtschaftlichkeit gebäudetechnischer Anlagen - Grundlagen und Kostenberechnung*.
- [182] Kayaoglu, Ercan DLR - Institut für Physik der Atmosphäre (Hrsg.) (2021): *DLR - Institut für Physik der Atmosphäre - Quellen und Senken von Spurenstoffen*. Verfügbar unter: <https://>

www.dlr.de/pa/desktopdefault.aspx/tabid-2555/3835_read-5744/ (Zugriff am: 23. Mai 2023).

- [183] Hoekstra, Auke et al. o. J.: *Vergleich der lebenslangen Treibhausgasemissionen von Autos mit Elektromotoren mit denen mit Verbrennungsmotoren Vergleich der lebenslangen Treibhausgasemissionen von Elektroautos mit den Emissionen von Fahrzeugen mit Benzin- oder Dieselmotoren*, Eindhoven. Verfügbar unter: https://www.gruene-bundestag.de/fileadmin/media/gruenebundestag_de/themen_az/mobilitaet/pdf/200831-Studie_EAuto_versus_Verbrenner_CO2.pdf (Zugriff am: 21. Mai 2023).
- [184] o. A. Bundesverband CarSharing e.V. (Hrsg.) o. J.: *Ein CarSharing-Fahrzeug ersetzt bis zu 20 private Pkw*. Verfügbar unter: <https://carsharing.de/carsharing-fahrzeug-ersetzt-zu-20-private-pkw> (Zugriff am: 21. Mai 2023).
- [185] o. A. Kraftfahrt-Bundesamt (Hrsg.) (2023): *Inländerfahrleistung - Inländerfahrleistung*. Verfügbar unter: https://www.kba.de/DE/Statistik/Kraftverkehr/VerkehrKilometer/vk_inlaenderfahrleistung/2020/2020_vk_kurzbericht.html (Zugriff am: 21. Mai 2023).
- [186] o. A. Electrify-BW e.V. (Hrsg.) o. J.: *Leistung, Energie und Verbrauch – MOBILITÄTSSCHULE – nachhaltig mobil*. Verfügbar unter: <https://nachhaltigmobil.schule/leistung-energieverbrauch/> (Zugriff am: 21. Mai 2023).
- [187] o. A. Umweltbundesamt (Hrsg.) (2023): *Wie hoch sind die Treibhausgasemissionen pro Person in Deutschland durchschnittlich?* Verfügbar unter: <https://www.umweltbundesamt.de/service/uba-fragen/wie-hoch-sind-die-treibhausgasemissionen-pro-person> (Zugriff am: 21. Mai 2023).
- [188] o. A. ADAC (Hrsg.) (2023): *Leihvertrag - Unentgeltliche Gebrauchsüberlassung eines KFZ*. Verfügbar unter: <https://www.adac.de/-/media/adac/pdf/jze/leihvertrag.pdf?la=de-de> (Zugriff am: 23. Mai 2023).

11 Anhang

Anhang 1: Umfrage	CLXXXIV
Anhang 2: Flyer für den Informationsabend	CLXXXVI
Anhang 3: Dokumentation der Bürgerdiskussion des Informationsabends.....	CLXXXVII
Anhang 4: Daten zum Lastprofil für den VW e-Up! [173]	CXCIV
Anhang 5: Berechnungsergebnisse WindPRO	CXCV
Anhang 6: Weibull-Verteilung	CC
Anhang 7: Windrose.....	CCI
Anhang 8: Förderfähige U-Werte	CCII
Anhang 9: Geplante Buslinien und Gesamtfahrplannetz des VRM.....	CCVI
Anhang 10: Leihvertrag für die unentgeltliche Gebrauchsüberlassung eines PKWs	CCIX

Anhang 1: Umfrage

Welche Technik besitzen Sie zum Stromsparen (Energiespar-Maßnahmen)?³

LEDs und/oder Energiesparlampen (komplett) Intelligente Stromzähler (Smart Meter)

Besitzen Sie eine Solarthermieanlage?⁴

Ja Nein Geplante Anschaffung im Jahr ca.: 20 ____

Besitzen Sie eine Photovoltaikanlage?⁵

Ja Nein Geplante Anschaffung im Jahr ca.: 20 ____

Wenn ja...

...wie lauten die Leistung und der Ertrag? ____ kWp / ____ kWh pro Jahr

Stehen Sie für Windkraft bzw. Windenergieanlagen?⁶

Ja Nein Nur unter Umständen und zwar _____

Mobilität

Besitzen Sie ein Elektrofahrzeug?⁷

Ja Nein Hybrid-Fahrzeug Geplante Anschaffung im Jahr ca.: 20 ____

Wenn ja...

...wie lautet die Ladeleistung?

1. Fahrzeug) ____ kW Ggf. 2. Fahrzeug) ____ kW

...wo Laden Sie Ihr(e) Fahrzeug(e) auf?

Im eigenen Wohngebäude Ladesäulen im öffentlichen Raum

...wie lauten in etwa Ihre Ladezeiten?

Werktags) ____ Uhr bis ____ Uhr

Samstags) ____ Uhr bis ____ Uhr

Sonntags) ____ Uhr bis ____ Uhr

Wären Sie an einem Car-Sharing Dienst mit Elektrofahrzeugen und Elektrofahrrädern interessiert?⁸

Ja Nein

Zu welchem Zweck würden Sie diese Car-Sharing-Dienste nutzen?

Unabhängig vom eigenen Nutzen, stehen Sie für öffentlicher Ladeinfrastruktur in Antweiler?⁹

Ja Nein

Wie oft nutzen Sie die Buslinien in Antweiler (Hin- und Rückfahrt)?

Nie 1-2 Mal pro Woche 3-5 Mal die Woche Täglich

Zu welchem Zweck nutzen Sie die Buslinien?¹⁰

Welche Verbesserungsvorschläge im ÖPNV würden mehr Anreiz für Sie schaffen?

Für mehr Information wenden Sie sich gerne an das Gemeindehaus.

Anmerkungen

Anhang zur Umfrage

Bei weiteren Fragen oder Vorschlägen, melden Sie sich gerne an +49 (0)162 7454111 (Paula Barnert).

I. Objektstandort

1. Die Ergebnisse der Umfrage sind **anonym** und Ihre persönlichen Daten werden nicht an Dritte weitergegeben. Die Anschrift dient lediglich zur räumlichen Einordnung.

II. Objektdaten

2. Die Ergebnisse der Umfrage werden zu Simulation eines Wärmebedarfs ihrer Gemeinde genutzt.

III. Daten zur aktuellen Heizung & Stromversorgung

3. Kreuzen Sie **Energiespar-Maßnahmen** an, die Sie aktuell zum Stromsparen nutzen.
LEDs und Energiesparlampen sind Leuchtmittel, die anders als konventionelle Glühbirnen bis zu 80% Energie sparen. Kreuzen Sie dieses Feld an, wenn überwiegend oder alle Leuchtmittel in Ihrem Haushalt LEDs und/oder Energiesparlampen sind.
Intelligente Stromzähler (auch Smart Meter genannt) sind Stromzähler, die digital Daten empfangen und senden. Das heißt, sie senden automatisch die Verbrauchsdaten an Netzbetreiber oder Energielieferanten und können von Ihnen z. B. vom Handy aus, in kürzeren Zeitintervallen Ihren Stromverbrauch abrufen.
4. Eine **Solarthermieanlage** wandelt Sonnenenergie in Wärme um, die zum Erhitzen des Trinkwassers oder zum Heizen genutzt wird. Sie wird auf das Hausdach montiert und mit der Heizanlage im Keller verbunden. Besitzen Sie keine, planen aber eine zu installieren, schreiben Sie bitte das geplante Anschaffungsjahr auf.
5. Besitzen Sie keine **Photovoltaikanlage**, planen aber eine zu installieren, schreiben Sie bitte das geplante Anschaffungsjahr auf.
6. Die Akzeptanz für neue **Windkraftanlagen** ist ein entscheidender Faktor zum Ausbau der Windenergie in einer Kommune. Ihre Meinung ist aus diesem Grund äußerst wichtig!

IV. Mobilität

7. Besitzen Sie kein Elektro- oder Hybridfahrzeug, planen aber eins zu installieren, schreiben Sie bitte das geplante Anschaffungsjahr auf.
 - a. Die Ladeleistung und Ladezeiten sind für eine Simulation des Stromnetzes relevant.
8. **Carsharing** bezeichnet die organisierte gemeinschaftliche Nutzung eines oder mehrerer Automobile. Carsharing erlaubt anders als konventionelle Autovermietungen ein kurzzeitiges Anmieten von (elektrischen) Fahrzeugen, die bspw. in Ladesäulen in Antweiler aufgeladen werden können.
9. Ist Ihrer Meinung nach öffentliche **Ladeinfrastruktur** für elektrische Autos (sogenannte Ladesäulen) in Antweiler erwünscht?
10. Im August 2024 wird ein neues Verkehrskonzept für den Landkreis Ahrweiler von dem VRM übernommen. Wir brauchen Ihre Meinung, um prognostizieren zu können, wie u. A. die Erweiterung der **Buslinien** in Antweiler sich möglicherweise auf die Mobilität auswirken kann.

Einladung zum
INFOABEND ERNEUERBAHR

22. März, 18:30 Uhr im Gemeindehaus

Studierendenprojekt der Technischen Hochschule Köln

**Ein lokales und zukunftsfähiges
Energiekonzept für die Gemeinde Antweiler**

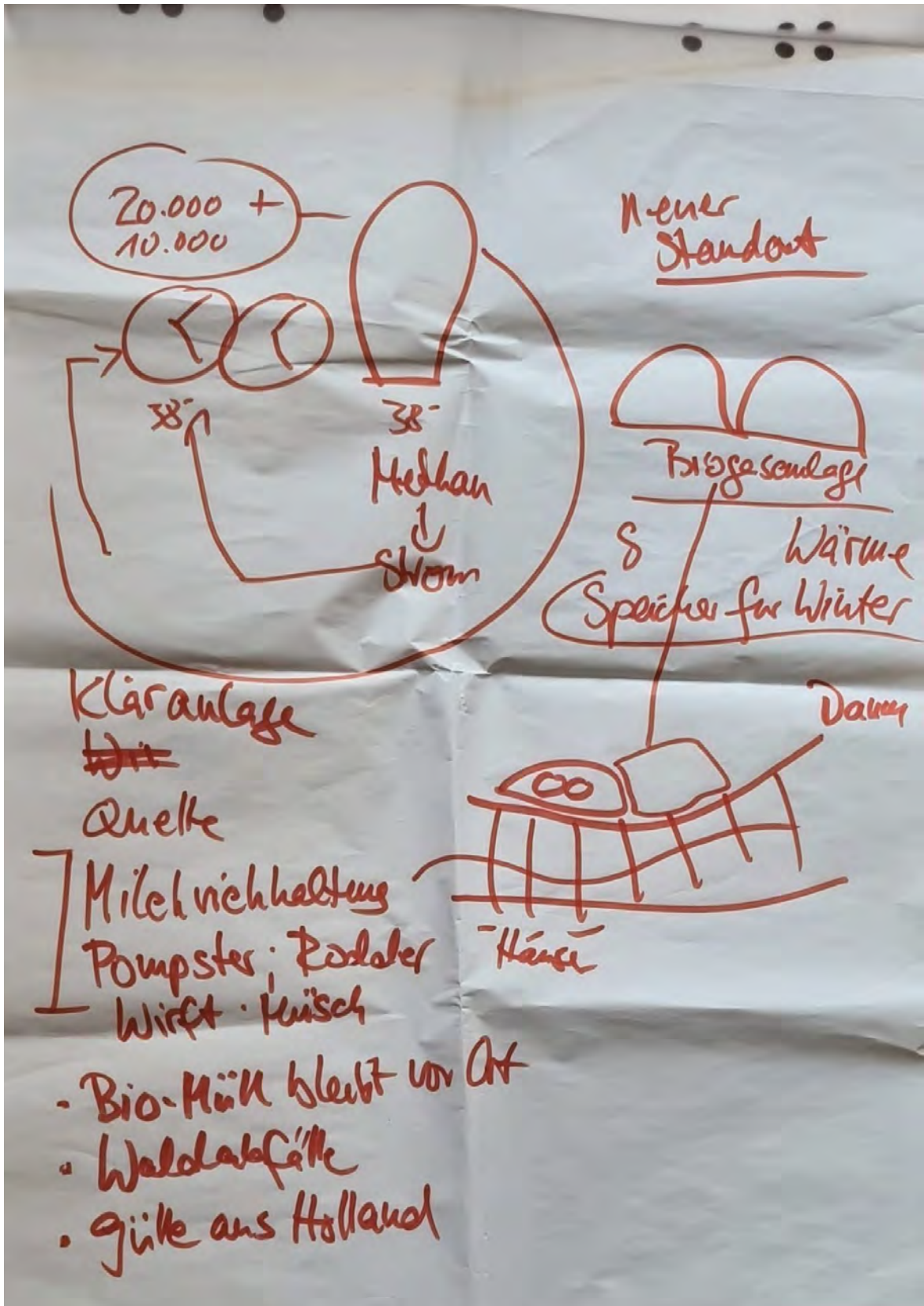
- **Stromerzeugung**
- **Wärme &
Heizsysteme**
- **Mobilität**
- **Energieeffizienz &
Energiesparen**



Was Sie erwartet:

- **Präsentation der Projektideen**
- **Diskussion und Austausch**
- **Besprechung & Möglichkeiten der
Eigeninitiative**

Anhang 3: Dokumentation der Bürgerdiskussion des Informationsabends




WÄRME & ENERGIEEINSPARUNG

geothermie

① Wärmepumpe
Kalt-Nach-Wärme

② Solar-Dach

③ Solar-Felder


④ Batterie 

⑤ Biogas
Wärme Wind ⚡

⑥ Dämmung

⑦ Wasser-Räder



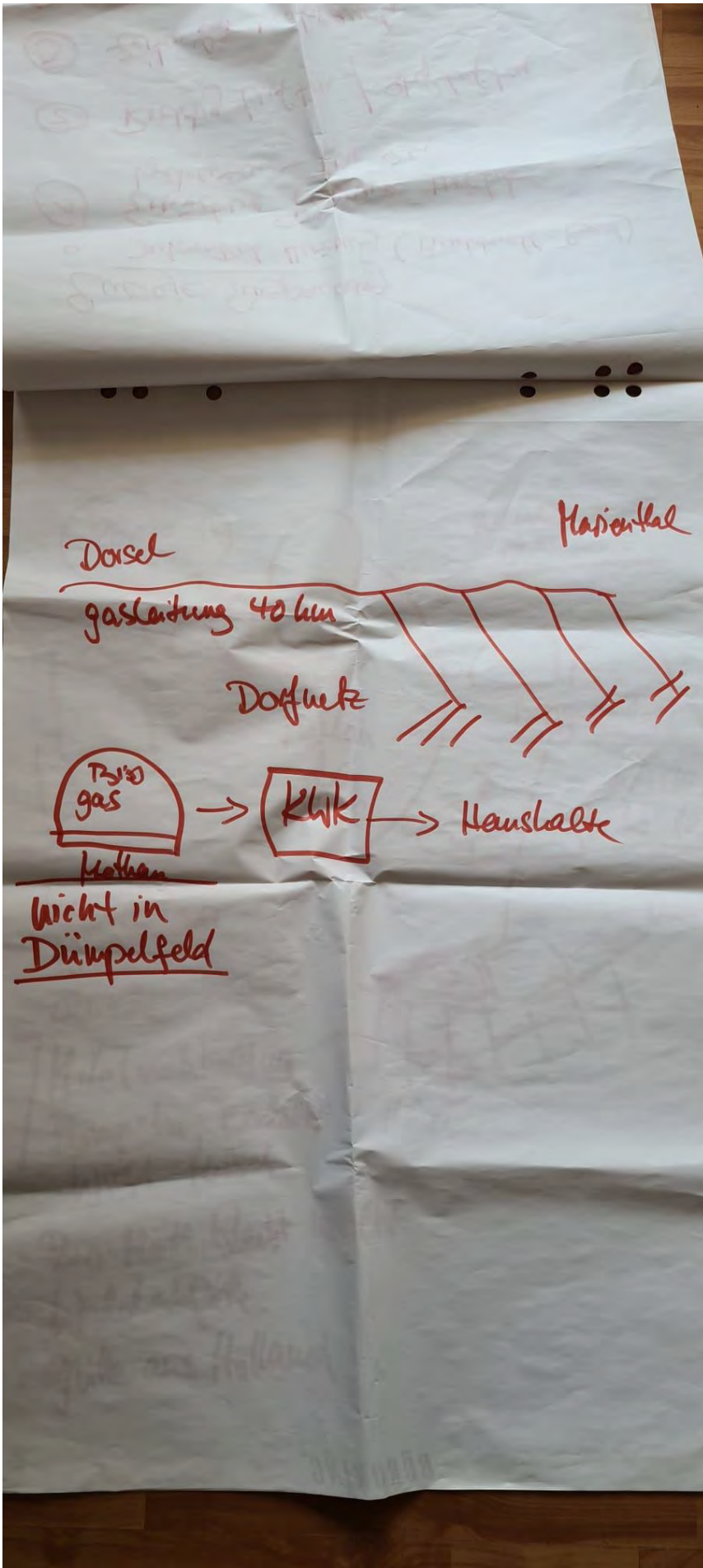
Notagregat / Fleet

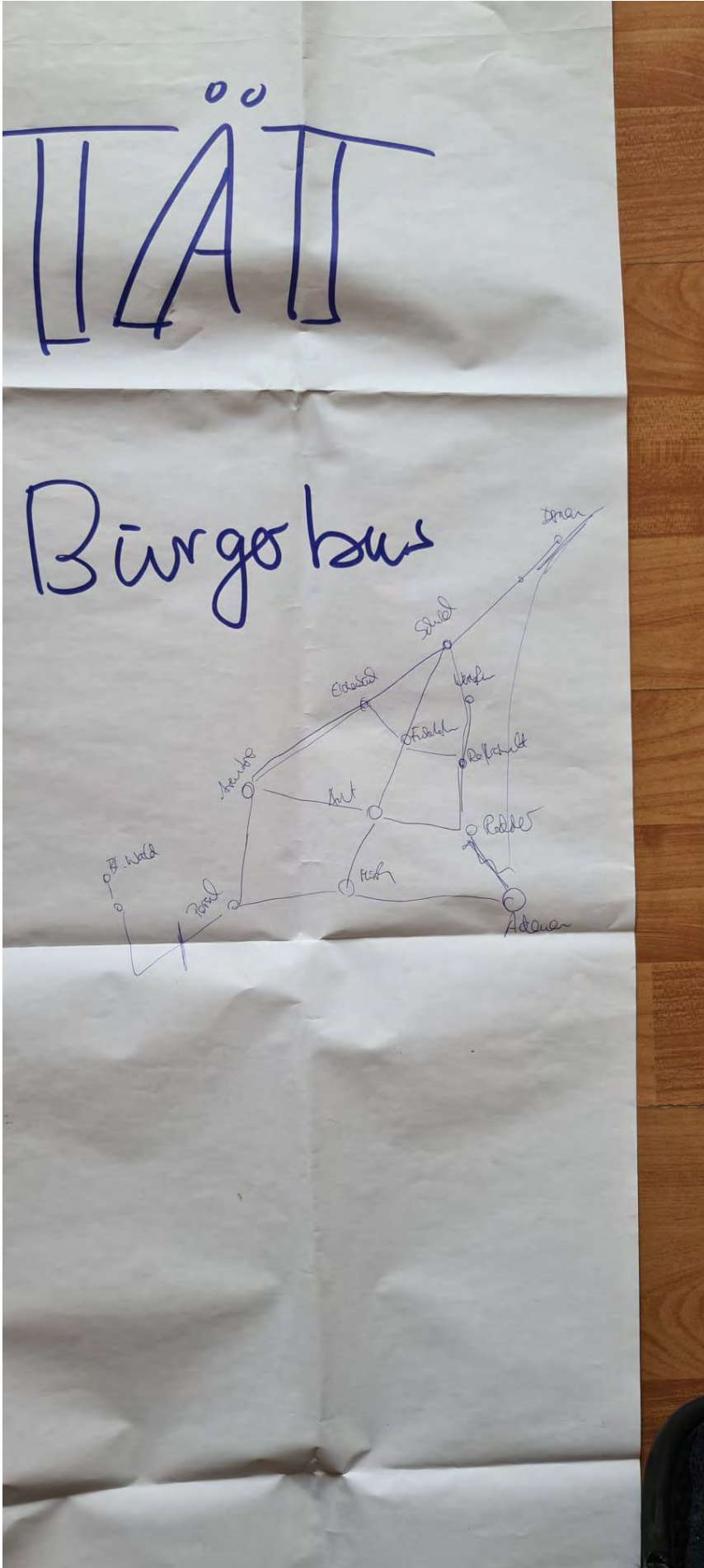
Betreiber:

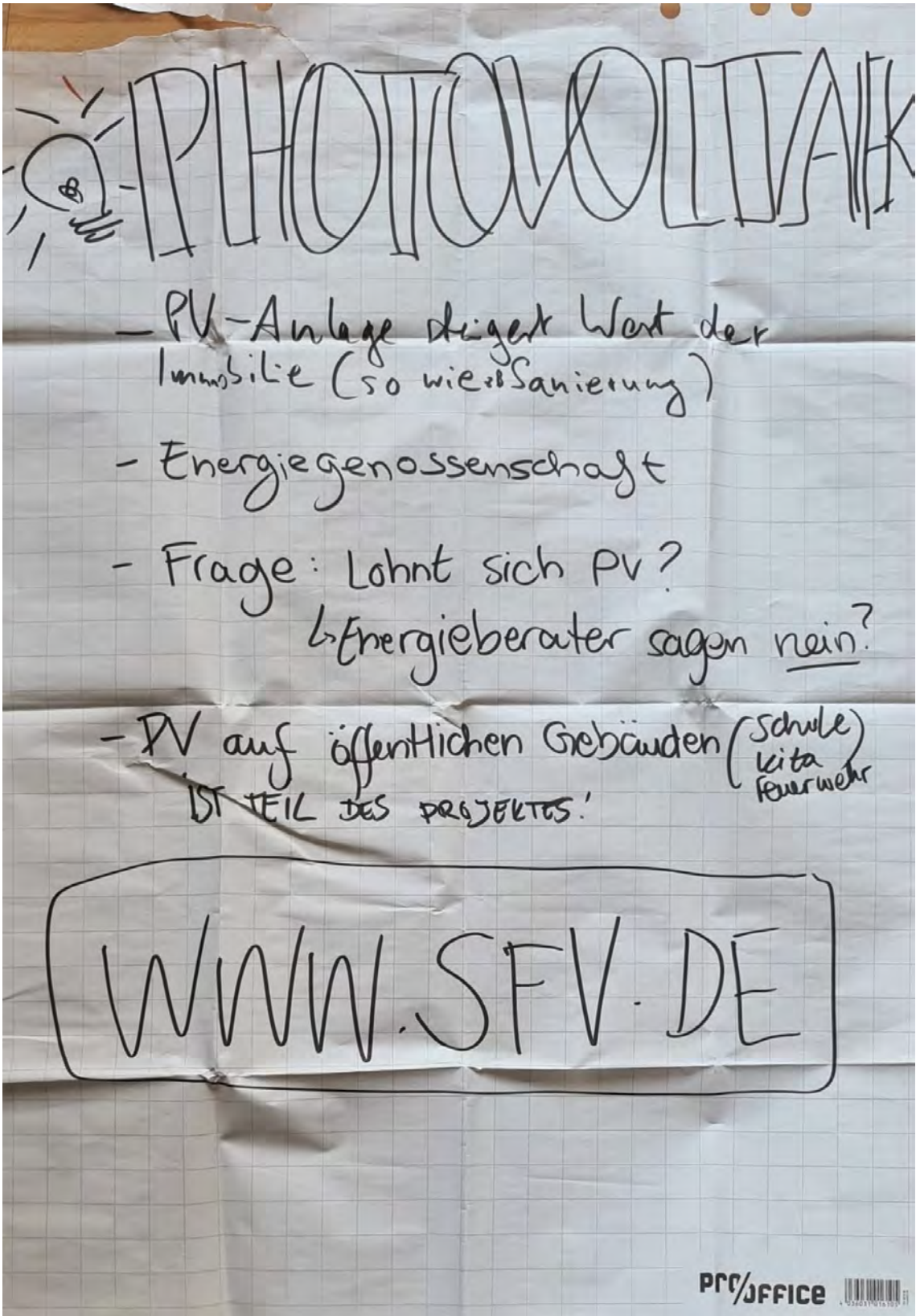
- Genossenschaft
- Verein

Energie-Einsparung

- o Infra-Red-Heizung (Punktuelle Bed)
- ① Einzelne Räume nicht beheizen - Tür zu
- ② Richtig Lüften / Stoßlüften
- ③ Zeiten für Verbrauch
- ④ Rolläden / Klappläden nachts
- ⑤ Stand-by ausschalten
- ⑥ Tiefkühltruhe? Einfrieren?
- ⑦ Kochkiste / Kochsack
- ⑧ Dicke Sachen / Pullover / Decke
- ⑨ 19°
- ⑩ Zuheizen ① mit Holzofen
30 Minuten Frühstück
Haustiere? 😊







Anhang 4: Daten zum Lastprofil für den VW e-Up! [174]

Bezeichnung synPRO	Übersetzung	Wert	Einheit
<i>HH economic status</i>	Lebensstandard	Medium (Mittel)	
<i>HH type</i>	Haushaltstyp	2A1mCu18	
<i>HH place of residence</i>	Wohnsitz	City (Stadt)	
<i>HH number of EV</i>	Anzahl an elektrischen Fahrzeugen	1	
<i>EV main user occupation</i>	Beruf des Hauptnutzers	Fulltime (Vollzeit)	
<i>EV main user use frequency</i>	Häufigkeit der Nutzung durch den Hauptnutzer	Weekly (wöchentlich)	
<i>EV model</i>	Model des elektrischen Fahrzeugs	Volkswagen e-Up!	
<i>EV p nominal home</i>	Nennleistung zu Hause	3,70	kW
<i>EV p nominal work</i>	Nennleistung bei der Arbeit	22,00	kW
<i>EV p nominal other</i>	Nennleistung Sonstiges	22,00	kW
<i>EV connecting neutrality soc home</i>	Anschluss Neutralleiter Steckdose zu Hause	80,00	kW
<i>EV connecting neutrality soc work</i>	Anschluss Neutralleiter Steckdose Arbeit	85,00	kW
<i>EV connecting neutrality soc other</i>	Anschluss Neutralleiter Steckdose Sonstiges	85,00	
<i>EV connecting sensitivity</i>	Anschlussempfindlichkeit	1	
<i>EV charging habit</i>	Ladegewohnheit	1	
<i>Annual mileage</i>	Jährliche Kilometerleistung	10.772,75	km
<i>Annual average driven distance</i>	Jährlich durchschnittlich zurückgelegte Strecke	23,73	
<i>Annual trips</i>	Jährliche Fahrten	454,00	
<i>Annual chargings</i>	Jährliche Ladevorgänge	245,00	
<i>Annual average soc arrival</i>	Jährlicher Durchschnitt der Steckdosenankünfte	77,64	%
<i>Annual average soc departure</i>	Jährlicher Durchschnitt der Steckdosenankünfte	94,83	%
<i>Annual average current range</i>	Jährlicher Durchschnitt der Steckdosenankünfte	122,35	km
<i>Annual charged energy</i>	Jährlicher Durchschnitt der Steckdosenabgänge	1.275,39	kWh
<i>Annual self discharged energy</i>	Jährlicher selbstentladener Strom	34,50	kWh
<i>Annual consumed energy</i>	Jährlich verbrauchter Strom	1.329,97	kWh
<i>Annual intermediate fast charged energy</i>	Jährliche mittlerer geladener Strom	89,08	kWh
<i>Annual average charging duration</i>	Jährliche durchschnittliche Ladedauer	0,66	h

Anhang 5: Berechnungsergebnisse WindPRO

DECIBEL - Hauptergebnis

Berechnung: Schallimmissionen_K8

ISO 9613-2 Deutschland

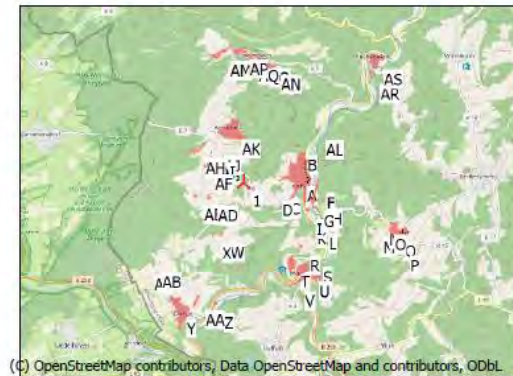
Die Berechnung basiert auf der internationalen Norm ISO 9613-2 "Acoustics - Attenuation of sound during propagation outdoors"

Lautester Wert bis 95% Nennleistung
Faktor für Meteorologischen Dämpfungskoeffizient, C0: 0,0 dB

Die gültigen Nacht-Immissionsrichtwerte sind entsprechend TA-Lärm festgesetzt auf:

- Industriegebiet: 70 dB(A)
- Dorf- und Mischgebiet, Außenbereich: 45 dB(A)
- Reines Wohngebiet / Kurgebiet u.ä. : 35 dB(A)
- Gewerbegebiet: 50 dB(A)
- Allgemeines Wohngebiet: 40 dB(A)
- Kur- und Ferengebiet: 35 dB(A)

Alle Koordinatenangaben in:
UTM (north)-WGS84 Zone: 32



WEA

Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung [kW]	Rotor-durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Schallwerte		Windgeschwindigkeit [m/s]	LWA [dB(A)]	
				Aktuell	Hersteller	Typ				Quelle	Name			
1	344.489	5.585.898	[m]	ENERCON E-8...	Ja	ENERCON	E-82 E2-2.300	2.300	82,0	98,4	EMD	Mode 00 - OM 0 (2350 kW)	9,5	104,0

Berechnungsergebnisse

Beurteilungspegel

Schall-Immissionsort Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Aufpunkt-höhe [m]	Anforderung Schall [dB(A)]	Beurteilungspegel		Anforderung erfüllt? Schall
							Von WEA	Distanz z. Richtwert [m]	
A	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (1)	345.318	5.585.948	300,4	5,0	40,0	32,8	370	Ja
B	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (2)	345.609	5.586.665	360,4	5,0	40,0	26,9	879	Ja
C	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (3)	345.299	5.585.700	249,0	5,0	40,0	32,8	360	Ja
D	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (4)	345.115	5.585.689	375,0	5,0	40,0	36,0	185	Ja
E	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (5)	345.243	5.585.744	358,4	5,0	40,0	34,0	297	Ja
F	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Gewerbegebiet (6)	346.046	5.585.721	298,0	5,0	50,0	25,5	1.401	Ja
G	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (7)	345.948	5.585.534	293,2	5,0	40,0	25,7	1.029	Ja
H	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (8)	346.190	5.585.454	335,0	5,0	40,0	24,3	1.284	Ja
I	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Gewerbegebiet (9)	345.810	5.585.264	286,8	5,0	50,0	25,0	1.301	Ja
J	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (10)	345.821	5.585.149	290,0	5,0	40,0	24,5	1.052	Ja
K	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (11)	345.855	5.585.044	302,5	5,0	40,0	23,9	1.134	Ja
L	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (12)	346.121	5.584.921	290,0	5,0	40,0	22,0	1.426	Ja
M	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (13)	347.303	5.584.788	512,2	5,0	40,0	17,4	2.550	Ja
N	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (14)	347.448	5.584.993	515,0	5,0	40,0	17,0	2.619	Ja
O	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (15)	347.568	5.584.846	511,6	5,0	40,0	16,1	2.779	Ja
P	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Dorf- und Mischgebiete (16)	347.853	5.584.425	475,6	5,0	45,0	12,9	3.359	Ja
Q	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (17)	347.641	5.584.911	502,6	5,0	40,0	15,8	2.828	Ja
R	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Gewerbegebiet (18)	345.650	5.584.475	376,7	5,0	50,0	23,7	1.676	Ja
S	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (19)	345.954	5.584.215	295,0	5,0	40,0	20,0	1.749	Ja
T	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (20)	345.484	5.584.268	305,0	5,0	40,0	21,9	1.429	Ja
U	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (21)	345.650	5.584.051	309,3	5,0	40,0	20,3	1.701	Ja
V	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Dorf- und Mischgebiete (22)	345.700	5.583.814	306,6	5,0	45,0	19,0	2.100	Ja
W	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Gewerbegebiet (23)	343.985	5.584.838	413,4	5,0	50,0	29,8	1.018	Ja
X	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Gewerbegebiet (24)	343.796	5.584.799	417,1	5,0	50,0	28,3	1.144	Ja
Y	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (25)	342.987	5.583.434	400,0	5,0	40,0	17,2	2.409	Ja
Z	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Dorf- und Mischgebiete (26)	343.780	5.583.306	310,0	5,0	45,0	17,5	2.383	Ja
AA	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Gewerbegebiet (27)	343.392	5.583.451	390,0	5,0	50,0	18,3	2.526	Ja
AB	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (28)	342.456	5.584.204	411,7	5,0	40,0	18,4	2.151	Ja
AC	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (29)	342.263	5.584.164	416,7	5,0	40,0	17,5	2.324	Ja
AD	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Gewerbegebiet (30)	343.752	5.585.602	396,8	5,0	50,0	33,9	633	Ja
AE	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Dorf- und Mischgebiete (31)	343.462	5.585.620	400,0	5,0	45,0	30,2	749	Ja
AF	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (32)	343.704	5.586.312	465,3	5,0	40,0	32,8	387	Ja
AG	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (33)	343.796	5.586.478	477,2	5,0	40,0	32,6	414	Ja

(Fortsetzung nächste Seite)...

DECIBEL - Hauptergebnis

Berechnung: Schallimmissionen_K8

...(Fortsetzung von vorheriger Seite)

Nr.	Name	Ost	Nord	Z	Aufpunkt- höhe [m]	Anforderung	Beurteilungspegel	Anforderung erfüllt?	
						Schall	Von WEA	Distanz z. Richtwert	Schall
						[dB(A)]	[dB(A)]	[m]	
AH	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Dorf- und Mischgebiete (34)	343,577	5.586.634	531,5	5,0	45,0	29,6	851	Ja
AI	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Dorf- und Mischgebiete (35)	343,796	5.586.538	488,2	5,0	45,0	32,1	622	Ja
AJ	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (36)	343,894	5.586.670	491,4	5,0	40,0	31,6	479	Ja
AK	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (37)	344,455	5.586.830	530,7	5,0	40,0	32,2	434	Ja
AL	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Gewerbegebiet (38)	346,093	5.586.921	299,4	5,0	50,0	22,0	1.733	Ja
AM	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (39)	343,951	5.588.593	411,6	5,0	40,0	17,2	2.249	Ja
AN	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (40)	345,039	5.588.379	365,3	5,0	40,0	18,3	2.044	Ja
AO	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (41)	344,952	5.588.433	365,0	5,0	40,0	18,1	2.079	Ja
AP	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (42)	344,405	5.588.683	378,8	5,0	40,0	17,0	2.287	Ja
AQ	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (43)	344,815	5.588.530	380,9	5,0	40,0	17,7	2.154	Ja
AR	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Gewerbegebiet (44)	347,351	5.588.057	270,0	5,0	50,0	13,3	3.415	Ja
AS	Schall-ImmissionsortTA Lärm - Allgemeines Wohngebiet (45)	347,439	5.588.285	280,2	5,0	40,0	13,0	3.311	Ja

Abstände (m)

Schall-Immissionsort	WEA
A	830
B	1355
C	833
D	660
E	769
F	1565
G	1481
H	1756
I	1465
J	1528
K	1611
L	1902
M	3025
N	3094
O	3254
P	3673
Q	3303
R	1837
S	2231
T	1909
U	2181
V	2410
W	1174
X	1300
Y	2887
Z	2688
AA	2682
AB	2647
AC	2822
AD	794
AE	1064
AF	887
AG	904
AH	1172
AI	944
AJ	975
AK	933
AL	1902
AM	2748
AN	2541
AO	2576
AP	2786
AQ	2651
AR	3585
AS	3784

SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Schattenwurf_K8

Annahmen für Schattenwurfberechnung

Beschattungsbereich der WEA
Schatten nur relevant, wo Rotorblatt mind. 20% der Sonne verdeckt
Siehe WEA-Tabelle

Minimale relevante Sonnenhöhe über Horizont 3 °
Tage zwischen Berechnungen 1 Tag(e)
Berechnungszeitsprung 1 Minuten
Die dargestellten Zeiten sind die astronomisch maximal mögliche
Beschattungsdauer, berechnet unter folgenden Annahmen:
Die Sonne scheint täglich von Sonnenauf- bis -untergang
Die Rotorfläche steht immer senkrecht zur Sonneneinstrahlung
Die Windenergieanlage/n ist/sind immer in Betrieb

Eine WEA wird nicht berücksichtigt, wenn sie von keinem Teil der
Rezeptorfläche aus sichtbar ist. Die Sichtbarkeitsberechnung basiert auf
den folgenden Annahmen:
Verwendete Höhenlinien: Höhenlinien: CONTOURLINE_ONLINEDATA_0.wpo (C
Rasterauflösung: 1,0 m

Alle Koordinatenangaben in:
UTM (north)-WGS84 Zone: 32

WEA

Ost	Nord	Z	Beschreibung	WEA-Typ			Nennleistung	Rotor-durchmesser	Nabenhöhe	Schattendaten	
				Ak-tu-ell	Hersteller	Typ				Beschatt-Bereich	U/min
[m]						[kW]	[m]	[m]	[m]	[U/min]	
1	344.489	5.585.898	400,6 ENERCON E-82 E2 2300 82,0 IOI N...Ja	ENERCON	E-82 E2-2.300	2.300	82,0	98,4	1.602	18,0	



Schattenrezeptor-Eingabe

Nr.	Ost	Nord	Z	Breite	Höhe	Höhe ü.Gr.	Azimutwinkel (von Süd)	Neigung des Fensters	Ausrichtungsmodus	Augenhöhe (ZVI) ü.Gr.
	[m]			[m]	[m]	[m]	[°]	[°]		[m]
A	345.117	5.585.687	375,0	1,0	1,0	3,0	-266,0	90,0	Feste Richtung	4,0
B	345.247	5.585.747	360,9	1,0	1,0	3,0	89,3	90,0	Feste Richtung	4,0
C	345.301	5.585.703	352,2	1,0	1,0	3,0	90,7	90,0	Feste Richtung	4,0
D	345.320	5.585.681	348,8	1,0	1,0	3,0	90,4	90,0	Feste Richtung	4,0
E	345.445	5.585.463	311,2	1,0	1,0	3,0	-275,0	90,0	Feste Richtung	4,0
F	345.582	5.585.742	314,1	1,0	1,0	3,0	430,1	90,0	Feste Richtung	4,0
G	345.317	5.585.942	333,8	1,0	1,0	3,0	77,6	90,0	Feste Richtung	4,0
H	345.342	5.585.921	328,5	1,0	1,0	3,0	79,5	90,0	Feste Richtung	4,0
I	345.504	5.586.316	335,8	1,0	1,0	3,0	62,2	90,0	Feste Richtung	4,0
J	345.689	5.586.610	349,8	1,0	1,0	3,0	45,7	90,0	Feste Richtung	4,0
K	345.619	5.586.653	355,8	1,0	1,0	3,0	52,4	90,0	Feste Richtung	4,0
L	345.666	5.586.660	362,0	1,0	1,0	3,0	43,1	90,0	Feste Richtung	4,0
M	343.895	5.586.669	489,6	1,0	1,0	3,0	-38,5	90,0	Feste Richtung	4,0
N	343.790	5.586.561	488,3	1,0	1,0	3,0	-28,9	90,0	Feste Richtung	4,0
O	343.782	5.586.471	476,1	1,0	1,0	3,0	-45,1	90,0	Feste Richtung	4,0
P	343.679	5.586.258	461,6	1,0	1,0	3,0	-47,1	90,0	Feste Richtung	4,0
Q	343.701	5.585.629	400,0	1,0	1,0	3,0	-109,6	90,0	Feste Richtung	4,0
R	343.747	5.585.585	393,4	1,0	1,0	3,0	-116,7	90,0	Feste Richtung	4,0
S	343.778	5.584.809	418,5	1,0	1,0	3,0	-140,6	90,0	Feste Richtung	4,0
T	343.981	5.584.824	414,3	1,0	1,0	3,0	-156,5	90,0	Feste Richtung	4,0
U	345.854	5.585.032	305,1	1,0	1,0	3,0	-251,4	90,0	Feste Richtung	4,0
V	345.833	5.585.152	290,0	1,0	1,0	3,0	-243,5	90,0	Feste Richtung	4,0
W	345.984	5.585.349	288,1	1,0	1,0	3,0	-253,2	90,0	Feste Richtung	4,0
X	345.946	5.585.509	285,0	1,0	1,0	3,0	-262,2	90,0	Feste Richtung	4,0
Y	345.867	5.585.747	288,6	1,0	1,0	5,0	81,6	90,0	Feste Richtung	6,0
Z	345.457	5.586.096	326,5	1,0	1,0	3,0	79,4	90,0	Feste Richtung	4,0
AA	345.653	5.586.084	306,4	1,0	1,0	3,0	54,2	90,0	Feste Richtung	4,0

SHADOW - Hauptergebnis

Berechnung: Schattenwurf_K8

Berechnungsergebnisse

Schattenrezeptor

Nr.	astron. max. mögl. Beschattungsdauer		Max.Schattendauer/Tag [h/d]
	Stunden/Jahr [h/a]	Schattentage/Jahr [d/a]	
A	24:22	64	0:30
B	12:31	39	0:25
C	11:22	37	0:24
D	11:10	38	0:23
E	0:00	0	0:00
F	5:36	24	0:18
G	8:33	29	0:23
H	8:21	29	0:22
I	5:09	22	0:17
J	3:59	22	0:14
K	4:38	25	0:15
L	4:22	24	0:15
M	0:00	0	0:00
N	0:00	0	0:00
O	1:28	20	0:06
P	2:40	20	0:13
Q	14:23	47	0:24
R	26:52	80	0:26
S	0:00	0	0:00
T	0:00	0	0:00
U	0:00	0	0:00
V	0:00	0	0:00
W	0:00	0	0:00
X	3:25	20	0:13
Y	3:21	18	0:14
Z	6:00	24	0:19
AA	4:10	20	0:16

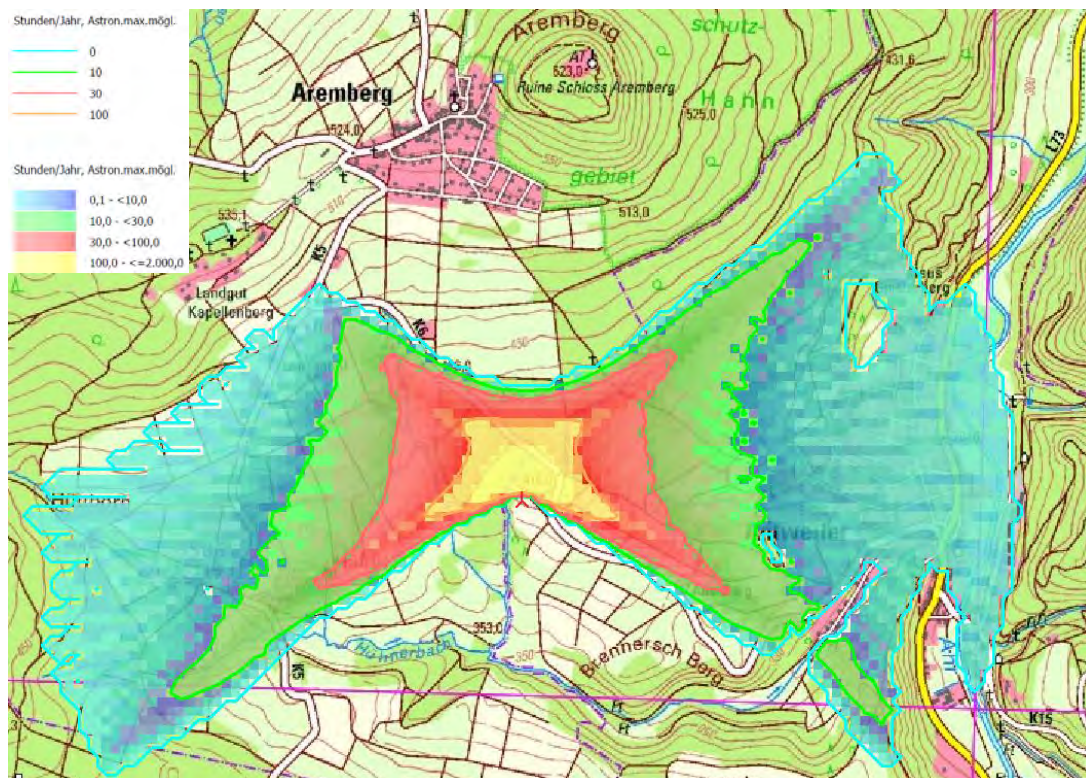
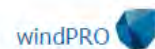
Gesamtdauer Beschattung an Rezeptoren pro WEA

Nr.	Name	Maximal [h/a]
1	ENERCON E-82 E2 2300 82.0 !O! NH: 98,4 m (Ges:139,4 m) (12)	122:50

Summen in Rezeptortabelle und WEA-Tabelle können sich unterscheiden, da eine WEA gleichzeitig an zwei oder mehr Rezeptoren Beschattung verursachen kann und/oder ein Rezeptor gleichzeitig von zwei oder mehr WEA beschattet werden kann.

windPRO 3.6.361 | EMD International A/S, Tel. +45 96 35 44 44, www.emd.dk, windpro@emd.dk

03.05.2023 14:38 / 2



PARK - Hauptergebnis

Berechnung: EMD-WaSP Ertrag_K8 + Curtailment (FM)

Berechnungstyp

AEP skaliert auf 1 Jahr anhand der Sample-Zahl
Skalierungsfaktor von 24,0 Jahren auf 1 Jahr: 0,042

Berechnung ausgeführt in UTM (north)-WGS84 Zone: 32
Unterschied Gittermord / geographisch Nord (Standortzentrum) ist: -1,7°

Wake

Parkmodell: N.O. Jensen (RIS0/EMD) Park 2 2018
Wake-Decay-Konstante
Wake-Decay-Konstante: 0,088 Strukturierte Felder unabhängig von Nabenhöhe
Referenz-WEA: ENERCON E-82 E2 2300 82.0 !0! NH: 98,4 m (Ges:139,4 m) (12)

Scaler / Winddaten

Name: EMD Default Meso Scaler
Gelände-Scaling: Meso-Daten Downscaling
Strömungsmodell Mikroskal.Gelände: WASP-IBZ von Terraindaten
Zeitraum: 01.04.1999 01:00:00 - 01.04.2023
METEO-Objekt(e): EMD-WRF Europe+ (ERAS)_N50_405605_E006_828125 (2)
Verdrängungshöhe: Omnidirektional von Objekten
WASP-Version: WASP 12 Version 12.01.0038

Leistungs-Korrektur

Modifizierte IEC-Korrektur mit besserer Anpassung an WEA-Steuerung

	Min	Max	Mittel	Korr. [%]	Neg. Korr. [%]	Pos. korr. [%]
Luftdichte						
Aus Luftdichte-Einstellungen [°C]		8,2	8,2	8,2		
Aus Luftdichte-Einstellungen [hPa]		954,2	954,2	954,2		
Resultierende Luftdichte [kg/m³]		1,178	1,178	1,178		
Relativ zu 15°C ü.NN. [%]		96,1	96,1	96,1	-3,3	-3,3
						0,0



Maßstab 1:25.000
Neue WEA

Hauptergebnis für Windpark-Berechnung

WEA-Kombination	PARK Ergebnis [MWh/a]	BRUTTO (keine Verluste) /Freie WEA [MWh/a]	Curtailment-Verlust [%]	Parkwirkungsgrad [%]	Spezifische Ergebnisse*)			Windgeschwindigkeit	
					Kapazitätsfaktor [%]	Mittleres WEA-Ergebnis [MWh/a]	Volllaststunden [h/a]	frei [m/s]	wakereduziert [m/s]
Windpark	4.856,3	4.942,6	1,7	100,0	24,1	4.856,3	2.111	6,2	6,2

*) Basiert auf wakereduzierten Ergebnissen und angegebene Curtailments.

Berechnete jährliche Energieproduktion für jede von 1 neuen WEA mit insgesamt 2,3 MW Nennleistung

WEA-Typ	Ak-Heursteller	Typ	Nennleistung [kW]	Rotor-durchmesser [m]	Nabenhöhe [m]	Leistungskennlinie		AEP Ergebnis [MWh/a]	Curtailment-Verlust [%]	Park Wirkungsgrad [%]	Windgeschwindigkeit	
						Quelle	Name				frei [m/s]	reduziert [m/s]
1 Ja	ENERCON	E-82 E2-2.300	2.300	82,0	98,4	EMD	Mode 00 - OM 0 (2350 kW)	4.856,3	1,7	100,00	6,22	6,22

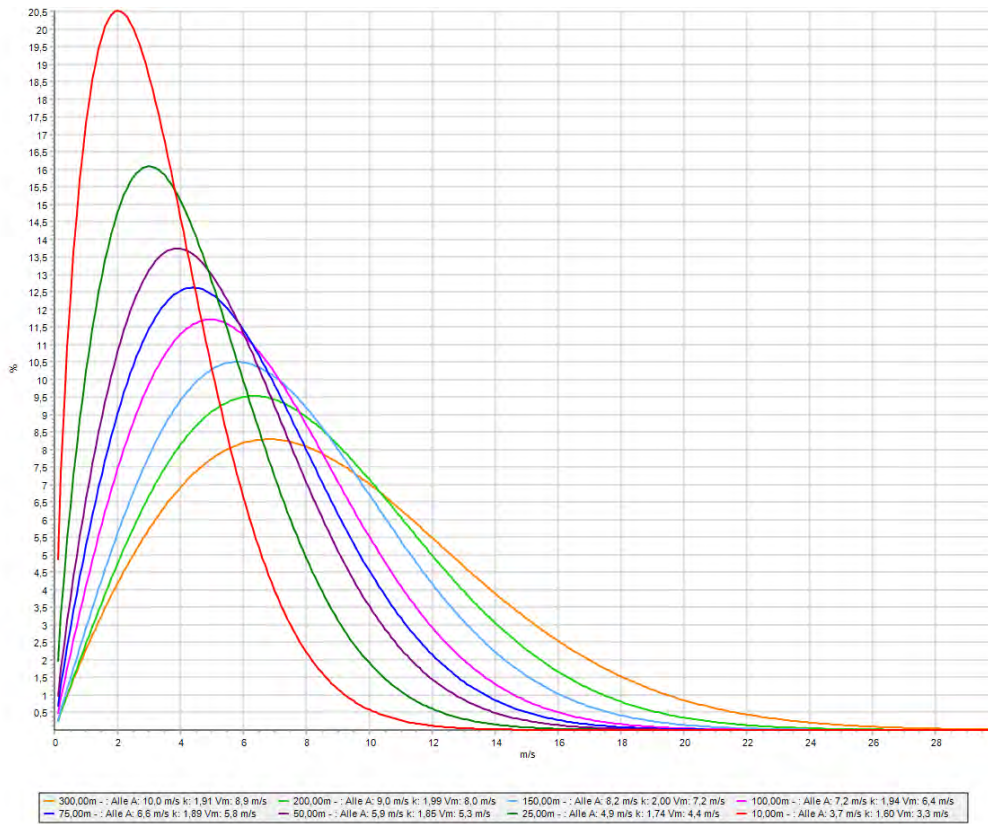
More power curves may be used due to curtailment. Please view Curtailment assumptions report.

Jährliche Produktion (AEP, Annual Energy Production) enthält die angegebenen Verluste. Zusätzliche Verluste und Unsicherheit müssen für Investitionsentscheidungen berücksichtigt werden.

WEA-Platzierung

UTM (north)-WGS84 Zone: 32	Beschreibung			Berechnungszeitraum	
	Ost	Nord	Z [m]	Start	Ende
1 Neu	344.489	5.585.898	400,6	01.04.1999	01.04.2023

Anhang 6: Weibull-Verteilung



Anhang 8: Förderfähige U-Werte

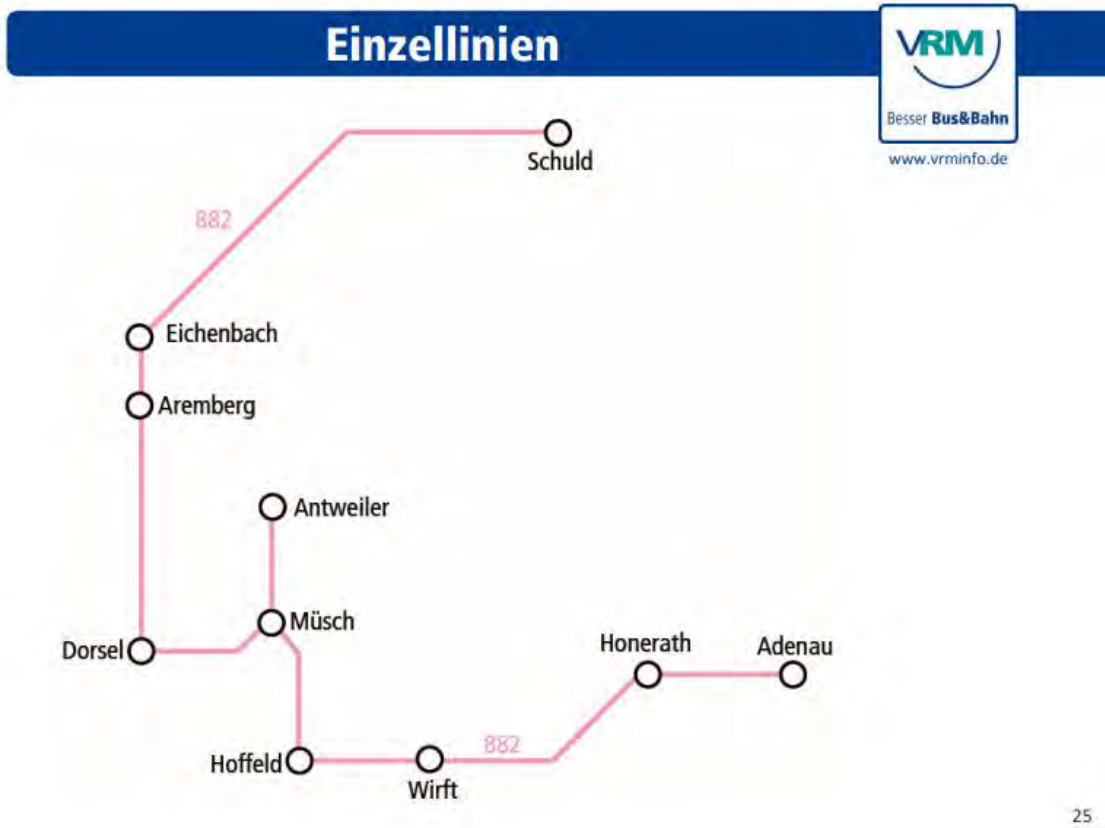
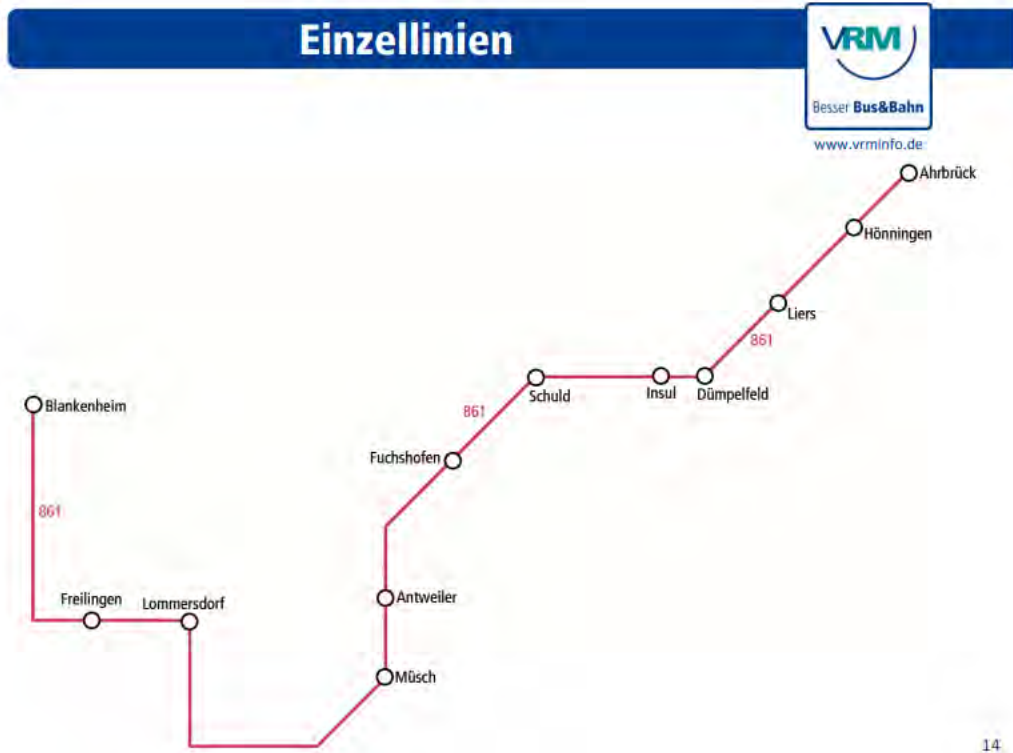
Erneuerung, Ersatz oder erstmaliger Einbau von Bauteilen der thermischen Gebäudehülle	Höchstwerte der Wärmedurchgangskoeffizienten U_{\max} in $W/(m^2K)$ bzw. der max. Wärmeleitfähigkeit λ in $W/(mK)$	
	Wohngebäude und Zonen von Nichtwohngebäuden $T \geq 19^\circ C$	Zonen von Nichtwohngebäuden mit $12^\circ C < T < 19^\circ C$
Bauteilgruppe: Außenwände		
Außenwand	0,20	0,25
Einblasdämmung/Kerndämmung bei bestehendem zweischaligem Mauerwerk	$\lambda \leq 0,035 W/(m \cdot K)$	$\lambda \leq 0,040 W/(m \cdot K)$
Außenwände bei Baudenkmalen für alle Gebäude und bei sonstiger besonders erhaltenswerter Bausubstanz nur für Wohngebäude	0,45	0,55
Außenwände mit Sichtfachwerk (Innendämmung bei	0,65	0,80

Bauteilgruppe: Fenster, Fenstertüren, Dachflächenfenster, Glasdächer, Außentüren und Vorhangfassaden sowie Tore bei Nichtwohngebäuden		
Fenster, Balkon- und Terrassentüren ¹	0,95	1,3
Ertüchtigung von Fenstern, Balkon- und Terrassentüren sowie von Kastenfenstern sowie von Fenstern mit Sonderverglasung	1,3	1,6
Barrierearme oder einbruchhemmende Fenster, Balkon- und Terrassentüren	1,1	1,4
Fenster, Balkon- und Terrassentüren mit Sonderverglasung (Verglasung zum Schall- und Brandschutz sowie Durchschuss-, Durchbruch- und Sprengwirkungshemmung)	1,1	1,4
Fenster, Balkon- und Terrassentüren bei Baudenkmalen für alle Gebäude und bei sonstiger besonders erhaltenswerter Bausubstanz nur für Wohngebäude	1,4	1,7
Fenster, Balkon- und Terrassentüren mit echten glasteilenden Sprossen bei Baudenkmalen für alle Gebäude und bei sonstiger besonders erhaltenswerter Bausubstanz nur für Wohngebäude	1,6	1,7

Ertüchtigung von Fenstern, Balkon- und Terrassentüren bei Baudenkmalen für alle Gebäude und bei sonstiger besonders erhaltenswerter Bausubstanz nur für Wohngebäude	1,6	1,9
Dachflächenfenster	1,0	1,1
Glasdächer	1,6	1,9
Lichtbänder und Lichtkuppeln	1,5	1,9
Vorhangfassaden²	1,3	1,6
Außentüren beheizter Räume, Hauseingangstüren³	1,3	2,0
Tore (nur Nichtwohngebäude)	1,0	2,0
Bauteilgruppe: Dachflächen sowie Decken und Wände gegen unbeheizte Räume, Bodenflächen		
Dachflächen von Schrägdächern und dazugehörige Kehlbalkenlagen	0,14	0,25
Dachgauben	0,20	0,25
Oberste Geschossdecken und Wände (einschließlich Abseitenwände) gegen unbeheizte Dachräume	0,14	0,25
Flachdächer und Dachflächen mit Abdichtung	0,14	0,20
Dachflächen bei Baudenkmalen für alle Gebäude und bei sonstiger besonders erhaltenswerter Bausubstanz nur für Wohngebäude höchstmögliche	$\lambda \leq 0,040 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$	$\lambda \leq 0,040 \text{ W}/(\text{m}\cdot\text{K})$

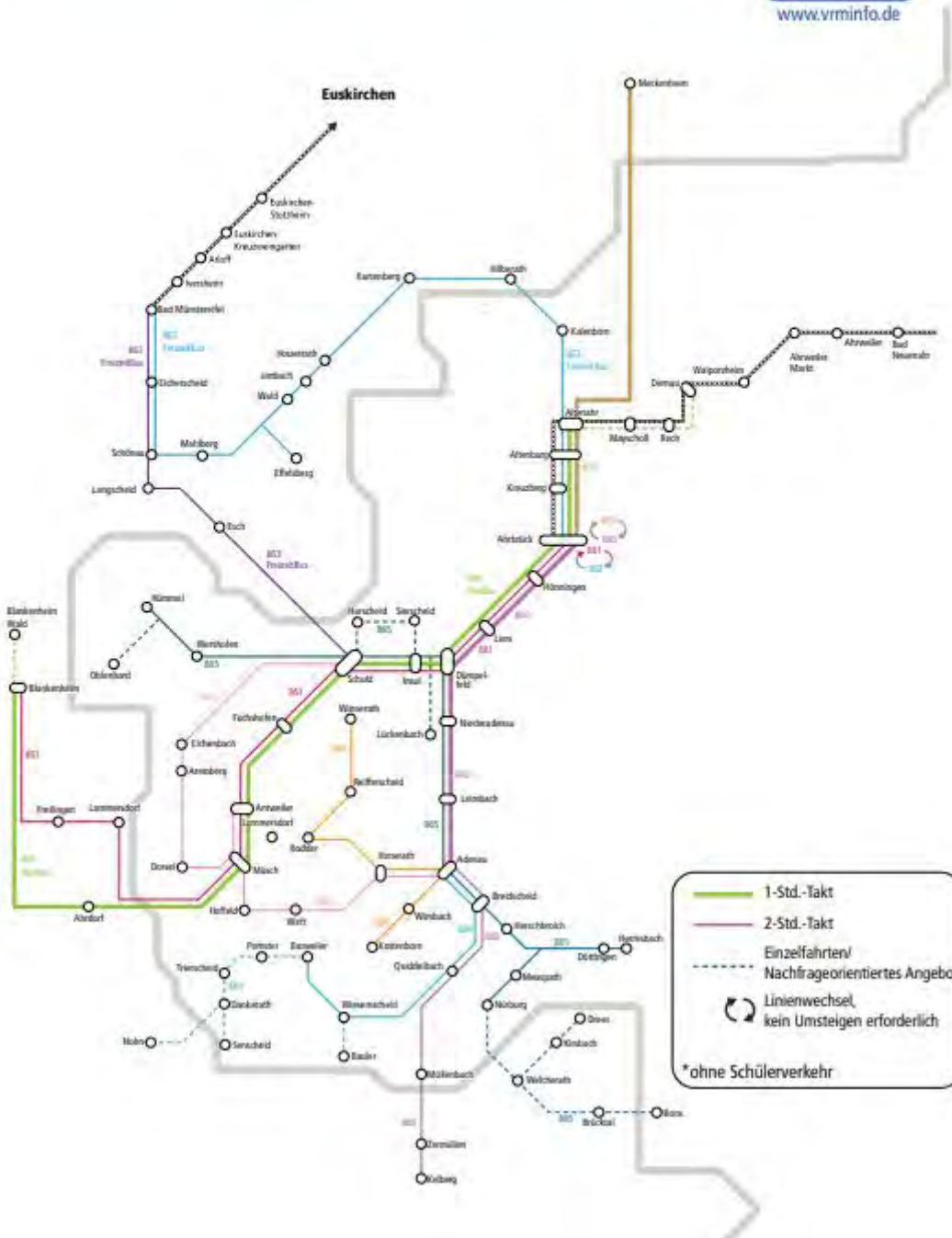
Dämmstoffdicke (Flachdächer, Schrägdächer sowie dazugehörige Kehlbalkenlagen, Dachgauben oder oberste Geschossdecken)		
Wände gegen Erdreich oder unbeheizte Räume sowie Kellerräume	0,25	0,25
Decken gegen unbeheizte Räume sowie Kellerdecken	0,25	0,25
Geschossdecken gegen Außenluft von unten	0,20	0,25
Bodenflächen gegen Erdreich	0,25	0,25
Neuer Fußbodenaufbau bei bestehenden Bodenflächen gegen Erdreich (nur NWG)	0,35	0,35

Anhang 9: Geplante Buslinien und Gesamtfahrplannetz des VRM





Linienbündel Hocheifel 2024* - nach Hochwasser,
mit Ahrtalbahn Walporzheim - Ahrbrück



Leihvertrag

(unentgeltliche Gebrauchsüberlassung eines Kfz)



VERLEIHER

▼ Name, Vorname _____

▼ Straße _____

▼ PLZ _____ ▼ Ort _____

▼ Telefon _____ ▼ Telefax _____ ▼ e-mail-Adresse _____

ENTLEIHER

▼ Name, Vorname _____

▼ Straße _____

▼ PLZ _____ ▼ Ort _____

▼ Telefon _____ ▼ Telefax _____ ▼ e-mail-Adresse _____

DAS KRAFTFAHRZEUG

▼ Marke _____ ▼ Typ _____ ▼ amtliches Kennzeichen _____

1 Vertragslaufzeit
Der Verleiher leiht dem Entleiher das Fahrzeug in der Zeit vom _____ bis _____ zur unentgeltlichen Nutzung.

2 Gesamtfahrstrecke
Die Gesamtfahrstrecke während der Leihdauer beträgt maximal _____ km keine Kilometerbeschränkung

3 Kraftstoff / Tankfüllung
 Das Fahrzeug wird mit vollem Kraftstofftank übergeben. Das Fahrzeug muss im vollgetankten Zustand zurückgegeben werden.

4 Berechtigte Fahrer
Das Fahrzeug darf ausschließlich vom Entleiher von folgenden Personen _____ gefahren werden. Der Entleiher ist dafür verantwortlich, dass o. g. berechtigte Fahrer die dem Entleiher aus dem Vertrag obliegenden Pflichten erfüllen.

5 Nutzungsbeschränkung
Der Entleiher darf das Fahrzeug nur in Deutschland folgenden Staaten _____ nutzen.

6 Versicherung
Der Verleiher erklärt, es besteht für das Fahrzeug eine Haftpflichtversicherung Teilkaskoversicherung mit einer Selbstbeteiligung in Höhe von € _____ ohne Selbstbeteiligung Vollkaskoversicherung mit einer Selbstbeteiligung in Höhe von € _____ ohne Selbstbeteiligung

7 Verkehrssicherheit
Das Fahrzeug ist betriebsbereit und befindet sich in einem verkehrssicheren Zustand. Warndreieck u. Verbandskasten befinden sich im Fahrzeug.

8 Fahrerlaubnis
Der Verleiher hat sich davon überzeugt, dass der Entleiher einen zum Führen dieses Fahrzeugs gültigen Führerschein besitzt. Der Entleiher erklärt, dass zum Zeitpunkt der Übergabe kein rechtskräftiges Fahrverbot/Führerscheinentzug gegen ihn verhängt wurde. Der Entleiher verpflichtet sich, bei einem Fahrverbot oder Führerscheinentzug während der Leihe das Fahrzeug nicht mehr zu führen und dem Verleiher diesen Umstand unverzüglich anzuzeigen.

9 Verhalten im Straßenverkehr
Der Entleiher verpflichtet sich, sämtliche straßenverkehrsrechtliche Regelungen zu beachten und die dem Fahrzeughalter obliegenden Pflichten im Hinblick auf die Verkehrssicherheit des Fahrzeuges zu übernehmen. Fahrten abseits befestigter Straßen und die Teilnahme an Rennveranstaltungen sind nicht gestattet.

10 Fahrzeugbedienung und »Pflege«
Der Entleiher macht sich mit den Bedienungseinrichtungen und der Betriebsanleitung des Fahrzeugs vertraut und beachtet bei der Fahrzeugbenutzung die sich daraus ergebenden Pflichten. Kontrollen und Wartungen übernimmt der Entleiher eigenverantwortlich unter Beachtung der hierfür geltenden Vorgaben des Fahrzeugherstellers.



Leihvertrag

(unentgeltliche Gebrauchsüberlassung eines Kfz)

11 Schadensfall

Bei Unfällen hat der Entleiher die Polizei zu verständigen und falls möglich, eine polizeiliche Unfallaufnahme herbeizuführen. Ist eine polizeiliche Unfallaufnahme nicht möglich, hat der Entleiher einen Unfallbericht am Unfallort zu erstellen. Der Verleiher ist unverzüglich über den Unfall zu informieren. Der Entleiher hat bei einem Unfall – außer bei Gefahr in Verzug –, vor dem Einleiten von Abschlepp-, Reparatur- oder ähnlichen Maßnahmen Weisungen des Verleihers einzuholen. Der Entleiher ist verpflichtet, fristgemäß vollständige und wahrheitsgemäße Schadensmeldungen bei dem Fahrzeugversicherer abzugeben. Der Verleiher hat eine Schadensminderungspflicht dahingehend, dass er, soweit wirtschaftlich sinnvoll, bei Bestehen einer Kaskoversicherung diese in Anspruch nehmen muss.

Der Entleiher ist dem Verleiher zum Ersatz sämtlicher aus einem Schadensfall entstehenden Sach- und Vermögensschäden (ggf. inkl. Selbstbeteiligung der Kaskoversicherung) verpflichtet, soweit diese nicht von Dritten oder dem Fahrzeugversicherer getragen werden.

Sollte die Inanspruchnahme einer Versicherung zu einer Prämienhöhung führen, verpflichtet sich der Entleiher, diese Mehrkosten zu tragen.

12 Pannenfall

Sind Reparaturarbeiten am Fahrzeug notwendig, hat der Entleiher den Verleiher darüber **unverzüglich zu informieren** und dessen Weisung einzuholen, bevor ein Werkstattauftrag erteilt wird. Dies gilt nicht, wenn ein zwingender Notfall vorliegt. In diesem Fall hat der Entleiher den Verleiher unverzüglich nach Wegfall des Hinderungsgrundes zu informieren.

13 Reparaturkosten

Reparaturkosten, die der Entleiher durch übermäßige oder falsche Fahrzeugbedienung zu verantworten hat, hat er dem Verleiher zu ersetzen. Der Verleiher muss sich dabei eine eventuelle Wertverbesserung (neu für alt) anrechnen lassen. Reparaturkosten, die nicht auf einer Fehlbedienung des Fahrzeuges oder auf übermäßigen, fahrbedingten Verschleiß beruhen, trägt

der Verleiher der Entleiher sonstige Vereinbarung (z. B. prozentuale Teilung) _____

14 Betriebskosten

Der Entleiher verpflichtet sich, entsprechend der Leihdauer Kfz-Steuer Versicherung zu tragen.

Der Entleiher verpflichtet sich zur Übernahme folgender Betriebskosten:

Öl Kraftstoff anfallende Inspektionen Sonstiges _____

15 Fahrtenbuch

Der Entleiher führt lückenlose Aufzeichnungen über die Fahrzeugbenutzung bezüglich Zeit, Fahrstrecke und Fahrer.

16 Vertragskündigung

Dieser Vertrag kann vor Ablauf der Vertragslaufzeit von beiden Vertragsparteien

nicht mit einer Kündigungsfrist von _____ Tagen ohne Kündigungsfrist gekündigt werden.

17 Rückgabe

Ort der Fahrzeugrückgabe ist _____

Das Fahrzeug wird innen und außen gereinigt zurückgegeben.

▼ Ort/Datum _____ ▼ Unterschrift des Verleihers _____ ▼ Unterschrift des Entleihers _____

BESTÄTIGUNG Bestätigung der Fahrzeugübergabe (bei Übergabe auszufüllen):

Der Entleiher bestätigt die Fahrzeugübergabe am _____ um _____ Uhr bei einem Kilometerstand von _____ km

Der Verleiher übergibt dem Entleiher Fahrzeugschein Grüne Versicherungskarte _____ Fahrzeugschlüssel (Anzahl)

Das Fahrzeug weist zum Zeitpunkt der Übergabe keine Beschädigungen auf folgende Beschädigungen auf:

Das Fahrzeug wird mit leerem 1/4 vollem 1/2 vollem 3/4 vollem vollem Kraftstofftank übergeben.

▼ Ort/Datum _____ ▼ Unterschrift des Verleihers _____ ▼ Unterschrift des Entleihers _____

BESTÄTIGUNG Bestätigung der Fahrzeugrückgabe (bei Übergabe auszufüllen):

Der Verleiher bestätigt die Fahrzeugrückgabe am _____ um _____ Uhr bei einem Kilometerstand von _____ km

Das Fahrzeug hat folgende Schäden oder Defekte _____

Das Fahrzeug wird mit leerem 1/4 vollem 1/2 vollem 3/4 vollem vollem Kraftstofftank zurückgegeben.

▼ Ort/Datum _____ ▼ Unterschrift des Verleihers _____ ▼ Unterschrift des Entleihers _____

12 Digitaler Anhang

12.1 Projektplanungstool

12.2 Umfrage

12.3 PV-Tool

12.4 Datenerfassung PV

12.5 Datenerfassung Agri-PV

12.6 Wärmedaten Antweiler

12.7 Datenerfassung Windenergie

12.8 Datenerfassung Wasserkraft

12.9 Simulation (ZIP)

12.10 Wirtschaftlichkeitstool

12.11 Ökobilanz-Tool (ZIP)

12.12 Nutzwertanalyse