



# **Integriertes Klimaschutzkonzept Verbandsgemeinde Trier-Land**

Endbericht externer Dienstleister

Institut für angewandtes Stoffstrommanagement (IfaS)

Stand: 10/2025

# Impressum

## Herausgeber:

Verbandsgemeinde Trier-Land

## Projektleitung:

Daniel Hartmann



Hochschule Trier

Umwelt-Campus Birkenfeld

Postfach 1380

55761 Birkenfeld

## Institutsleiter:

Prof. Dr. Peter Heck

Geschäftsführender Direktor IfaS

## Projektleitung:

Jens Frank, Magali Nadig

## Projektbearbeitung:

Johannes Dietz, Wiebke Fetzner, Kevin Hahn, Jasmin Jost, Sven Kammer, Caterina Orlando, Manuel Schaubt

## **Gender Erklärung:**

Im vorliegenden Konzept wird aus Gründen der besseren Lesbarkeit bei Personenbezeichnungen und personenbezogenen Nomen das generische Maskulinum verwendet. Weibliche und anderweitige Geschlechteridentitäten werden dabei ausdrücklich mitgemeint, soweit es für die Aussage erforderlich ist. Die verkürzte Sprachform hat nur redaktionelle Gründe und beinhaltet keine Wertung.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1</b>	<b>Analyse des Gesamtenergieverbrauches und der Energieversorgung .....</b>	<b>1</b>
1.1	Gesamtstromverbrauch und Stromerzeugung.....	1
1.2	Gesamtwärmeverbrauch und Wärmeerzeugung .....	3
1.3	Energieeinsatz im Sektor Verkehr .....	5
1.3.1	MIV und Güterverkehr auf der Straße .....	5
1.3.2	ÖPNV.....	6
1.3.3	Kommunaler Fuhrpark.....	6
1.3.4	Zusammenfassung Verkehrssektor .....	7
1.3.5	Überblick Gesamtenergieverbrauch – nach Sektoren und Energieträgern .....	8
1.4	Treibhausgasemissionen .....	11
<b>2</b>	<b>Wirtschaftliche Auswirkungen der Energieversorgung .....</b>	<b>15</b>
2.1	Preisliche Auswirkungen der CO <sub>2</sub> -Bepreisung nach dem Brennstoffemissionshandels-gesetz (BEHG) ab 2021 .....	16
2.2	Bewertung von Klimaschutzmaßnahmen mittels des Indikators der regionalen Wert-schöpfung .....	18
2.3	Regionale Wertschöpfung im Status Quo (2022) .....	19
<b>3</b>	<b>Potenzialanalyse zur Erschließung der erneuerbaren Energien.....</b>	<b>21</b>
3.1	Windenergiepotenziale.....	21
3.1.1	Rahmenbedingungen.....	21
3.1.2	Grundlagen zur Ermittlung der Potenziale .....	21
3.1.3	Ermittelte Potenzialflächen und bestehende Windenergieanlagen .....	22
3.1.4	Repowering.....	23
3.1.5	Ergebnis Windenergiepotenzial.....	24
3.1.6	Schlussfolgerungen.....	26
3.2	Solarenergie .....	27
3.2.1	Rahmenbedingungen.....	27
3.2.2	Grundlagen zur Ermittlung der Potenziale auf Dachflächen .....	28
3.2.3	Ergebnisse Photovoltaik auf Dachflächen .....	30
3.2.4	Ergebnisse Solarthermie auf Dachflächen.....	31

3.2.5	Grundlagen zur Ermittlung der Potenziale auf Freiflächen.....	31
3.2.6	Ergebnisse Photovoltaik-Freiflächenanlagen.....	33
3.2.7	Zusammenfassung der Ergebnisse .....	35
3.3	Wasserkraft.....	35
3.3.1	Wasserkraftpotenziale an Gewässern .....	36
3.3.2	Wasserkraftpotenziale an ehemaligen Mühlenstandorten .....	39
3.3.3	Wasserkraftpotenziale an Kläranlagen .....	39
3.4	Biomassepotenzial.....	39
3.4.1	Rahmenbedingungen.....	40
3.4.2	Ergebnisse Forstwirtschaft.....	41
3.4.3	Ergebnisse Landwirtschaft .....	47
3.4.4	Ergebnisse Landschaftspflege- und Siedlungsabfälle .....	51
3.4.5	Zusammenfassung der Ergebnisse.....	53
3.5	Geothermiefpotenziale .....	54
3.5.1	Oberflächennahe Geothermie .....	55
3.5.2	Tiefengeothermie .....	62
<b>4</b>	<b>Potenzialanalyse zur Energieeinsparung und -effizienz.....</b>	<b>68</b>
4.1	Energieeffizienzpotenziale der privaten Haushalte.....	68
4.2	Energieeffizienzpotenziale Gewerbe und Industrie.....	69
4.3	Energieeffizienzpotenziale kommunaler und kreiseigener Liegenschaften .....	70
<b>5</b>	<b>Szenario der Energie- und Treibhausgasbilanz .....</b>	<b>74</b>
5.1	Betrachtete Szenarien.....	74
5.2	Struktur der Strombereitstellung bis zum Jahr 2045.....	76
5.3	Struktur der Wärmebereitstellung bis zum Jahr 2045.....	78
5.4	Reduktion des Energieeinsatzes im Verkehrssektor bis 2045 .....	80
5.5	Zusammenfassung Gesamtenergieverbrauch – nach Sektoren und Energieträgern 2045 .....	81
5.6	Entwicklung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2045.....	82
<b>6</b>	<b>Regionale Wertschöpfung.....</b>	<b>86</b>
6.1	Regionale Wertschöpfung 2045 .....	86

## Inhaltsverzeichnis

6.1.1	Trendszenario .....	86
6.1.2	Klimaschutzszenario .....	87
6.2	Profiteure der Regionalen Wertschöpfung 2045.....	88
6.2.1	Trendszenario .....	89
6.2.2	Klimaschutzszenario .....	90
<b>Quellenverzeichnis .....</b>		<b>IX</b>
<b>7</b>	<b>Anhang.....</b>	<b>XV</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1-1: Gesamtstromverbrauch 2022 nach stationären Verbrauchssektoren .....	2
Abbildung 1-2: Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung .....	2
Abbildung 1-3: Gesamtwärmeverbrauch 2022 nach Verbrauchssektoren.....	4
Abbildung 1-4: Fossile und erneuerbare Energieträger 2022 im Wärmesektor .....	4
Abbildung 1-5: Energieverbrauch des motorisierten Individualverkehrs (MIV) und des Güterverkehrs .....	6
Abbildung 1-6: Überblick Fahrzeugbestand kommunaler Fuhrpark nach Energieträger.....	7
Abbildung 1-7: Überblick des Energieverbrauchs für den Verkehr 2022 in den betrachteten Kategorien.....	8
Abbildung 1-8: Verteilung des Gesamtenergieverbrauchs 2022 auf die Bereiche Strom, Wärme, Verkehr .....	9
Abbildung 1-9: Pro-Kopf-Vergleich Energieverbrauch 2022.....	9
Abbildung 1-10: Energiebilanz Verbandsgemeinde Trier-Land 2022 nach Verbrauchssektoren .....	10
Abbildung 1-11: Verteilung der THG-Bilanz 2022 für die Verbandsgemeinde Trier-Land nach Emissionsquellen .....	12
Abbildung 1-12: Verteilung der gesamten THG-Emissionen nach Verbrauchergruppen.....	13
Abbildung 1-13: THG-Bilanz Verbandsgemeinde Trier-Land 2022 nach Verbrauchssektoren .....	14
Abbildung 2-1: Kosten der Energieversorgung in der Verbandsgemeinde Trier-Land.....	15
Abbildung 2-2: Zertifikatspreise zur CO <sub>2</sub> -Besteuerung in Deutschland ab 2021 nach dem BEHG .....	16
Abbildung 2-3: Effekte durch die CO <sub>2</sub> -Bepreisung in der Verbandsgemeinde Trier-Land.....	17
Abbildung 2-4: Regionale Wertschöpfung des Anlagenbestandes zur Erzeugung erneuerbarer Energie im Status Quo .....	20
Abbildung 3-1: Ermittelte Potenzialflächen Windenergie und Anlagenbestand .....	23
Abbildung 3-2: Solarkataster Rheinland-Pfalz .....	28
Abbildung 3-3: Agri-PV-Systeme .....	33
Abbildung 3-4: Übersicht PV-FFA Potenziale in der Verbandsgemeinde .....	34
Abbildung 3-5: Gewässer im Betrachtungsgebiet .....	37
Abbildung 3-6: Flächenverteilung im Betrachtungsraum.....	41
Abbildung 3-7: Waldbesitzverteilung.....	42
Abbildung 3-8: Landwirtschaftliche Flächennutzung .....	48
Abbildung 3-9: Trinkwasserschutzgebiete .....	57
Abbildung 3-10: Standortbewertung Erdwärmesonden.....	58
Abbildung 3-11: Potenzielle Standorte für Erdwärmesonden in der Gemeinde Newel .....	59

Abbildung 3-12: Bodeneignung für Erdwärmekollektoren .....	61
Abbildung 3-13: Standortbewertung Erdwärmekollektoren .....	62
Abbildung 3-14: Potenzial der tiefen Geothermie in Deutschland .....	64
Abbildung 4-1: Energieverluste bei der Wärmeversorgung bestehender Wohngebäude .....	68
Abbildung 4-2: Anteile Nutzenergie am Stromverbrauch; eigene Darstellung nach WWF Modell Deutschland .....	69
Abbildung 4-3: Kennwertevergleich der Bürgerhäuser .....	71
Abbildung 4-4: Kennwertevergleich Schule und Kindergarten .....	72
Abbildung 4-5: Kennwertevergleich sonstige Gebäude.....	73
Abbildung 5-1: Erschließung der jeweiligen Potenziale pro Szenario.....	75
Abbildung 5-2: Entwicklung und Struktur des Stromverbrauchs inklusive Sektorenkopplung bis 2045 .....	77
Abbildung 5-3: Entwicklung der regenerativen Stromversorgung bis zum Jahr 2045.....	78
Abbildung 5-4: Entwicklung der regenerativen Wärmeversorgung bis zum Jahr 2045.....	79
Abbildung 5-5: Energiebilanz Verkehrssektor der Verbandsgemeinde Trier-Land .....	81
Abbildung 5-6: Energiebilanz nach Verbrauchergruppen und Energieträgern nach Umsetzung der Entwicklungsszenarien im Jahr 2045.....	82
Abbildung 5-7: Entwicklung der Treibhausgasemissionen auf Basis der zukünftigen Energie- bereitstellung unter Berücksichtigung des Bundesstrommix .....	83
Abbildung 5-8: Entwicklung der Treibhausgasemissionen auf Basis der zukünftigen Energie- bereitstellung bei Anrechnung der lokalen Stromerzeugung .....	84
Abbildung 6-1: Regionale Wertschöpfung des Anlagenbestandes und aus Energieeffizienz- maßnahmen 2045 in der Verbandsgemeinde Trier-Land [Trend- & Klimaschutzszenario]....	86
Abbildung 6-2: Profiteure der kumulierten, regionalen Wertschöpfung zum Jahr 2045 in der Verbandsgemeinde Trier-Land [Trendszenario (Trend) & Klimaschutzszenario (Klima)] .....	89

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 1-1: Aufteilung der Verkehrsmittel am Energieverbrauch 2022 für die Verbandsge- meinde Trier-Land .....	5
Tabelle 3-1: Maximales Ausbau- und Repowering-Potenzial Windenergie .....	25
Tabelle 3-2: Ausbaupotenzial Photovoltaik Dachfläche .....	30
Tabelle 3-3: Ausbaupotenzial Solarthermie (Dachflächen) .....	31
Tabelle 3-4: Restriktionen PV-FFA (Abstandsannahmen und Restriktionen EEG-Korridore)	32
Tabelle 3-5: Ergebnis PV-Freiflächenanlagen .....	34
Tabelle 3-6: Wasserkraftanlagen in Betrieb im Betrachtungsgebiet.....	37
Tabelle 3-7: Sortimentsverteilung des Zuwachses.....	43
Tabelle 3-8: Sortimentsverteilung der Nutzung .....	44
Tabelle 3-9: Bereits genutzte Holzpotenziale.....	44
Tabelle 3-10: Energieholz-Ausbaupotenzial bis 2045 .....	47
Tabelle 3-11 Reststoffpotenziale aus der Viehhaltung .....	51
Tabelle 3-12: Ausbaufähige Biomassepotenziale im Betrachtungsraum.....	54
Tabelle 5-1: THG-Emissionen bei Anrechnung der lokalen, regenerativen Stromerzeugung	85
Tabelle 7-1: Energiepreise und Preissteigerungsraten .....	XVIII

# 1 Analyse des Gesamtenergieverbrauches und der Energieversorgung

Um Klimaschutzziele innerhalb eines Betrachtungsraumes quantifizieren zu können, ist es unerlässlich, die Energieversorgung, den Energieverbrauch sowie die unterschiedlichen Energieträger zu bestimmen. Die Analyse bedarf der Berücksichtigung einer fundierten Datengrundlage und muss sich darüber hinaus statistischer Berechnungen bedienen, da derzeit keine vollständige Erfassung der Verbrauchsdaten für die Verbandsgemeinde Trier-Land vorliegt.

Die Bilanzerstellung erfolgte mit dem Bilanzierungstool „Klimaschutzplaner“. Der Klimaschutzplaner folgt dem bundesweit häufig verwendeten BSKO-Standard und folglich wird als Bilanzierungsmethode das Territorialprinzip angewandt. Beim Territorialprinzip werden alle Energieverbräuche und die damit einhergehenden THG-Emissionen ermittelt, die bei den relevanten Verbrauchergruppen auf dem Territorium des Betrachtungsgebietes entstehen. Die Betrachtung der Energiemengen bezieht sich auf die Form der Endenergie wie beispielsweise Heizöl, Holzpellets, Kraftstoff und Strom.<sup>1</sup> Die verwendeten Emissionsfaktoren berücksichtigen die relevanten Treibhausgase CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub> sowie N<sub>2</sub>O und werden als CO<sub>2</sub>-Äquivalente (CO<sub>2</sub>e) ausgewiesen. Die in dem Klimaschutzplaner hinterlegten Emissionsfaktoren stammen größtenteils aus dem Globalen Emissions-Modell integrierter Systeme (GEMIS) in der Version 4.94. Falls GEMIS keine entsprechenden Faktoren vorhält, liegen den Emissionsfaktoren Berechnungen des Instituts für Energie und Umweltforschung gGmbH (ifeu) zugrunde. Alle Faktoren beziehen sich auf den Endenergieverbrauch und berücksichtigen dabei auch die Vorketten, wie z. B. vorgelagerte Prozesse aus der Anlagenproduktion, die Förderung der Rohstoffe, Transport oder Brennstoffbereitstellung. Gemäß dem BSKO-Standard erfolgt keine Witterungskorrektur.

Im Folgenden werden sowohl der Gesamtenergieverbrauch als auch die derzeitigen Energieversorgungsstrukturen der Verbandsgemeinde Trier-Land im Ist-Zustand analysiert. In Kapitel 5 wird dann die prognostizierte Entwicklung bis zum Zieljahr 2045 beschrieben.

## 1.1 Gesamtstromverbrauch und Stromerzeugung

Die vorliegenden Verbrauchsdaten der Netzbetreiber weisen für die Verbandsgemeinde Trier-Land einen Gesamtstromverbrauch von rund 90.600 MWh für das Jahr 2022 aus. Eine Verteilung auf die einzelnen Verbrauchssektoren zeigt folgende Abbildung:

---

<sup>1</sup> Des Weiteren ermöglicht die Betrachtung der Endenergie eine höhere Transparenz auch für fachfremde Betroffene und Interessierte, da ein Bezug eher zur Endenergie besteht und keine Rückrechnung von Endenergie zur Primärenergie nachvollzogen werden muss.

## Gesamtstromverbrauch 2022

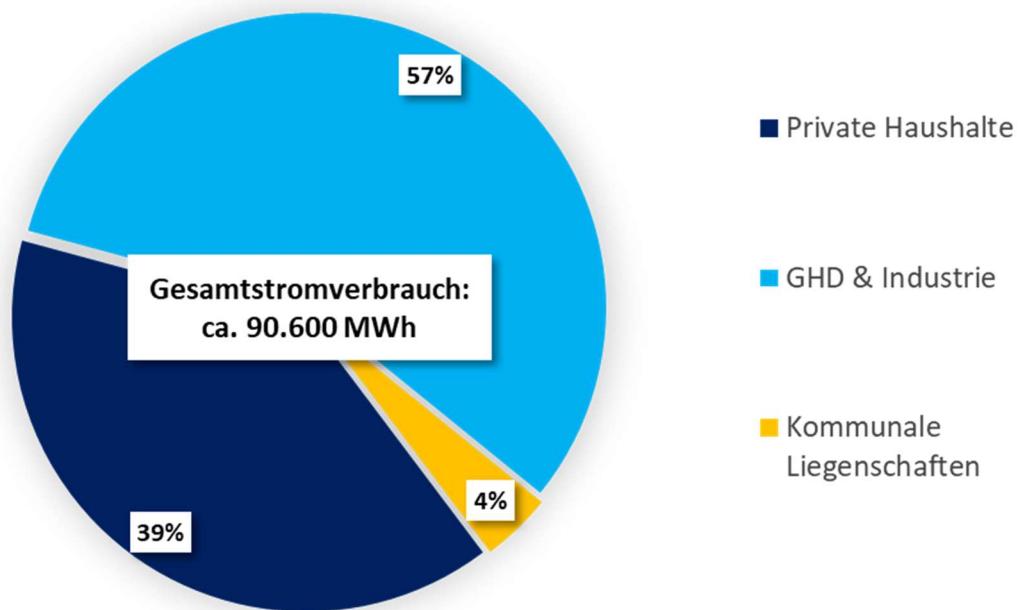


Abbildung 1-1: Gesamtstromverbrauch 2022 nach stationären Verbrauchssektoren

Mit einem jährlichen Verbrauch von rund 51.300 MWh (Anteil von 57 %) weist der Sektor GHD & Industrie den höchsten Stromverbrauch auf. Die Privaten Haushalte stehen mit rund 35.800 MWh an zweiter Stelle, was einem Anteil von 39 % entspricht. Mit einem Anteil von insgesamt rund 3.500 MWh (4 %) am Gesamtstromverbrauch stellen die kommunalen Liegenschaften die kleinste Verbrauchergruppe dar.

In der Verbandsgemeinde Trier-Land wurden 2022 rund 141.200 MWh an regenerativem Strom erzeugt, was etwa 152 % des Gesamtstromverbrauchs entspricht. Damit liegt der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion weit über dem Bundesdurchschnitt<sup>2</sup> von 46,2 % im Jahr 2022. Die lokale Stromerzeugung ist auf die Nutzung von Windkraft-, Photovoltaik-, und Biomasseanlagen zurückzuführen, sowie zu kleinen Teilen auf Wasserkraft und Biogas.

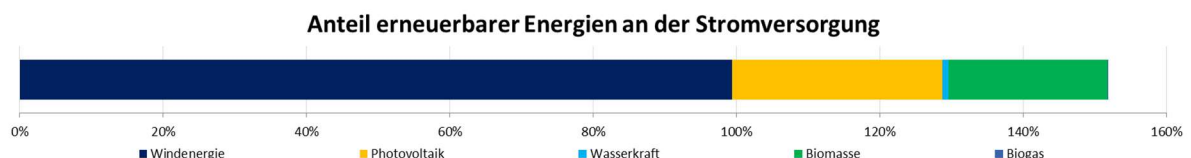


Abbildung 1-2: Anteil Erneuerbarer Energien an der Stromerzeugung

<sup>2</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, S. 10, 12

## **1.2 Gesamtwärmeverbrauch und Wärmeerzeugung**

Die Ermittlung des Gesamtwärmeverbrauchs für das Betrachtungsgebiet stellt sich im Vergleich zur Stromverbrauchsanalyse deutlich schwieriger dar. Da keine leitungsgebundenen Wärmeträger wie Erdgas oder Fernwärme vorhanden sind, kann in der Gesamtbetrachtung aufgrund einer komplexen und nicht leitungsgebundenen Versorgungsstruktur lediglich eine Annäherung an tatsächliche Verbrauchswerte erfolgen. Der Gesamtwärmeverbrauch setzt sich wie folgt zusammen:

- Angaben der Schornsteinfeger zu Feuerstätten sowie Extrapolation des Wärmeverbrauchs im privaten Wohngebäudesektor über spezifische Statistiken, zum Beispiel Zensus 2011 und Baufertigstellungsstatistik
- Angaben der Verwaltung zu den kommunalen Liegenschaften
- Statistische Angaben über den Energieverbrauch des verarbeitenden Gewerbes im Betrachtungsgebiet
- Daten des Bundesamtes für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA) über geförderte innovative Erneuerbare-Energien-Anlagen
- Bundesdurchschnittswerte nach den Vorgaben des Klimaschutz-Planer an den Stellen, an denen keine regionalspezifischen Daten vorliegen

Insgesamt kann so für das Betrachtungsgebiet ein Gesamtwärmeverbrauch von rund 213.100 MWh für das Jahr 2022 ermittelt werden. Eine Verteilung auf die einzelnen Verbrauchssektoren zeigt folgende Abbildung:

## Gesamtwärmeverbrauch 2022

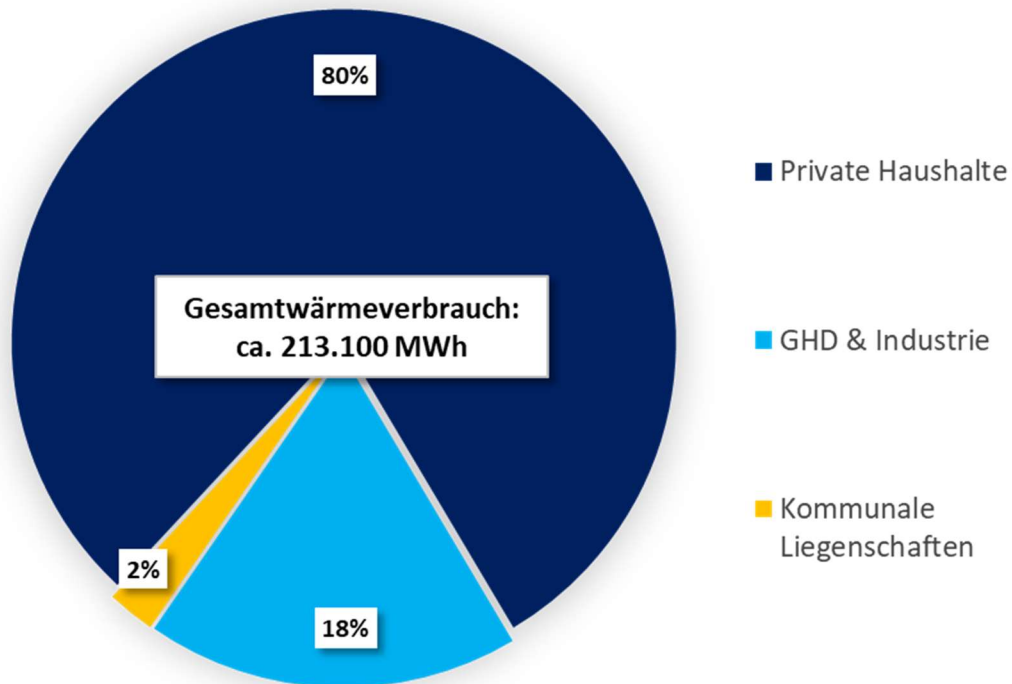


Abbildung 1-3: Gesamtwärmeverbrauch 2022 nach Verbrauchssektoren

Mit einem jährlichen Anteil von 80 % des Gesamtwärmeverbrauches (ca. 169.500 MWh) stellen die Privaten Haushalte mit Abstand den größten Wärmeverbraucher des Betrachtungsgebietes dar. An zweiter Stelle steht der Sektor GHD & Industrie mit einem Anteil von 18 % (38.700 MWh). Die kommunalen (verbandsgemeindeeigenen) Liegenschaften dagegen haben einen Anteil von 2 % (4.950 MWh) am Gesamtwärmeverbrauch und stellen somit den kleinsten Verbrauchssektor des Betrachtungsgebietes dar.

Derzeit können etwa 23 % des Gesamtwärmeverbrauches über erneuerbare Energieträger abgedeckt werden. Damit liegt der Anteil erneuerbarer Energien an der Wärmebereitstellung über dem Bundesdurchschnitt, der 2022 bei 17,5 %<sup>3</sup> lag. In der Verbandsgemeinde Trier-Land beinhaltet der Anteil erneuerbarer Energien im Wärmebereich vor allem die Verwendung von Biomasse, Umweltwärme und Sonnenkollektoren. Die folgende Darstellung zeigt die Verteilung zwischen den einzelnen Energieträgern im Wärmesektor und verdeutlicht, dass die aktuelle Wärmeversorgung weiterhin überwiegend auf fossilen Energieträgern beruht.

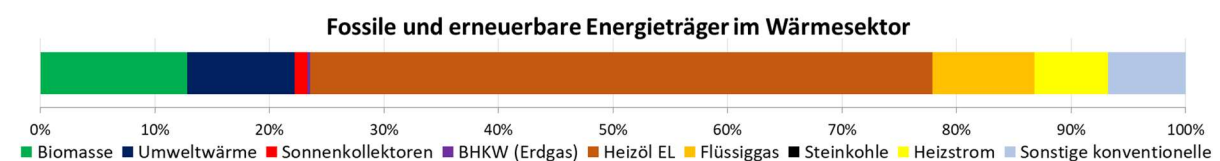


Abbildung 1-4: Fossile und erneuerbare Energieträger 2022 im Wärmesektor

<sup>3</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz 2024, S. 10, 12

### 1.3 Energieeinsatz im Sektor Verkehr

Der Energieeinsatz im Verkehrssektor wird entsprechend der vorliegenden Einteilung im Klimaschutz-Planer über die einzelnen Kategorien motorisierter Individualverkehr (MIV) und Güterverkehr auf der Straße, ÖPNV, Schienengüterverkehr & Binnenschifffahrt und kommunaler Fuhrpark bestimmt. Die folgende Tabelle zeigt die prozentuale Verteilung der Verkehrsmittel nach Energieverbrauch in der Verbandsgemeinde Trier-Land:

Tabelle 1-1: Aufteilung der Verkehrsmittel am Energieverbrauch 2022 für die Verbandsgemeinde Trier-Land

Verkehrsmittel	2022
PKW	56,40%
LKW	31,76%
Leichte Nutzfahrzeuge	7,39%
Linienbus	2,29%
Motorisierte Zweiräder	0,78%
Schienengüterverkehr	0,14%
Schienenpersonennahverkehr	0,51%
Binnenschifffahrt	0,19%

#### 1.3.1 MIV und Güterverkehr auf der Straße

Für die Abbildung des „motorisierten Individualverkehrs“ und des „Güterverkehrs auf der Straße“ im Klimaschutz-Planer sind neben dem Fahrzeugbestand an PKW, Zweirädern, leichten Nutzfahrzeugen und LKW die jeweils spezifischen Jahresfahrleistungen und der spezifische Endenergieverbrauchsfaktor relevant. Somit ergibt sich für das Betrachtungsjahr 2022 folgende Abbildung:

## Energieverbrauch MIV & Güterverkehr 2022

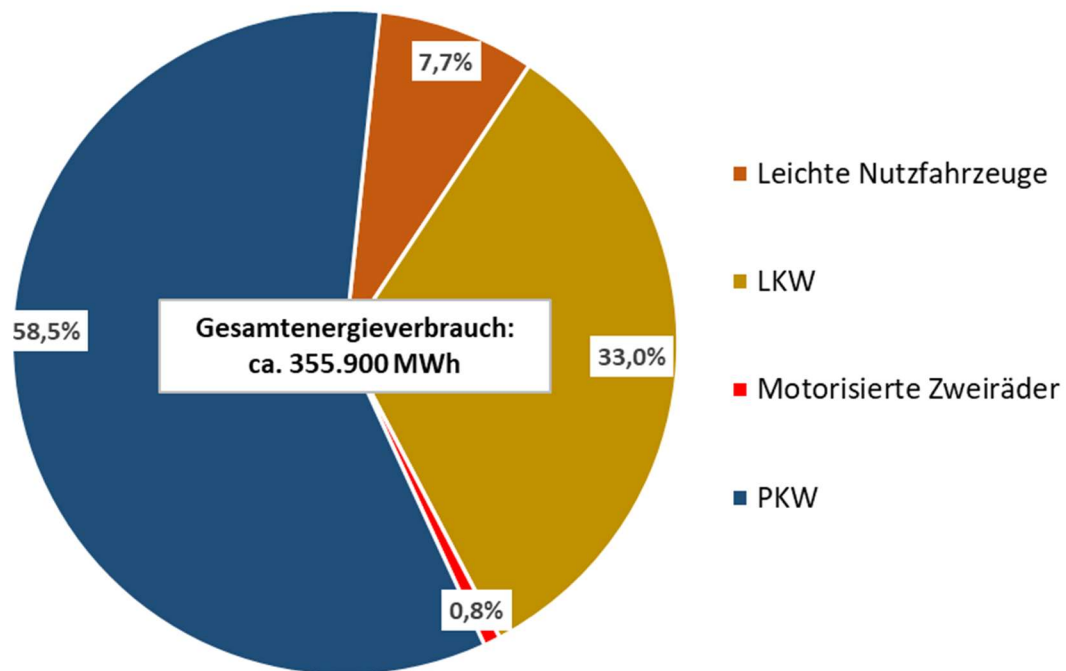


Abbildung 1-5: Energieverbrauch des motorisierten Individualverkehrs (MIV) und des Güterverkehrs

In den beiden Kategorien MIV und Güterverkehr auf der Straße sind 2022 im Betrachtungsgebiet insgesamt 20.017 Fahrzeuge zugelassen.<sup>4</sup> Wie obenstehende Grafik zeigt, werden in den beiden genannten Kategorien insgesamt ca. 355.900 MWh Energie verbraucht. Die PKW haben mit rund 58,5 % den größten Anteil. Mit einem Anteil von 33,0 % stehen die LKW an zweiter Stelle, gefolgt von den leichten Nutzfahrzeugen mit einem Anteil von 7,7 % und den motorisierten Zweirädern mit 0,8 %. Dies entspricht einem Energieverbrauch von 16 MWh je Einwohner.

### 1.3.2 ÖPNV

Das Verkehrsmodell im Klimaschutz-Planer weist über hinterlegte Vorgabedaten für den ÖPNV einen Energieverbrauch in Höhe von rund 10.300 MWh aus, von denen 82 % auf den Linienbusverkehr und 18 % auf den Schienenpersonennahverkehr entfallen.

### 1.3.3 Kommunaler Fuhrpark

Eine weitere betrachtete Kategorie innerhalb des Verkehrssektors stellt der Fuhrpark der Verbandsgemeinde dar. Diese weist einen Energieverbrauch von 639 MWh für leichte Nutzfahr-

<sup>4</sup> Kraftfahrtbundesamt 2023

zeuge (LNF), 170 MWh für LKW und 63 MWh für PKW aus. Daraus ergibt sich ein Gesamtenergieverbrauch von ca. 872 MWh.

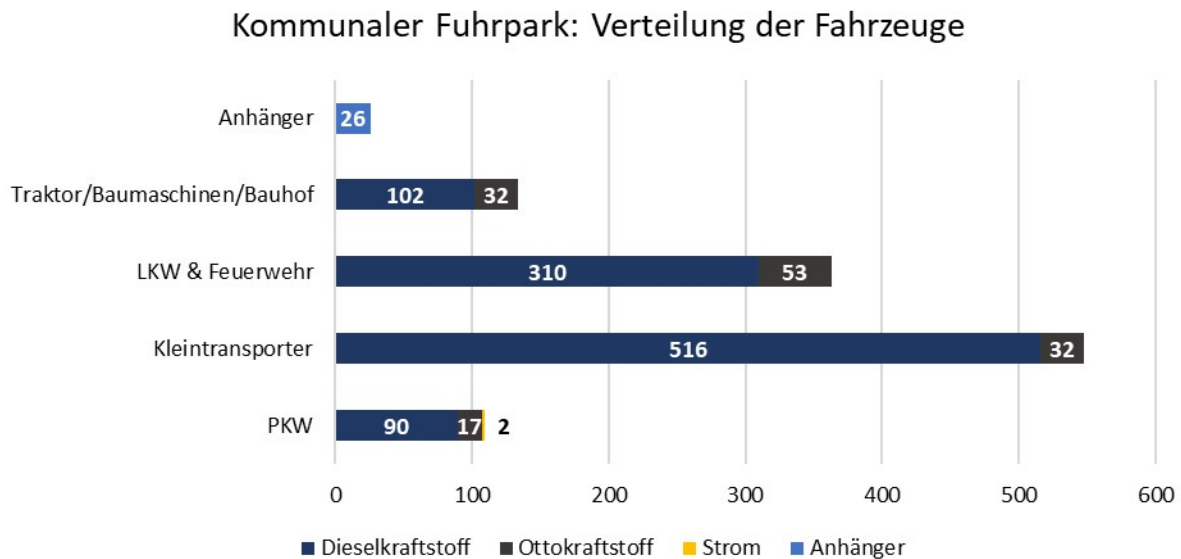


Abbildung 1-6: Überblick Fahrzeugbestand kommunaler Fuhrpark nach Energieträger

Der PKW-Fuhrpark der Verbandsgemeindeverwaltung setzt sich aus 90 Diesel-, 17 Benzin- und zwei Elektrofahrzeugen zusammen. Des Weiteren gibt es noch 548 Kleintransporter, 363 LKW & Feuerwehrfahrzeuge, 134 Fahrzeuge der Kategorie Traktor/Baumaschinen/Bauhof sowie 26 Anhänger (vgl. Abbildung 1-6).

### 1.3.4 Zusammenfassung Verkehrssektor

Eine Zusammenfassung aller zuvor betrachteten Kategorien innerhalb des Verkehrssektors führt zu folgendem Ergebnis:

## Energieverbrauch Verkehrssektor 2022

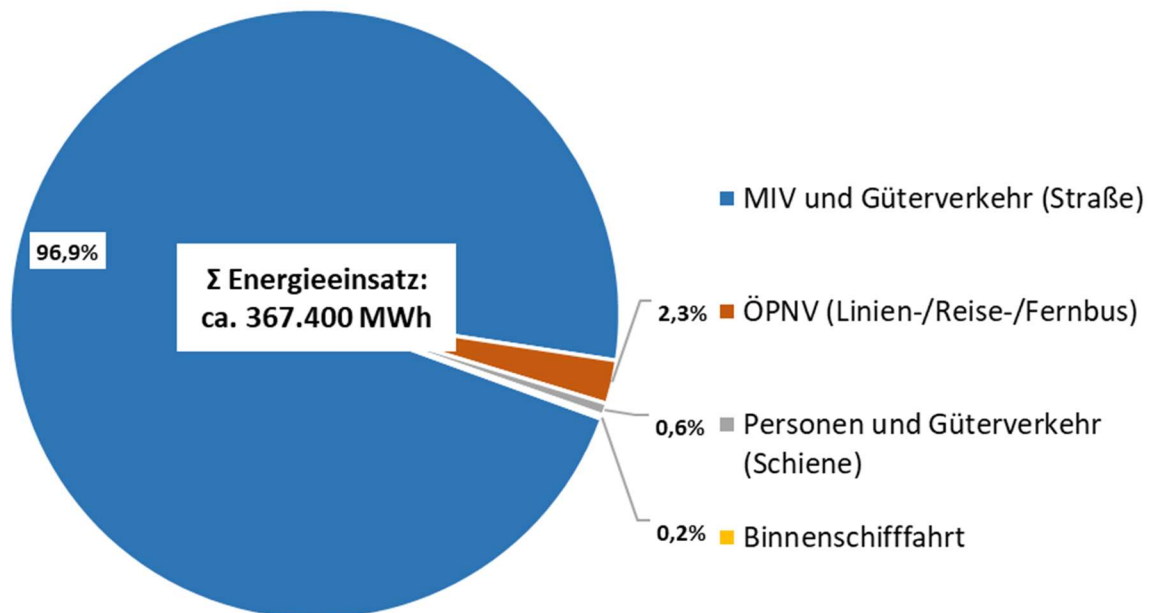


Abbildung 1-7: Überblick des Energieverbrauchs für den Verkehr 2022 in den betrachteten Kategorien

Der Energieverbrauch in oben dargestellter Abbildung für das Jahr 2022 über alle Kategorien führt zu einem gesamten Energieeinsatz von rund 367.400 MWh. Davon entfallen mit großem Abstand rund 96,9 % auf den MIV und Güterverkehr auf der Straße, an zweiter Stelle steht der ÖPNV auf der Straße mit einem Anteil von 2,3 %, an dritter Stelle der Personen und Güterverkehr auf der Schiene mit 0,6 % und an letzter Stelle die Binnenschifffahrt mit 0.2 %.

### 1.3.5 Überblick Gesamtenergieverbrauch – nach Sektoren und Energieträgern

Der Gesamtenergieverbrauch setzt sich aus der Summe der zuvor beschriebenen Teilbereiche Strom, Wärme und Verkehr zusammen und beträgt für das Betrachtungsjahr 2022 rund 671.100 MWh. Dies entspricht einem Pro-Kopf-Wert von ca. 30,1 MWh. Für den Sektor Private Haushalte ergibt sich ein Verbrauch von 9,2 MWh je Einwohner und für den Sektor GHD & Industrie 21 MWh je sozialversicherungspflichtig Beschäftigten am Arbeitsplatz. Eine Aufteilung des Gesamtenergieverbrauchs auf die Bereiche Strom, Wärme und Verkehr sowie die entsprechenden Pro-Kopf-Verbräuche sind in der folgenden Abbildung dargestellt:

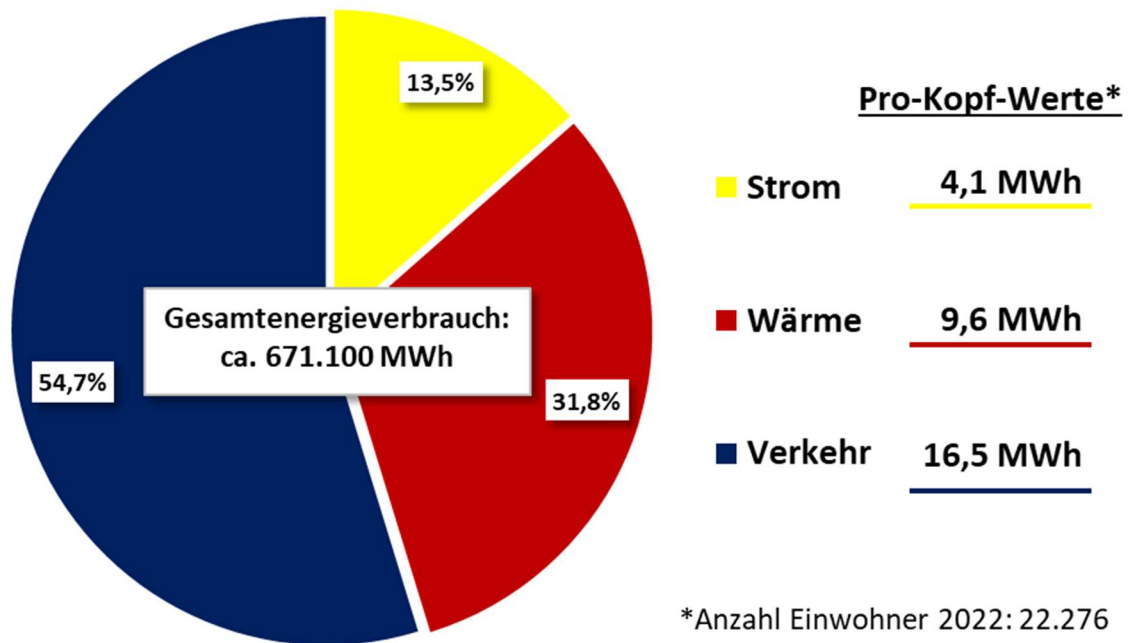


Abbildung 1-8: Verteilung des Gesamtenergieverbrauchs 2022 auf die Bereiche Strom, Wärme, Verkehr

Obenstehende Abbildung zeigt, dass der Verkehrssektor mit 54,7 % den größten Anteil am Gesamtenergieverbrauch 2022 hat. Auf den Wärmebereich entfallen 31,8 % und der Strombereich hat mit 13,5 % den geringsten Anteil am Gesamtenergieverbrauch. Dementsprechend stellen sich auch die Pro-Kopf-Verbräuche dar. Im Betrachtungsjahr 2022 beträgt der Pro-Kopf-Verbrauch im Wärmebereich 9,6 MWh, der Verkehrssektor liegt bei 16,5 MWh pro Kopf und der Energieeinsatz für den Bereich Strom beträgt pro Kopf 4,1 MWh.

Im Vergleich mit Deutschland und Rheinland-Pfalz liegt die Verbandsgemeinde Trier-Land somit zwischen dem jeweiligen Durchschnitt, wie folgende Abbildung zeigt:

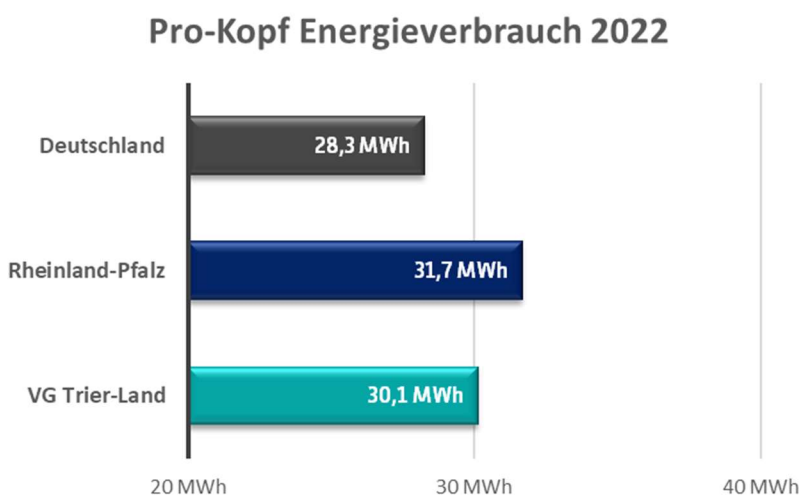


Abbildung 1-9: Pro-Kopf-Vergleich Energieverbrauch 2022<sup>56</sup>

<sup>5</sup> Vgl. Umweltbundesamt 2024 a

<sup>6</sup> Vgl. Umweltbundesamt 2024 b

Einen Gesamtüberblick über die derzeitigen Energieverbräuche der einzelnen Verbrauchssektoren stellt Abbildung 1-10 dar.

Die Verbrauchergruppe mit dem größten Energieverbrauch ist der Sektor Verkehr mit 367.400 MWh. Den zweitgrößten Energieverbrauch mit ca. 205.100 MWh verursachen die Privaten Haushalte. Hier besteht der größte Handlungsbedarf im stationären Bereich, welcher sich vor allem im Einsparpotenzial der fossilen Wärmeversorgung widerspiegelt. Der Sektor GHD & Industrie steht mit einem ermittelten Verbrauch von 90.000 MWh an dritter Stelle und an letzter Stelle stehen die kommunalen Liegenschaften mit einem Energieverbrauch von 8.500 MWh. Die Verbandsgemeinde Trier-Land kann auf diese Verbrauchssektoren einen indirekten Einfluss nehmen, um die Energiebilanz und die damit einhergehenden ökologischen und ökonomischen Effekte zu verbessern.

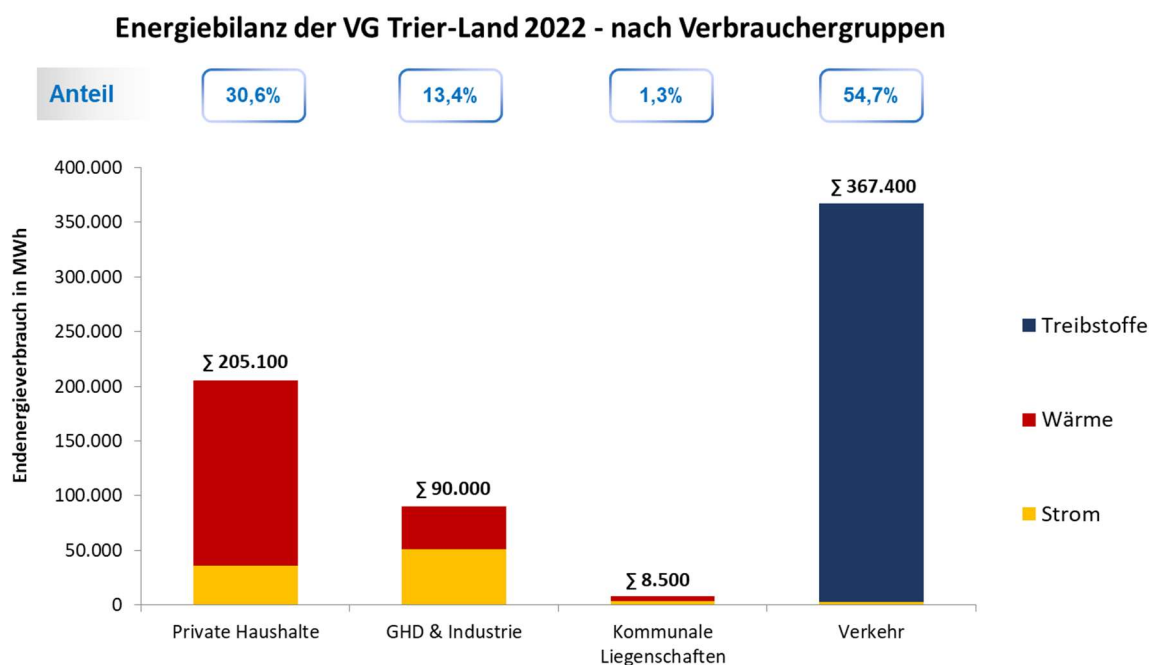


Abbildung 1-10: Energiebilanz Verbandsgemeinde Trier-Land 2022 nach Verbrauchssektoren

Die zusammengefügte Darstellung der Energieverbräuche nach Verbrauchssektoren erlaubt erste Rückschlüsse auf die dringlichsten Handlungssektoren im Betrachtungsgebiet. Das derzeitige Versorgungssystem im Wärmebereich ist noch stark durch fossile Energieträger geprägt und sollte im Hinblick auf die Baualtersklassen und Heizungssysteme (siehe Kapitel „PHH Jasmin“) systematisch durch Sanierungsmaßnahmen und erneuerbare Heizsysteme optimiert werden.

Durch die Nutzung des Territorialprinzips in der Bilanzierungsmethode werden alle Energieverbräuche der relevanten Verbrauchergruppen erfasst, die auf dem Territorium des Betrachtungsgebietes anfallen. Für den Verkehrssektor fällt in der Verbandsgemeinde Trier-Land die

Autobahn A64 sowie die Bundesstraßen B49, B51, B418 und B422 in die Systemgrenze hinein. Dieser Durchgangsverkehr erhöht die bilanzierten Energieverbräuche stark.

## 1.4 Treibhausgasemissionen

Mit den in den vorangegangenen Kapiteln ausführlich erläuterten Endenergieverbräuchen aller betrachteten Verbrauchergruppen sind unterschiedliche Klimawirkungen verbunden, die im Folgenden über den Indikator der THG-Emissionen dargestellt werden. Die Summe der verursachten THG-Emissionen in den betrachteten Verbrauchergruppen ist immer abhängig von den eingesetzten Energieträgern, da jeder Energieträger eine unterschiedliche Emissionsintensität aufweist. So beträgt zum Beispiel der CO<sub>2</sub>e-Faktor für den Bundesstrommix 505 g/kWh, während der CO<sub>2</sub>e-Faktor für Heizöl bei 313 g/kWh und für Flüssiggas bei 276 g/kWh liegt.<sup>7</sup> Die Emissionsfaktoren verdeutlichen, dass der Strombereich im Vergleich zum Wärmebereich deutlich emissionsintensiver ist. Trotz seines geringeren Anteils am Gesamtenergieverbrauch hat der Strombereich hinsichtlich seiner Klimawirkung deshalb ein großes Potenzial, zum Klimaschutz beizutragen.

Aufbauend auf den Ergebnissen der Energiebilanz wurden im Folgenden die damit einhergehenden THG-Emissionen ermittelt, indem jeweils der spezifische Emissionsfaktor je eingesetztem Energieträger zu Grunde gelegt wurden. Ziel der Energie- und THG-Bilanz ist es, spezifische Referenzwerte für zukünftige THG-Emissionsminderungsprogramme zu erheben. In der vorliegenden Bilanz wurden, auf Grundlage der zuvor erläuterten Verbräuche, die THG-Emissionen in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr für die einzelnen Verbrauchssektoren quantifiziert. Für das Betrachtungsjahr 2022 wurden demnach THG-Emissionen in Höhe von rund 223.800 t CO<sub>2</sub>e für die Verbandsgemeinde Trier-Land errechnet.

Eine Verteilung der verursachten THG-Emissionen anhand ihrer Emissionsquellen Strom, Wärme und Treibstoffe zeigt folgende Abbildung:

---

<sup>7</sup> Emissionsfaktoren aus Klimaschutz-Planer unter Verweis auf BSKO IFEU und Gemis 4.94

## THG-Bilanz VG Trier-Land 2022

- nach Emissionsquellen -

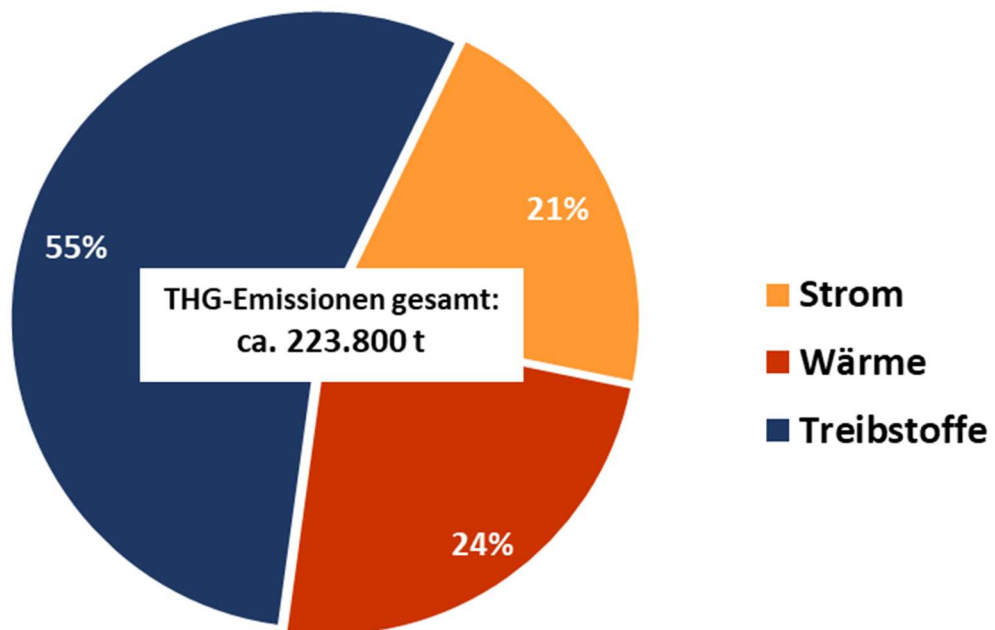


Abbildung 1-11: Verteilung der THG-Bilanz 2022 für die Verbandsgemeinde Trier-Land nach Emissionsquellen

Demnach ist der Treibstoffverbrauch im Verkehrssektor für 55 % der gesamten THG-Emissionen verantwortlich. Der Wärmeverbrauch trägt zu 24 % der verursachten THG-Emissionen bei. Der Stromverbrauch verursacht 21 % der Gesamtemissionen im Betrachtungsgebiet. Eine prozentuale Verteilung der THG-Emissionen nach Verbrauchergruppen ist in folgender Grafik dargestellt.

## THG-Bilanz 2022 für die VG Trier-Land

- nach Verbrauchergruppen -

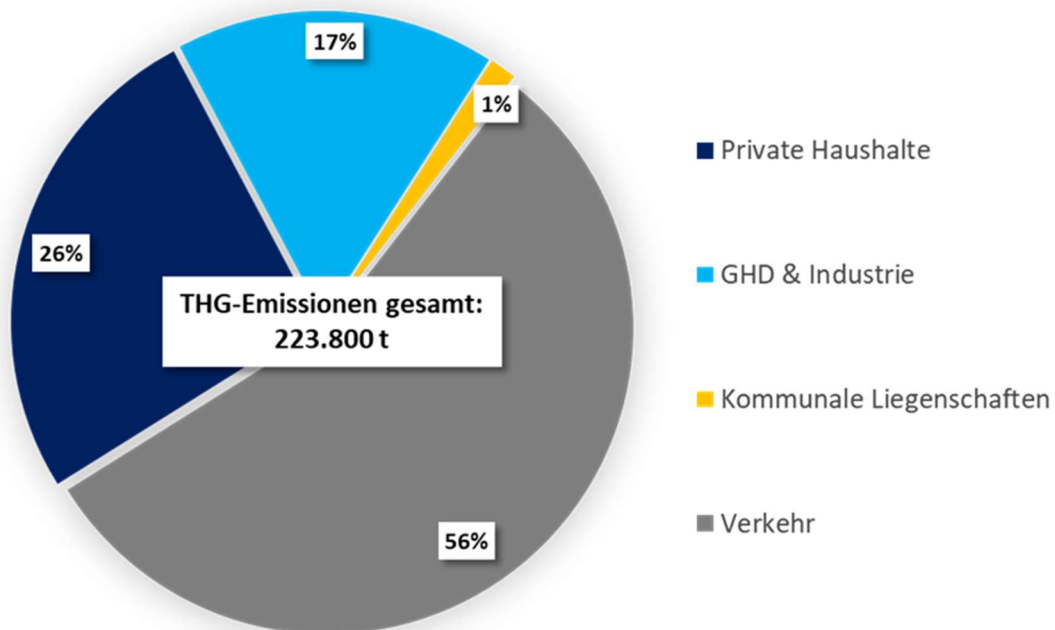


Abbildung 1-12: Verteilung der gesamten THG-Emissionen nach Verbrauchergruppen

Die THG-Emissionen werden zu 56 % durch den Verkehrssektor und zu 26 % durch die Privaten Haushalte verursacht. Die Verbrauchergruppe GHD & Industrie ist für 17 % der Gesamtemissionen verantwortlich und die kommunalen Liegenschaften verursachen in der Gesamtbetrachtung die geringsten THG-Emissionen mit einem Anteil von 1 %.

Bezogen auf aktuell 22.276 Einwohner (2022) im Betrachtungsgebiet ergeben sich durchschnittliche Pro-Kopf-Emissionen in Höhe von rund 10 t CO<sub>2</sub>e. Damit liegen die Emissionen sowohl über dem Bundesdurchschnitt von 8,9 t CO<sub>2</sub>e<sup>8</sup> (im Jahr 2022) als auch über den Pro-Kopf-Emissionen für Rheinland-Pfalz von 6,4 t CO<sub>2</sub>e<sup>9</sup> (im Jahr 2021). Betrachtet man nur die Emissionen aus dem Sektor Private Haushalte, ergeben sich ca. 2,6 t CO<sub>2</sub>e pro Einwohner.

Die folgende Darstellung bietet einen Gesamtüberblick der THG-Emissionen je Verbrauchssektor, unterteilt nach den Emissionsquellen Strom, Wärme und Treibstoffe, welche für das Jahr 2022 errechnet wurden.

<sup>8</sup> Vgl. Umweltbundesamt 2024 c

<sup>9</sup> Länderarbeitskreis Energiebilanzen (Datenbankabruf: 26.06.2025)

### THG-Bilanz der VG Trier-Land 2022 - nach Verbrauchergruppen

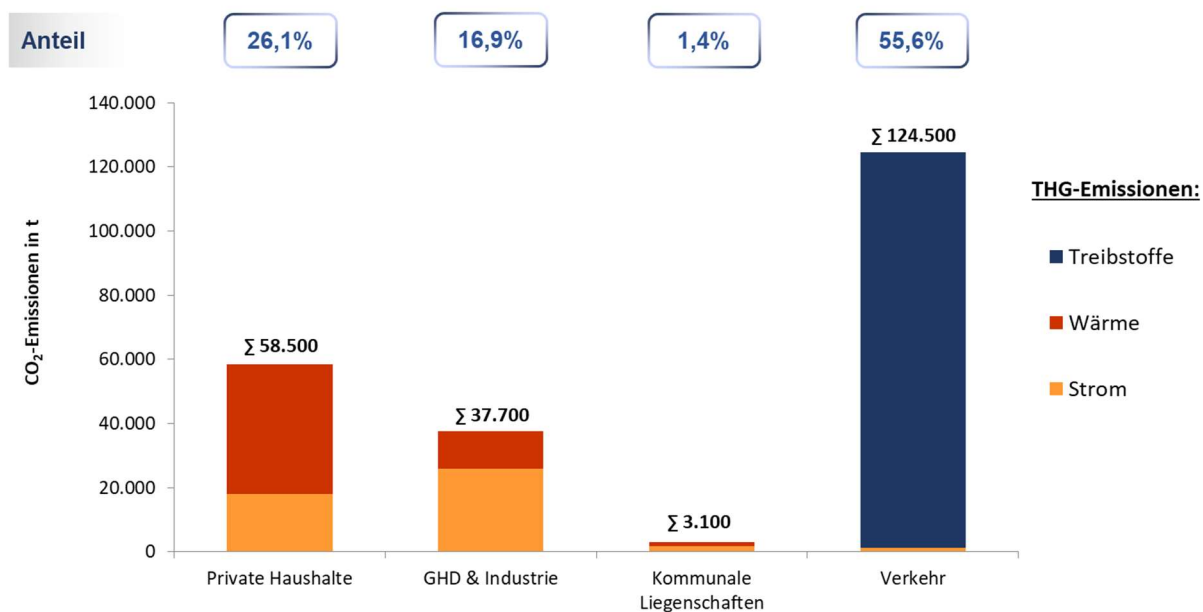


Abbildung 1-13: THG-Bilanz Verbandsgemeinde Trier-Land 2022 nach Verbrauchssektoren

Obenstehende Abbildung verdeutlicht die hohen Emissionen des Verkehrssektors, gefolgt von den Privaten Haushalten und GHD & Industrie. Es ist zu erkennen, dass der Treibstoffbedarf im Verkehrssektor mit Abstand die meisten Emissionen verursacht. Die Privaten Haushalte stehen an zweiter Stelle. In der Verbrauchergruppe GHD & Industrie verursacht der Strom die meisten Emissionen.

## 2 Wirtschaftliche Auswirkungen der Energieversorgung

Nachfolgend werden in der untenstehenden Grafik die Kosten der Energieversorgung im Status Quo (2022) für die Verbandsgemeinde Trier-Land dargestellt, unterteilt nach den Sektoren Strom, Wärme und Verkehr:

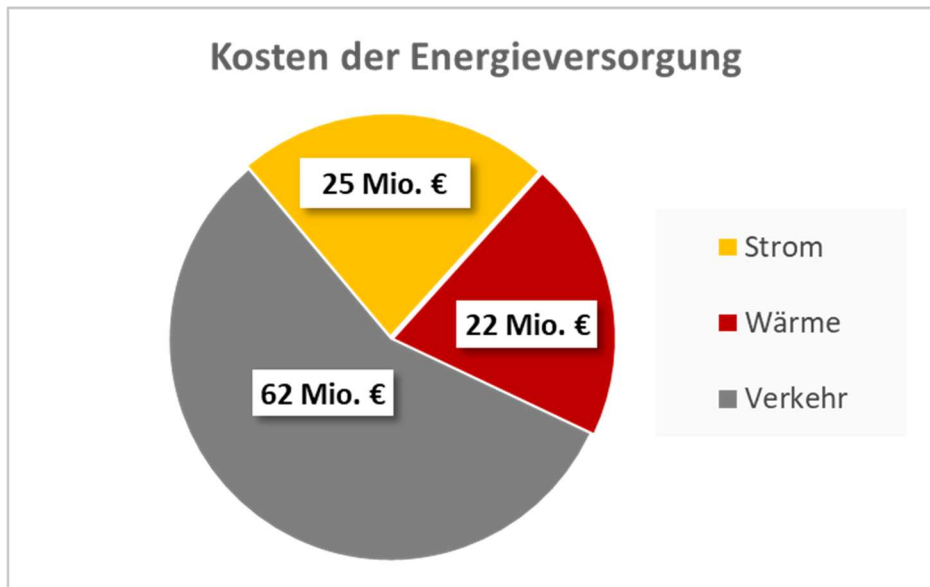


Abbildung 2-1: Kosten der Energieversorgung in der Verbandsgemeinde Trier-Land

In der Verbandsgemeinde Trier-Land müssen aktuell Ausgaben für die Energieversorgung in Höhe von rund 109 Mio. € pro Jahr aufgewendet werden. Davon entfallen rund 62 Mio. € auf Treibstoffe (Verkehrssektor), rund 25 Mio. € auf den Strombereich sowie rund 22 Mio. € auf den Wärmebereich.<sup>10</sup> Damit einhergehend ist festzustellen, dass die Verbandsgemeinde Trier-Land im Betrachtungsjahr immer noch fossile Energieträger eingesetzt hat.

Gerade durch die Nutzung fossiler Energieträger fließen Finanzmittel außerhalb der Verbandsgemeinde und sogar außerhalb der Bundesrepublik in externe Wirtschaftskreisläufe ein und stehen vor Ort nicht mehr zur Verfügung. Durch den Einsatz von regional erzeugten erneuerbaren Energien und der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen kann diesem Effekt entgegengewirkt werden. Folglich kann durch die Aktivierung lokaler Potenziale und die Investition in erneuerbare Energien und Energieeffizienzmaßnahmen ein Teil der jährlichen Ausgaben in lokalen Wirtschaftskreisläufen gebunden werden.

<sup>10</sup> Jährliche Verbrauchskosten im Strom-, Wärme und Verkehrsbereich nach aktuellen Marktpreisen des Betrachtungsjahres (vgl. Anhang).

## 2.1 Preisliche Auswirkungen der CO<sub>2</sub>-Bepreisung nach dem Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) ab 2021

Die Nutzung erdölbasierter Brennstoffe, wie z. B. Heizöl, Erdgas oder Kohle, hat starke Auswirkungen auf die Umwelt. Aus diesem Grund gilt es Anreize zu schaffen, um den Verbrauch fossiler Energieträger zu verringern und eine Lenkungswirkung hin zu umweltfreundlicheren Energieformen und Produkten auszulösen.

Das Brennstoffemissionshandelsgesetz (BEHG) ist damit einhergehend als Bestandteil des im September 2019 veröffentlichten „Klimaschutzpaketes“ der Bundesregierung am 20.12.2019 in Kraft getreten. Damit wurden die ambitionierten Klimaschutzziele, denen sich Deutschland verpflichtet hat, gesetzlich verankert. Das BEHG ist die Grundlage für den nationalen Zertifikatshandel für Emissionen aus fossilen Brennstoffen. Es verpflichtet die Inverkehrbringer von Brennstoffen ab dem 1. Januar 2021 dazu CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate zu erwerben.

In den Jahren 2021 bis 2025 werden die CO<sub>2</sub>-Zertifikate zum Festpreis gehandelt, danach gilt für das Jahr 2026 ein Preiskorridor, der ab 2027 entfällt, so dass die Zertifikate dann einer freien Preisfindung am Markt unterliegen. Die Zertifikatspreise in Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> ergeben sich aus dem im Dezember 2019 in Kraft getretenen BEHG und seinen Novellierungen. Die Preise stellen sich wie folgt dar:<sup>11</sup>

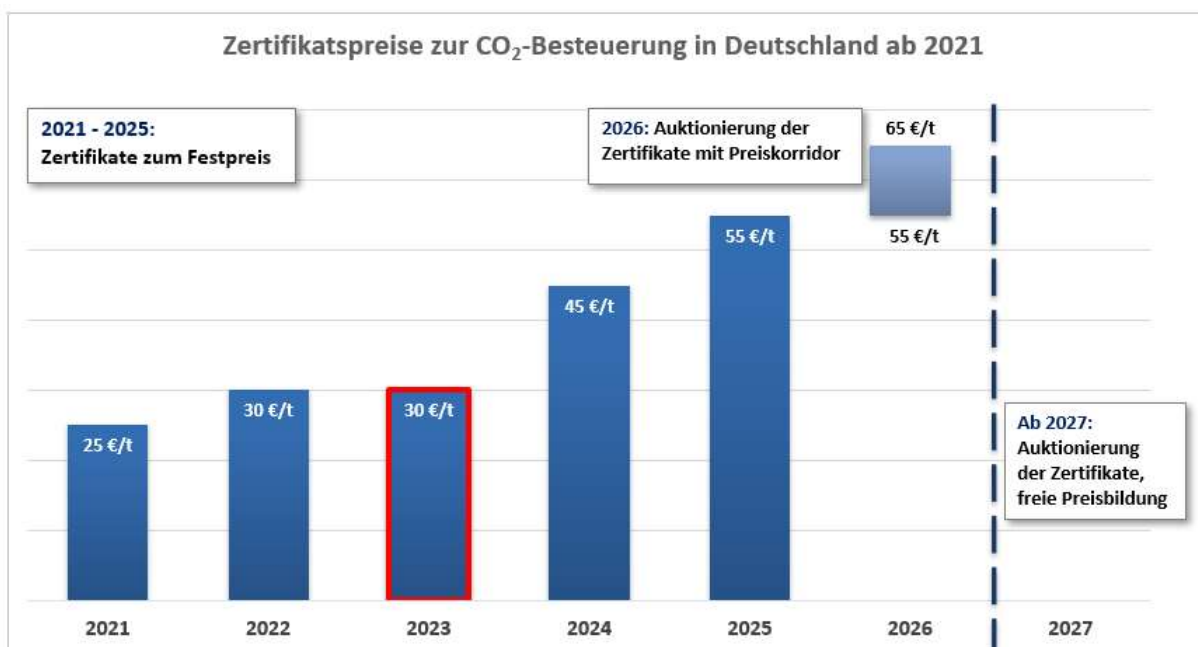


Abbildung 2-2: Zertifikatspreise zur CO<sub>2</sub>-Besteuerung in Deutschland ab 2021 nach dem BEHG<sup>12</sup>

Wie die obenstehende Abbildung zeigt, wurde ab dem Jahr 2021 ein Preis von 25 € pro Tonne CO<sub>2</sub> erhoben. Bis 2025 wurde der Preis dann schrittweise auf 55 € pro Tonne CO<sub>2</sub> angehoben.

<sup>11</sup> Vgl. Bundesministerium der Justiz 2022: BEHG §10.

<sup>12</sup> Im Jahre 2023 wurde die ursprünglich geplante Erhöhung ausgesetzt.

Ab dem Jahr 2026 gilt ein Preiskorridor, bei dem ein Deckel von maximal 65 € pro Tonne CO<sub>2</sub> geplant ist. Ab dem Jahr 2027 sollen die Zertifikate dann einer freien Preisfindung am Markt unterliegen.

Vor dem Hintergrund der Anfang 2021 eingeführten CO<sub>2</sub>-Bepreisung für fossile Brennstoffe werden im Folgenden die Auswirkungen auf die Energieversorgungskosten des Betrachtungsgebietes dargestellt. Dies erfolgt auf Grundlage der zuvor berechneten Kosten für die Energieversorgung der Verbandsgemeinde Trier-Land. Die nachfolgende Grafik fasst die Effekte zusammen:

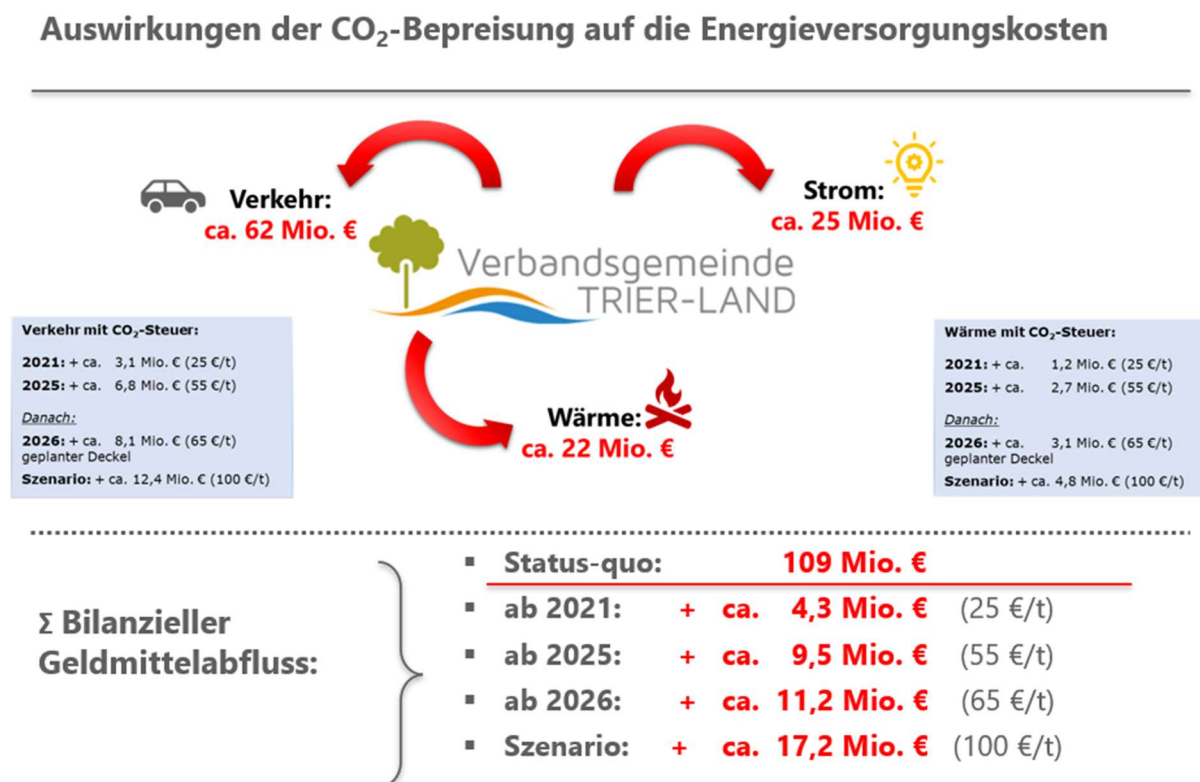


Abbildung 2-3: Effekte durch die CO<sub>2</sub>-Bepreisung in der Verbandsgemeinde Trier-Land

Obenstehende Abbildung verdeutlicht, dass das Betrachtungsgebiet mit der Einführung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung ab dem Jahr 2021 einen erheblichen, kostenseitigen Mehraufwand im Gebäude- und Verkehrssektor hat.

Durch die Umsetzung von klimaentlastenden Maßnahmen, wie z. B. Effizienzmaßnahmen im Gebäudebestand, dem Austausch fossiler Energiesysteme und dem Einsatz von regional erzeugter erneuerbarer Energie sowie dem vermehrten Einsatz alternativer Antriebstechnologien im Mobilitätssektor, kann das Betrachtungsgebiet diesen Mehraufwand reduzieren.

## **2.2 Bewertung von Klimaschutzmaßnahmen mittels des Indikators der regionalen Wertschöpfung**

Im Fokus dieses Konzepts steht die regionale Wertschöpfung als ökonomisch messbarer Indikator zur Darstellung des regionalen Mehrwerts durch Investitionen in erneuerbare Energien (EE) und Energieeffizienz. Dabei geht es nicht nur um die Steigerung von Output, sondern vor allem um den regionalen Verbleib der durch diese Investitionen ausgelösten Finanzströme entlang der Wertschöpfungskette. Regionale Wertschöpfung kann in Euro angegeben und als Argumentationsgrundlage für lokale Wirtschaftsförderung genutzt werden. Sie bietet bereits heute Chancen zur Mobilisierung ungenutzter Potenziale beim Ausbau von EE und Energieeffizienz und trägt zur Erreichung von Klima- und Nachhaltigkeitszielen, zur Innovation und zur Schaffung von Arbeitsplätzen bei. Der Indikator beschreibt die Summe zusätzlicher ökonomischer Werte, die innerhalb eines bestimmten Zeitraums in einer Region entstehen. Zwar kann „Wert“ auch ökologisch oder soziokulturell verstanden werden, im Rahmen dieses Konzepts liegt der Fokus jedoch auf der ökonomischen Bewertung. Der Ansatz erlaubt eine Quantifizierung des monetären Nutzens, der in der Region verbleibt.

Ein gesteuerter und partizipativer Ausbau von EE ist notwendig, um ökonomische, technische und gesellschaftliche Herausforderungen sowie Akzeptanzprobleme zu vermeiden. Die Erzeugung großer Mengen erneuerbaren Stroms bringt z. B. technische Herausforderungen beim Last- und Netzmanagement mit sich. Gleichzeitig stehen viele Bürger den Anlagen kritisch gegenüber – insbesondere bei Eingriffen in das Landschaftsbild oder der Nähe zur Wohnbebauung. Um Akzeptanz zu stärken, sind Beteiligungsmodelle wie Bürgerenergiegenossenschaften, kommunale Beteiligungen oder Direktbeteiligungen an Anlagen von großer Bedeutung. Sie ermöglichen eine breitere finanzielle Teilhabe der Bevölkerung an Gewinnen und erhöhen die Identifikation mit den Projekten. Eine gerechte Verteilung von Vor- und Nachteilen wird so gefördert und Konflikte können reduziert oder kompensiert werden. Da verschiedene Akteure – wie Raumplaner, Netzbetreiber, Kommunen und Investoren – oft unabhängig und mit divergierenden Interessen handeln, ist ein integriertes, übergreifendes Handeln auf regionaler und Landesebene erforderlich. Frühzeitige Einbindung, transparente Kommunikation und Koordination aller Beteiligten sind entscheidend, um die komplexen Herausforderungen zu meistern. Die Einbindung vielfältiger lokaler Akteure (z. B. Verwaltung, Energieversorger, Handwerk, lokale Unternehmen, Bürgerinitiativen, Finanzinstitute) ist essenziell. Nur durch Zusammenarbeit kann der EE-Ausbau effizient, wirtschaftlich, emissionsarm und sozial verträglich umgesetzt werden.

Insgesamt bietet die regionale Wertschöpfung einen praxisnahen Ansatz, um Klimaschutzmaßnahmen wirtschaftlich tragfähig, technisch umsetzbar sowie gesellschaftlich und politisch akzeptabel zu gestalten. Gleichzeitig unterstützt sie die Zukunftsfähigkeit, Lebensqualität und

Resilienz der Regionen.

### 2.3 Regionale Wertschöpfung im Status Quo (2022)

Die regionale Wertschöpfung (RWS) durch den Ausbau erneuerbarer Energien (EE) und Energieeffizienzmaßnahmen in der Verbandsgemeinde Trier-Land wurde mit einem dynamischen Berechnungsmodell des IfaS ermittelt. Die räumlichen Systemgrenzen orientieren sich an den administrativen Grenzen der Verbandsgemeinde, die inhaltlichen Grenzen umfassen Investitionen in EE und Energieeffizienz als Ausgangspunkt regionaler Mehrwerte.

RWS entsteht durch lokale Beschäftigung, Aufträge an regionale Dienstleister, Einbindung regionaler Banken, Gewinne ortsansässiger Betreiber und Investoren, Steuer- und Pachtzahlungen. Sie kann ausschließlich von lokal/regional ansässigen Akteuren generiert werden. Die Berechnung der regionalen Wertschöpfung basiert auf der Nettobarwertmethode<sup>13</sup> und berücksichtigt dynamische Entwicklungen wie Preissteigerungen und Inflation. Erfasst werden Investitionen, Erlöse und Kosten im Bereich stationärer Energieerzeugung sowie Energieeffizienz. Diese Methode erlaubt die Berechnung der regionalen Wertschöpfung als absolute Kennzahl (in €), auch vor dem Hintergrund einer Betrachtung über mehrere Jahre.

Bezugnehmend auf der in Kapitel 1 dargestellten Situation zur Energieversorgung und -erzeugung, wurden in der Verbandsgemeinde Trier-Land im Status Quo durch den Ausbau erneuerbarer Energien rund 100 Mio. € an Investitionen ausgelöst. Davon sind rund 85 Mio. € dem Bereich Stromerzeugung, ca. 5 Mio. € der Wärmegestehung<sup>14</sup> sowie rund 10 Mio. € der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme zuzuordnen. Einhergehend mit diesen Investitionen sowie durch den Betrieb der Anlagen entstehen Gesamtkosten in Höhe von ca. 201 Mio. €. Diesem Kostenblock stehen Einnahmen und Kosteneinsparungen in Höhe von rund 209 Mio. € gegenüber.<sup>15</sup>

Die aus allen Investitionen, Kosten und Einnahmen abgeleitete regionale Wertschöpfung liegt, durch den im Status Quo installierten Anlagenbestand, bei rund 94 Mio. €.<sup>16</sup>

Das Ergebnis für das Betrachtungsjahr zeigt nachstehende Abbildung:

---

<sup>13</sup> Der Nettobarwert ist eine betriebswirtschaftliche Kennzahl der dynamischen Investitionsrechnung. Durch Abzinsung auf den Beginn der Investition werden Zahlungen vergleichbar gemacht, die innerhalb des Betrachtungszeitraumes zu unterschiedlichen Zeitpunkten anfallen.

<sup>14</sup> Bei der Wärmegestehung erfolgt stets eine Gegenrechnung der regenerativen mit den fossilen Systemen, beispielsweise bei den Holzheizungen. Folglich werden nur die reinen Nettoeffekte, d. h. der ökonomische Mehraufwand für das regenerative System abgebildet.

<sup>15</sup> Die Einsparungen fallen entsprechend hoch aus, da die Energiepreise im Betrachtungsjahr u. a. durch den russischen Angriff auf die Ukraine und die Pandemie generell auf einem hohen Niveau waren.

<sup>16</sup> Hier werden alle mit dem Anlagenbetrieb einhergehenden Einnahmen und Kosteneinsparungen über die spezifische Nutzungsdauer je Technologie berücksichtigt. Die Berechnung der Wertschöpfungseffekte im Status Quo wird von den definierten Szenarien nicht beeinflusst.

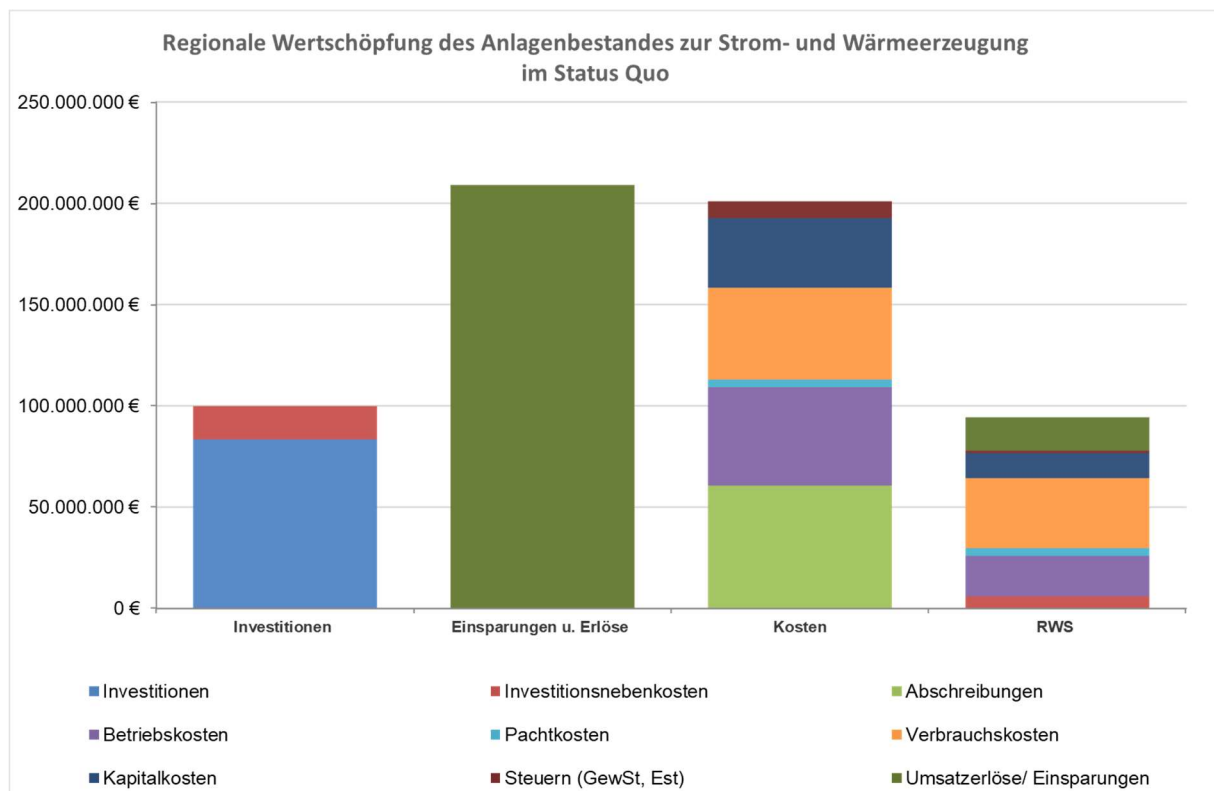


Abbildung 2-4: Regionale Wertschöpfung des Anlagenbestandes zur Erzeugung erneuerbarer Energie im Status Quo

Hinsichtlich der daraus abgeleiteten Wertschöpfung ergibt sich der größte Beitrag aus den Verbrauchs-, den Betriebskosten und den Einnahmen der Anlagenbetreiber durch die Installation sowie den Betrieb von Erneuerbaren-Energien-Anlagen. Die Wertschöpfung ist ferner auf die Kapital-, die Investitionsneben- sowie die Pachtkosten und die Steuereinnahmen zurückzuführen.

Die Ermittlung der regionalen Wertschöpfung durch Erschließen von Energieeffizienzpotenzialen bleibt für die IST-Analyse unberücksichtigt, da entsprechende Daten nicht vorliegen. Auf Annahmen wurde im Status Quo verzichtet, sodass für alle Sektoren die Wertschöpfung im Effizienzbereich mit 0 € angesetzt wurde.

## **3 Potenzialanalyse zur Erschließung der erneuerbaren Energien**

### **3.1 Windenergiepotenziale**

Die Nutzung der Windkraft zur Stromerzeugung ist technisch weit fortgeschritten und stellt eine besonders effektive Möglichkeit zur Ablösung fossiler Energieträger dar. Im Rahmen der Analyse wurde zunächst ein mögliches Gesamtpotenzial innerhalb der Verbandsgemeinde betrachtet, welches sich im Wesentlichen an den Kriterien des gültigen LEP IV orientiert. Auf Basis dieser ersten Diskussionsgrundlage wurde eine Eingrenzung auf die bereits über den Raumordnungsplan sowie den bestehenden FNP ausgewiesenen Vorrangflächen zur Windenergienutzung vorgenommen.

Das im Rahmen der weiteren Analyse innerhalb dieser Flächen bestimmte Anlagenpotenzial stellt ein aus technischen und wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abgeleitetes, maximales Potenzial dar und beschreibt somit weder einen konkreten Umsetzungsplan, noch nimmt es erforderliche detaillierte Untersuchungen im Vorfeld einer möglichen Umsetzung vorweg (u. a. Netzanschluss, Eigentumsverhältnisse, Zuwegung). Bei der Bestimmung des Ausbau- und Repowering-Potenzials wurden vor Ort konkret laufende Planungsvorhaben sowie unterschiedliche politische oder gesellschaftliche Interessen nur bedingt berücksichtigt.

#### **3.1.1 Rahmenbedingungen**

Durch die Nabenhöhe moderner Windenergieanlagen (WEA) werden nahezu im gesamten Bundesgebiet gute Windlagen erreicht. Durch größere Masthöhen und Rotordurchmesser können so genannte Schwachwindanlagen auch bei moderaten Windgeschwindigkeiten ganzjährig viel Energie erzeugen.

Ebenso wie die Errichtung von PV-FFA ist auch für die Errichtung von WEA die erfolgreiche Teilnahme an einer Ausschreibung zwingend notwendig, um auf Basis des aktuellen EEG eine Vergütung zu erhalten. Allein die Vorprojektierung zur Teilnahme an einer solchen Ausschreibung beansprucht erhebliche Kosten und Sicherheiten. Eine Umsetzung gestaltet sich oftmals durch externe Investoren, aber auch regionale (Bürger-)Energiegenossenschaften mit kommunalen Beteiligungsmöglichkeiten.

#### **3.1.2 Grundlagen zur Ermittlung der Potenziale**

Grundlage für die Ermittlung der Windkraftpotenziale ist zunächst die Bestimmung eines nutzbaren Flächenpotenzials. Wie bereits eingangs dieses Kapitels beschrieben, wurden dazu die bereits über die Regionalplanung ausgewiesenen Vorranggebiete aus dem Raumordnungsplan sowie dem vorliegenden FNP der Verbandsgemeinde berücksichtigt.

In einem nächsten Schritt wurde innerhalb der resultierenden Flächenkulisse zunächst der Anlagenbestand sowie geplante Anlagen (genehmigt, beantragt) bewertet und die ausgewiesenen Flächen hinsichtlich Neuerschließung oder Erweiterung bereits bestehender Windparks bewertet. Bestehende Windkraftanlagen wurden zudem hinsichtlich ihres Repowering-Potenzials (in Abhängigkeit von der jeweiligen Inbetriebnahme) untersucht.

In Abhängigkeit der standortspezifischen Windhöffigkeit sowie resultierender Volllaststunden für die jeweiligen Anlagenklassen wurden im Ausbaupotenzial exemplarische Anlagentypen zu Grunde gelegt, um die resultierende Leistung und Stromerträge ermitteln zu können.

### **3.1.3 Ermittelte Potenzialflächen und bestehende Windenergieanlagen**

Ausgehend von der Gesamtfläche der VG Trier-Land und den bereits beschriebenen Vorrangflächen, resultieren Potenzialflächen, die zur Errichtung von Windenergieanlagen (WEA) grundsätzlich in Frage kommen. Folgende Abbildung 3-1 stellt den berücksichtigten Anlagenbestand sowie die ermittelten Ausbaupotenziale dar. Die im Rahmen der Potenzialanalyse betrachteten Anlagenstandorte stellen dabei ein maximales Ausbaupotenzial dar, dessen Erschließung noch von weiteren Faktoren abhängig ist (z. B. Eigentumsverhältnisse, Netzananschluss, Zuwegung und Topographie).

Im Rahmen einer möglichen Erschließung können die notwendigen detaillierten Untersuchungen auf Basis der Detailschärfe sowie Datengrundlage dieser Analyse nicht vorweggenommen werden. Auch wird an dieser Stelle nochmals explizit darauf hingewiesen, dass die im Rahmen dieser Analyse resultierenden Anlagen- bzw. Flächenpotenziale keiner rechtlichen Verbindlichkeit unterliegen.

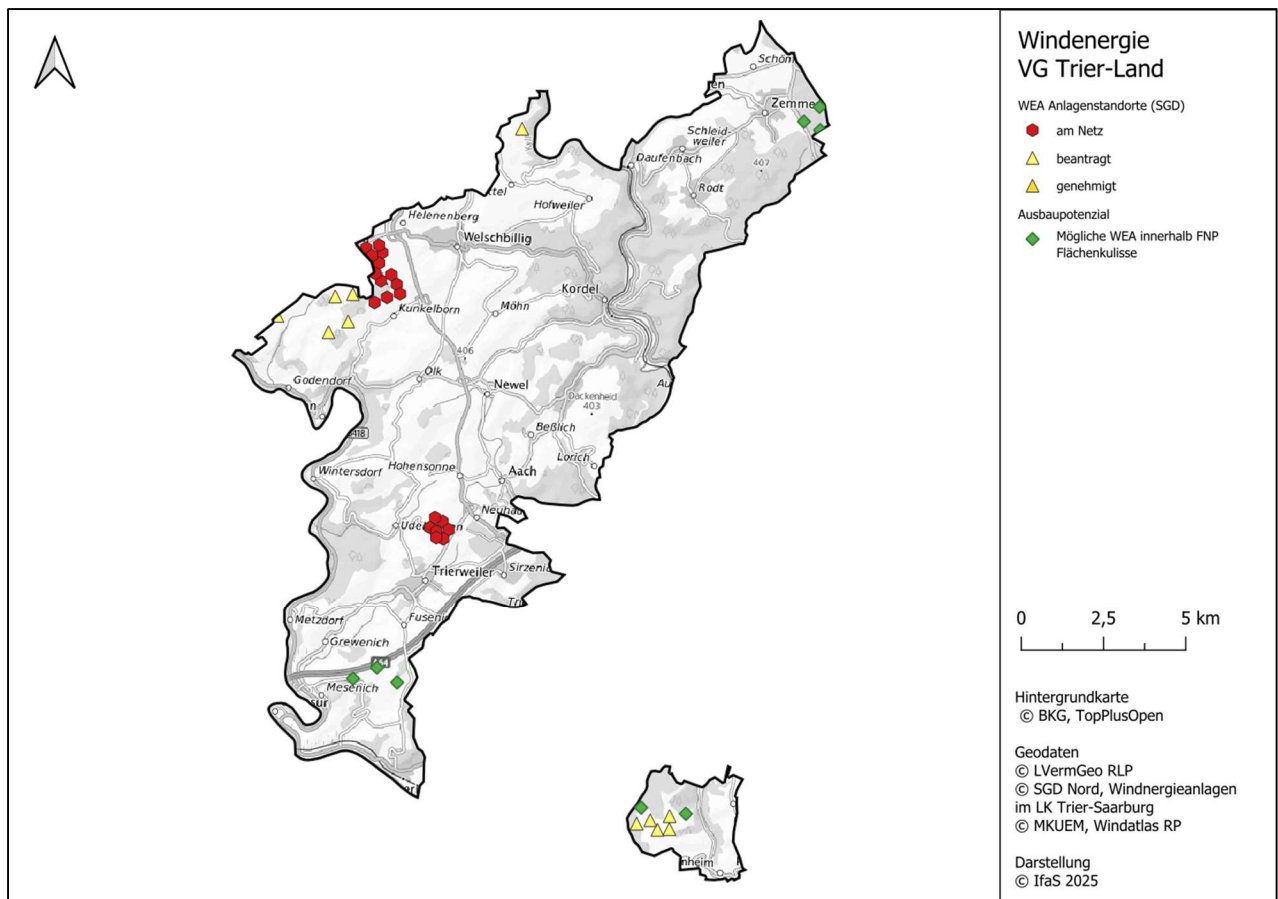


Abbildung 3-1: Ermittelte Potenzialflächen Windenergie und Anlagenbestand

### 3.1.4 Repowering

Des Weiteren wird bei der Potenzialdarstellung das Repowering berücksichtigt, also der Austausch kleinerer Windenergieanlagen älterer Baujahre durch leistungstärkere Anlagen der jeweils aktuellen Generation.

Der Einsatz von Windenergieanlagen größerer Leistung im Rahmen einer Repowering-Maßnahme impliziert u. a.:

- Bei ansonsten gleichen Standortbedingungen (mittlere Windgeschwindigkeit, Windgeschwindigkeit im Nennpunkt der Anlage) wächst die Rotorfläche proportional zur Nennleistung bzw. der Rotorradius proportional zur Quadratwurzel der Leistung.
- Proportional zur Vergrößerung des Rotorradius sinkt die Rotationsgeschwindigkeit (die Umlaufgeschwindigkeit der Rotorblattspitzen bleibt konstant).
- Proportional mit dem Rotorradius steigt der (Mindest-) Abstand zwischen den Anlagenstandorten.
- Die Anzahl der Anlagen innerhalb eines Windparks sinkt.
- Die installierte Leistung des Windparks bleibt unverändert oder vergrößert sich.
- Die Masthöhe wächst mit dem Rotorradius.

- Die anlagenspezifischen Erträge erhöhen sich durch den Betrieb in höheren (= günstigeren) Windlagen.

Bei einer Repowering-Maßnahme handelt es sich somit nicht nur um eine Sanierung, sondern auch um die Neubelegung einer Fläche durch leistungsfähigere, größere Windenergieanlagen. Ein vollständiger Rückbau der alten Anlagen ist somit erforderlich. Gegebenenfalls sind auch die Infrastrukturen für die Netzanbindung zu erweitern.

Für das Ermitteln der Repowering-Potenziale steht die Anlagenanzahl auf den Flächen der heutigen Windparks im Vordergrund. Dabei sind die Abstandsverhältnisse zwischen den neuen Standorten und damit der Flächenbedarf pro Windanlage maßgeblich. Auf Basis der aktuellen Abstandsverhältnisse und der maximalen Ausdehnung der ermittelten Potenzialflächen, wird unter Berücksichtigung des Inbetriebnahmedatums, nach einer Laufzeit von 20 Jahren ein maximal mögliches Repowering-Potenzial innerhalb der Flächenkulisse abgebildet.

Obwohl es teilweise zu einer Verringerung der Anlagenanzahl kommt, ist im Einzelnen mit einer deutlich gesteigerten Windparkleistung durch die Repowering-Maßnahme zu rechnen.

Sowohl durch die geringere Anzahl der Windenergieanlagen als auch durch die mit größeren Rotoren einhergehende Reduzierung der Drehzahl werden optische Beeinträchtigungen vermindert. Aufgrund von Abstandsregelungen und Höhenbegrenzungen kann das Repowering-Potenzial gegebenenfalls jedoch nur eingeschränkt ausgeschöpft werden.

Weiterhin ist zu bedenken, dass insbesondere in Mittelgebirgslagen dem Transport sehr großer und schwerer Anlagenkomponenten einer Leistungserweiterung für künftige Repowering-Generationen Grenzen gesetzt sind. Die Zuwegung zu den Standorten wird dabei zunehmend zum kritischen Faktor.

Das theoretische Repowering-Potenzial wird für den Zeitraum bis 2030 auf Basis von Anlagen der 6 MW Klasse bestimmt, ab 2030 wird angenommen, dass Anlagen der Klasse 7,2 MW zum Einsatz kommen.

### **3.1.5 Ergebnis Windenergiepotenzial**

Tabelle 3-1 stellt das zugehörige maximale Ausbau- sowie Repowering-Potenzial innerhalb der zuvor gezeigten Flächenkulisse dar. Berücksichtigt werden muss hierbei insbesondere, dass die ermittelte Anlagenanzahl mit den zu Grunde liegenden Anlagentypen (maßgeblich für den Abstand der Anlagen untereinander ist der Rotordurchmesser) einhergeht.

Neben dem Anlagenbestand, der sich im Bilanzjahr 2019 auf 19 WEA und eine Gesamtleistung von 34 MW beläuft, wurden die WEA, die seitdem beantragt wurden (11 WEA mit 37 MW),

im Zubau bis 2030 berücksichtigt. Ebenfalls berücksichtigt wurde bis dato ein erstes Anlagen-repowering, das auf Basis des jeweiligen Inbetriebnahmedatums der einzelnen WEA innerhalb eines Windparks bestimmt wurde. Bestand und Zubau umfassen dabei alle innerhalb der Verbandsgemeinde gelegenen Anlagenstandorte, unabhängig ihres Einspeisepunktes (Territorialprinzip).

Ein weiterer Ausbau nach 2030 wurde auf Basis bisher noch unbeplanter FNP-Potenzialflächen ermittelt. Dabei wurde generell unterschieden zwischen der Neuerschließung von Windparks und einer Ergänzung um einzelne WEA. In der Praxis limitierende Faktoren, wie z. B. ein bereits ausgelasteter Netzanschluss konnten dabei nicht berücksichtigt werden.

Tabelle 3-1: Maximales Ausbau- und Repowering-Potenzial Windenergie

Windenergie Ausbauszenario			
Bezeichnung	Anzahl	Leistung [MW]	Stromerträge [MWh/a] <sup>2</sup>
Bestand 2021 (am Netz)	19	36	54.000
<b>Summe 2021</b>	<b>19</b>	<b>36</b>	<b>54.000</b>
Zubau I (beantragte Anlagen)	11	37	87.970
Repowering I	4	24	54.600
<b>Summe 2030*</b>	<b>28</b>	<b>89</b>	<b>196.557</b>
Zubau II (Potenzial IfaS)	8	58	121.956
Repowering II	8	58	126.720
<b>Summe 2045*</b>	<b>31</b>	<b>177</b>	<b>445.192</b>
* In den Jahressummen ist berücksichtigt, dass WEA, die keinem Repowering unterzogen werden, nach einer Laufzeit von ca. 30 Jahren vom Netz genommen werden. Die Anlagenanzahl, Leistung und Erträge werden entsprechend verringert.			

Mit einer Gesamtanzahl von 31 WEA zum Jahr 2040 bzw. 2045 und einer insgesamt resultierenden Leistung von 177 MW könnten bei einem vollständigen Ausbau innerhalb der Verbandsgemeinde jährlich rund 445 GWh Strom produziert werden.

Anstelle eines üblicherweise stattfindenden Anlagenrepowerings nach 20 bis 25 Jahren wäre es denkbar, dass einzelne WEA über den EEG-Förderzeitraum (i. d. R. 20 Jahre) hinweg auf Basis einer Direktvermarktung betrieben oder zur dezentralen Erzeugung von grünem Wasserstoff verwendet werden.

In Form des Landeswindenergiegebietegesetzes (LWindGG) verfolgt Rheinland-Pfalz das Ziel, den Planungsgemeinschaften, als Träger der Regionalplanung, regionale Teilflächenziele durch die Ausweisung von Windenergiegebieten in Höhe von mindestens 1,4 Prozent (bis

spätestens bis zum 31. Dezember 2026) ihrer jeweiligen Regionsfläche vorzuschreiben.

Die an dieser Stelle betrachteten Potenzialflächen (FNP und Vorranggebiete) belaufen sich insgesamt auf eine Flächeninanspruchnahme von insgesamt etwa 1,6 % der Fläche der VG Trier-Land (Annahme: Rotor out Regelung). Das 2030 mindestens zu erreichende Flächenziel soll für jede Region differenziert nach ihrer Leistungsfähigkeit, auf Grundlage einer Flächenpotenzialanalyse durch raumordnerische Maßgaben mit regionalen Teilflächenzielen festgelegt werden. Zum Zeitpunkt der Potenzialermittlung lagen über ein Flächenziel innerhalb der Verbandsgemeinde keine Informationen vor.

### **3.1.6 Schlussfolgerungen**

Bei einem vollständigen Ausbau der Potenziale würde die Windenergie mit einem Anteil von rund 491 % des aktuellen Stromverbrauchs einen wesentlichen Beitrag zur Klimaneutralität in der Verbandsgemeinde leisten.

Eine wesentliche Aufgabe für die nächsten Jahre besteht darin, im Rahmen der Flächennutzungsplanung frühzeitig eine Strategie für einen möglichen Ausbau sowie das künftig anstehende Repowering zu entwickeln.

Es ist nicht auszuschließen, dass ein möglicher Ausbau durch bisher nicht berücksichtigte technische Restriktionen (zunächst) geringer ausfallen kann. Derartige Einschränkungen könnten sich aus heutiger Sicht bzw. aufgrund fehlender Datenmaterialien beispielsweise durch folgende Punkte ergeben:

- Eine unzureichende Netzinfrastruktur bzw. fehlende Anbindung an Mittel- und Hochspannungsnetze (Netztrassen und Umspannwerke sowie vom Netzbetreiber genannter Anschlusspunkt für die Netzanbindung) sowie fehlende Aufnahmekapazität des zusätzlich produzierten Stroms oder eine fehlende Investitionsbereitschaft in den Ausbau von Netzinfrastrukturen, die für eine höhere Transportleistung bezogen auf die anvisierten Stromerzeugungskapazitäten benötigt würde (innerhalb und außerhalb des Betrachtungsgebiets).
- Grenzen der Akzeptanz für WEA und Hochspannungstrassen.
- Fehlende Informationen bezüglich etwaiger Tieffluggebiete oder Richtfunkstrecken.
- Unzureichend befahrbare Zuwegungen durch schweres Gerät (öffentliche Straßen, Ortsdurchfahrten etc.) zum Windpark zur Erschließung der potenziellen Windenergieanlagenstandorte oder das Geländeprofil lässt keine Baustelle zu.
- Potenzialflächen in Grenznähe des Betrachtungsraums (die Grenze der Verbandsgemeinde zu den umliegenden Kommunen) können jeweils nur einmal mit Standorten „besetzt“ werden; die Abstandsregelungen zwischen WEA in Windparkanordnungen

sind zu beachten.

- Konflikte mit dem Fachbeitrag Artenschutz des LfU (2023) und eventuell notwendige Maßnahmen, sowie Auflagen für neu zu beplanende Windenergiegebiete.

Andererseits bestehen Aspekte, die zu einer Erweiterung des Potenzials für WEA führen können:

- Die Planungsgemeinschaft Region Trier bemisst für den Landkreis Trier-Wadgasse und seine Verbandsgemeinden ein höheres Teilflächenziel.
- Ein höheres Flächenpotenzial ist möglich, wenn die hier getroffenen Annahmen bzgl. der Abstände zu restriktiven Gebieten (Grundlage Regionalplanung bzw. FNP) bei der Einzelfallprüfung (Mindestabstände LEP IV) geringer ausfallen und sich das auf die Anzahl und Standorte der berücksichtigten WEA-Standorte auswirkt.
- Eine feingliedrigere Untersuchung von Schutzgebieten in Bezug auf Vorbelastungen durch Verkehrsflächen oder Freileitungstrassen sowie die Nähe zu bereits existierenden Anlagenstandorten bleiben der kommunalen oder regionalen Planung sowie einer Umweltverträglichkeitsprüfung vorbehalten.
- Flächen, auf denen Freileitungstrassen oder Verkehrsflächen verlaufen, gelten als vorbelastet und damit als weniger schutzwürdig bzgl. einer Beeinträchtigung des Landschaftsbildes.

Die Potenzialanalyse kann jedoch weder die im Genehmigungsverfahren für Windparks erforderlichen Prüfungen (bspw. Umweltverträglichkeitsprüfung, Schallgutachten) vorwegnehmen, noch den Detaillierungsgrad einer Standortplanung (u. a. Zuwegung, Eigentümer) erfüllen.

## **3.2 Solarenergie**

Mit Sonnenenergie lässt sich mittels Photovoltaikanlagen (PV) die Erzeugung von Strom bzw. mittels Solarthermieranlagen (ST) die Erzeugung von Wärme realisieren. Entweder mit auf Dachflächen montierten Anlagen oder durch Freiflächenanlagen. Anhand der vorliegenden Analysen werden Aussagen dazu getroffen, wie viel Strom und Wärme innerhalb der Verbandsgemeinde Trier-Land photovoltaisch bzw. solarthermisch erzeugt werden kann und welcher Anteil des Gesamtstrom- bzw. Gesamtwärmeverbrauchs gedeckt werden könnte.

### **3.2.1 Rahmenbedingungen**

Maßgeblich durch die kontinuierlichen Änderungen und Ergänzungen des EEG ergeben sich die jeweils zu berücksichtigenden Rahmenbedingungen für den Bau und Betrieb von PV-Anlagen. Gerade in den letzten Jahren haben sich diese sowohl auf Dach- als auch auf Freiflächen in vielerlei Hinsicht geändert. Diese Änderungen umfassen z. B. die Anpassung von Anlagenklassen, Vergütungsmodellen und Vergütungssätzen, Regelungen zum Eigenverbrauch,

die Ausgestaltung des Mieterstrommodells oder auch die Öffnung der förderfähigen Flächenkategorie für PV-Freiflächenanlagen (PV-FFA). Das Ziel der neuesten Novelle, dem EEG 2023, ist es, einen stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien zu forcieren, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung erreichen zu können. Dabei nimmt insbesondere die Solarenergie eine tragende Rolle ein. Da sich die Potenzialanalysen (insbesondere PV-FFA) im Rahmen dieser Betrachtung an den aktuell gültigen Rahmenbedingungen orientieren, können weitere Änderungen der Gesetzeslage auch Auswirkungen auf eine mögliche Umsetzung der Potenziale, sowohl positiver als auch negativer Art, haben.

Auch wenn der Großteil der Potenziale nicht im direkten Einfluss der Verbandsgemeinde und seiner Kommunen steht, so ist es ihre Aufgabe, die Bürgerinnen und Bürger bspw. durch gezielte Kampagnen zu informieren und zu sensibilisieren.

Gerade die Dachflächen eigener Liegenschaften sollten aufgrund der Vorbildfunktion der Kommune, wo immer möglich und wirtschaftlich darstellbar, solarenergetisch genutzt werden.

### 3.2.2 Grundlagen zur Ermittlung der Potenziale auf Dachflächen

Die Grundlage der Potenzialermittlung ist das Anfang 2021 veröffentlichte landesweite Solarkataster Rheinland-Pfalz, das zur weiteren Spezifizierung in Form eines geodatenbasierten Auszugs vom Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Ernährung und Mobilität (MKUEM) zur Verfügung gestellt wurde. Das frei verfügbare Solarkataster ist mittlerweile über den Energieatlas der Energieagentur Rheinland-Pfalz zu erreichen, um Informationen über einzelne Gebäude hinsichtlich der Installation von Photovoltaik- und Solarthermieranlagen einzuholen. Folgende Abbildung zeigt einen Ausschnitt des Solarkatasters im Energieatlas.

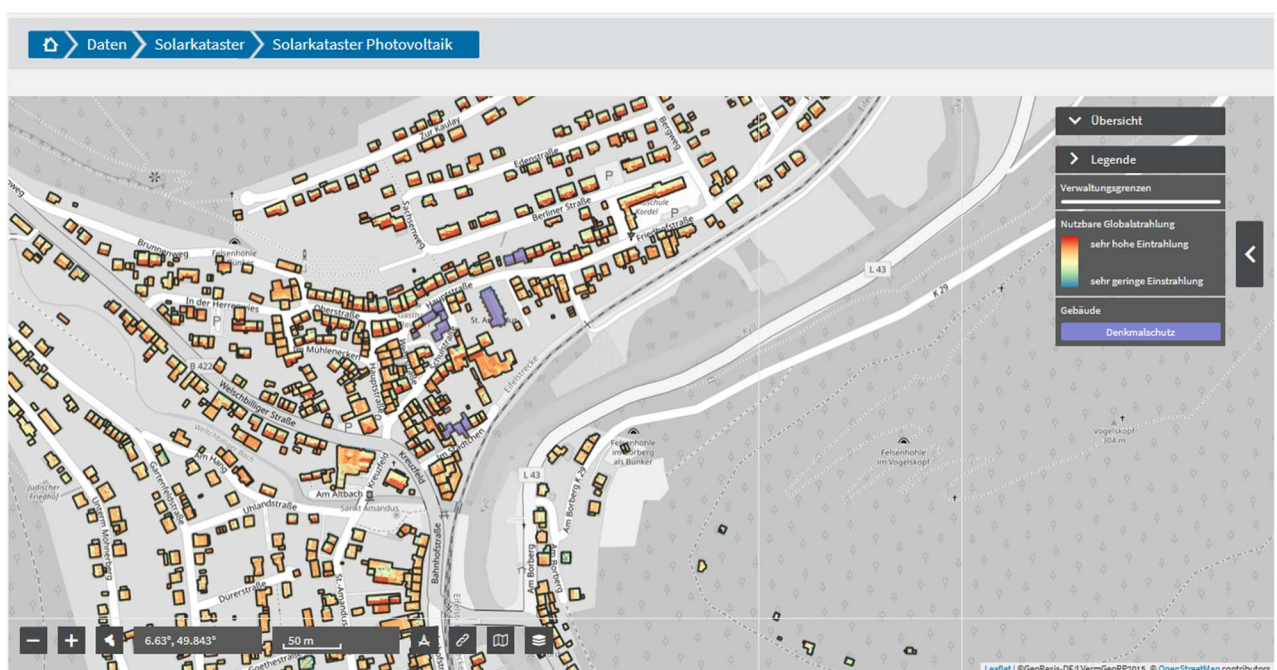


Abbildung 3-2: Solarkataster Rheinland-Pfalz

Neben einer Ersteinschätzung über die Eignung einzelner Gebäude und Dachflächen bietet ein integrierter Ertragsrechner die Möglichkeit, die Wirtschaftlichkeit einer PV-Anlage auf Basis mehrerer Faktoren zu prüfen.

Zur Erhebung der Solarpotenziale auf Dachflächen wird ein dachflächenscharfer Auszug des bereits eingangs beschriebenen Solarkatasters ausgewertet. Im Solarkataster werden Solarthermie und Photovoltaik grundsätzlich differenziert betrachtet, stehen in der Praxis jedoch in Flächenkonkurrenz, sodass sich ein gemeinsames Belegungsszenario anbietet. An dieser Stelle werden die separat vorliegenden Datensätze, die neben der Eignung einzelner Dachflächen auch bereits Berechnungen zur nutzbaren Fläche, zur installierenden Leistung und den prognostizierten Strom- und Wärmeerträgen bieten, kombiniert betrachtet.

Zudem werden die Dachflächen der einzelnen Gebäude der jeweiligen Gebäudenutzung zugeordnet, die im amtlichen Liegenschaftskataster (ALKIS) hinterlegt ist. Im Rahmen der Berechnung geschieht dies so detailliert, wie es die Datengrundlage ermöglicht. Die Ergebnisdarstellung wird jedoch in Form der Gebäudecluster Wohngebäude, Gebäude für Wirtschaft oder Gewerbe, Gebäude für öffentliche Zwecke sowie Sonstige unterteilt.

Die Auswertung wird grundlegend wie folgt vorgenommen:

- Dachflächen, die anhand ihrer „Gebäude-ID“ demselben Gebäude zugeordnet werden können, werden aggregiert. Dazu wird nur die jeweils als „geeignet“ klassifizierte Fläche berücksichtigt.
- Für geeignete Dachflächen wird zunächst das maximale Potenzial zur Installation einer PV-Anlage bestimmt, dabei werden die Angaben des Solarkatasters (installierbare Leistung bei dachparalleler Ausrichtung bzw. Ost-/ West-Aufständigung bei Flachdächern sowie damit einhergehende Stromerträge) übernommen.
- Aufgrund höherer Effizienz, die u. a. daraus resultiert, dass diffuse Strahlung in Solarthermieanlagen im Vergleich zu Photovoltaikanlagen zu höheren Energieerträgen führt, ergibt sich in vielen Fällen eine über die bereits für PV veranschlagte, zusätzlich nutzbare Fläche. Diese kann in Abhängigkeit von der Gebäudenutzung und Überlegungen hinsichtlich gebäudetypischem Wärme- bzw. Warmwasserbedarf die Grundlage zur Ermittlung des gleichzeitigen Solarthermiepotenzials darstellen.

Bei der Interpretation der Ergebnisse sind die zugrundeliegende Vorgehensweise sowie die getroffenen Annahmen, Erfahrungs- und Kennwerte zu berücksichtigen. Für ein „einfaches Wohngebäude“ werden beispielsweise maximal 8 m<sup>2</sup>, für Schulen und Kindergärten 30 m<sup>2</sup> und für Turn- und Sporthallen 40 m<sup>2</sup> zur Installation von Solarkollektoren berücksichtigt, ohne das PV-Potenzial zu schmälern. Steht weniger als die vorgeschlagene Fläche zur Verfügung, wird

diese anteilig berücksichtigt. Ist jedoch keine zusätzliche Fläche vorhanden, wird der Installation von PV an dieser Stelle ein Vorrang eingeräumt, der sich u. a. aus wirtschaftlichen Aspekten (Einspeisevergütung bei Überschuss), höherer Flexibilität und der Option zur Kombination mit Wärmepumpen ergibt. Im Gegensatz dazu kann der Dimensionierung einer Solarthermieanlage in der Praxis unter Berücksichtigung des jeweils installierten Heizungssystems auch ein Vorrang eingeräumt werden. Eine Kombination macht vor allem dann Sinn, wenn bereits ein Pufferspeicher installiert ist und die Solarkollektoren die Laufzeit von Gas- oder Pelletheizungen gerade in den Sommermonaten verringern können.

Das auf Basis der Datengrundlage ermittelte Potenzial kann durch ungeeignete Statik, Verschattung durch umliegende Bebauung, Vegetation oder Dachaufbauten geringer ausfallen. Die Ergebnisse der Auswertungen sind den folgenden Abschnitten zu entnehmen.

### 3.2.3 Ergebnisse Photovoltaik auf Dachflächen

Durch die Nutzung aller potenzialrelevanten Dachflächen, können unter Berücksichtigung der zugrundeliegenden Annahmen insgesamt eine Leistung von etwa 350 MW<sub>p</sub> installiert und jährlich ca. 299.000 MWh Strom produziert werden.

Tabelle 3-2: Ausbaupotenzial Photovoltaik Dachfläche

Photovoltaik - Dachflächen		
Potenzial / Gebäudecluster	Installierbare Leistung [kW <sub>p</sub> ] <sup>1</sup>	Stromerträge [MWh/a] <sup>2</sup>
<b>Gesamtpotenzial</b>	<b>379.500</b>	<b>326.900</b>
Wohngebäude	204.500	176.900
Gebäude für Wirtschaft oder Gewerbe	157.200	134.600
Gebäude für öffentliche Zwecke	14.200	12.200
Sonstige	3.500	3.000
<b>Bestand<sup>3</sup></b>	<b>29.400</b>	<b>27.900</b>
<b>Ausbaupotenzial</b>	<b>350.100</b>	<b>299.000</b>

1) kristalline Module (dachparallele Montage oder O/W Aufständering bei Flachdächern)

2) Jährlicher Stromertrag auf Basis Globalstrahlung und Wirkungsgraden (standortabhängig)

3) MaStR (März 2025) - Vorläufig

In Relation zum ermittelten Gesamtpotenzial beträgt das bisher genutzte Potenzial im Bereich Photovoltaik auf Dachflächen insgesamt 7,7 %. Würde das gesamte Potenzial in Umsetzung gebracht, könnte der PV-Anteil am gegenwärtigen gesamten Stromverbrauch des Betrachtungsraumes bei rund 351 % liegen.

### 3.2.4 Ergebnisse Solarthermie auf Dachflächen

Parallel dazu wurde das Potenzial zur Installation von solarthermischen Kollektoren auf Dachflächen untersucht. Unter Berücksichtigung der zuvor beschriebenen Methodik können ca. 32.700 m<sup>2</sup> Kollektorfläche jährlich rund 18.900 MWh Wärmeenergie produzieren, die einem Heizöläquivalent von etwa 1,9 Mio. Liter entsprechen.

Tabelle 3-3: Ausbaupotenzial Solarthermie (Dachflächen)

Solarthermie - Dachflächen		
Potenzial / Gebäudecluster	Kollektorfläche [m <sup>2</sup> ] <sup>1</sup>	Wärmeerträge [MWh/a] <sup>2</sup>
<b>Gesamtpotenzial</b>	<b>32.700</b>	<b>18.900</b>
Wohngebäude	29.600	17.100
Gebäude für Wirtschaft oder Gewerbe	0	0
Gebäude für öffentliche Zwecke	3.200	1.800
Sonstige	0	0
<b>Bestand<sup>3</sup></b>	<b>3.300</b>	<b>1.200</b>
<b>Ausbaupotenzial</b>	<b>29.400</b>	<b>17.700</b>

1) Röhrenkollektoren

2) Jährlicher Wärmeertrag auf Basis Globalstrahlung und Wirkungsgraden (standortabhängig)

3) Angaben der BAFA zu geförderten Anlagen (2022)

Verglichen mit dem zuvor ermittelten Ausbaugrad im Bereich Photovoltaik, ist der Anteil des bereits genutzten Potenzials in Relation zum ermittelten Gesamtpotenzial im Bereich Solarthermie mit rund 10 % vergleichsweise höher, was aber vorrangig auf die methodisch zu Grunde liegenden Annahmen zurückzuführen ist, wie die Eingrenzung der Kollektorfläche oder die ausschließliche photovoltaische Nutzung gewerblicher Dachflächen. Die per Kennwert berechneten Wärmeerträge bestehender Solarthermiekollektoren stellen einen Durchschnitt über alle installierten Kollektorarten und Baujahre dar und liegen daher aus technischen Gründen unterhalb des über das Solardachkataster bewerteten Ausbaupotenzials, das von der Installation effizienter Vakuumröhrenkollektoren ausgeht. Würde das gesamte Potenzial in Umsetzung gebracht, könnte der ST-Anteil am gesamten gegenwärtigen Wärmeverbrauch des Betrachtungsraumes bei rund 9 % liegen.

### 3.2.5 Grundlagen zur Ermittlung der Potenziale auf Freiflächen

Im Rahmen der Photovoltaik-Freiflächenanlagen-Potenzialanalyse werden potenziell geeignete Flächen im Rahmen der förderfähigen EEG-Korridore entlang von Autobahnen und Schienenwegen sowie Vorbehaltsgebiete aus dem Entwurf des Regionalplans berücksichtigt.

Dabei steht zunächst die Eignung aus technischen Gesichtspunkten im Fokus. Wirtschaftliche Aspekte und limitierende Faktoren (z. B. Netzanschlusspunkt) werden dabei nicht berücksichtigt. Die resultierenden Potenzialflächen werden im Folgenden anhand von Erfahrungs- und Kennwerten hinsichtlich Anlagenpotenzial und möglichen Stromerträgen ausgewertet.

Zunächst wurden die im Entwurf des regionalen Raumordnungsplans (Stand 2014) als Vorbehaltsgebiete PV-FFA mit einer Mindestgröße der Teilflächen über 10 ha herangezogen. Keiner der dort vorgesehenen Standorte wurde zwischenzeitlich umgesetzt, über einzelne Planungsstände liegen keine näheren Informationen vor. In einem weiteren Schritt wurden Standorte innerhalb des förderfähigen Korridors entlang von Autobahnen und Schienenwegen identifiziert. Dieser wurde im Rahmen der Novellierung des EEG 2023 von zuvor max. 200 m, gemessen von äußeren Fahrbahnrand, auf nun 500 m erweitert.<sup>17</sup> Aufgrund bauplanerischen Privilegierung innerhalb des 200 m-Korridors, wurde im Rahmen der Potenzialermittlung abgestimmt, zunächst nur diesen als potenzialrelevant zu betrachten.

Die Grundlage der Erhebung stellt eine GIS-basierte Auswertung geographischer Basisdaten dar. In der Analyse wurden potenziell geeignete Flächen gemäß branchenüblicher Abstandsannahmen eingegrenzt.

Tabelle 3-4: Restriktionen PV-FFA (Abstandsannahmen und Restriktionen EEG-Korridore)

Restriktionen und Pufferabstände PV-Freiflächenanlagen	
Verkehrswege	
Autobahn	40 m
Sonstige Straßen	20 m
Bahnstrecke	20 m
Baulich geprägte Flächen	
Wohnbaufläche	100 m
Fläche gemischter Nutzung	50 m
Fläche besonderer funktionaler Prägung	50 m
Industrie und Gewerbe	20 m
Sport-, Freizeit-, Erholungsfläche	50 m
Historisches Bauwerk, historische Einrichtung	100 m
Gewässer	
Fließende Gewässer (Flüsse, Bäche)	20 m
Stehendes Gewässer	20 m
Vegetation	
Sumpf, Moor	30 m
Unland, Vegetationslose Fläche	30 m
Wald, Gehölz	30 m
Sonstige	
Naturschutzgebiet	Ausschluss
Landesweit bedeutsame historische Kulturlandschaft (LahiKula)	Ausschluss
Tagebau, Grube, Steinbruch	50 m

<sup>17</sup> Eine Privilegierung in Form der Errichtung ohne Änderung oder Aufstellung eines Bebauungsplanes besteht hingegen weiterhin nur innerhalb der ersten 200 m.

Darüber hinaus wurden in Abstimmung mit der Steuerungsgruppe topographisch ungeeignete Standorte aufgrund mangelnder Eignung (Einstrahlung, Verschattung, Zuwegung) im Rahmen einer Nachbearbeitung ausgeschlossen.

Auf Basis dieser definierten Ausschlusskategorie verbleiben im resultierenden Korridor größtenteils aktuell landwirtschaftlich genutzte Flächen. Neben konventionellen PV-Freiflächenanlagen kommen innerhalb dieser Flächenkategorien vor allem auch Agri-PV Systeme in Frage. Daher sollte im Einzelfall bewertet werden, ob eine Doppelnutzung der Flächen erfolgen kann. Dazu werden auf Grünland bevorzugt bodennahe PV-Systeme (bspw. vertikale Aufständering bifazialer Module) und auf Ackerland hochaufgeständerte PV-Systeme empfohlen. In Abhängigkeit vom jeweiligen Anlagenkonzept können die resultierende Anlagenleistung sowie potenzielle Stromerträge deutlich abweichen.

Beide Systeme bieten jedoch den Vorteil, dass die Flächeninanspruchnahme minimiert wird, es nicht zu einem Verlust der EU-Agrarförderung führt und somit die Flächeneffizienz wesentlich gesteigert werden kann. In Abbildung 3-3 sind auf dem linken Bild senkrecht aufgeständerte bifaziale Module und auf dem rechten Bild hochaufgeständerte Agri-PV Systeme abgebildet.<sup>18</sup>



Abbildung 3-3: Agri-PV-Systeme

Ein künftig zusätzliches und nicht im Rahmen dieses Konzeptes quantifiziertes Potenzial stellt die energetische Nutzung von Parkplätzen durch Solarcarports dar, die dabei unterstützen kann, den Flächenverbrauch durch Photovoltaik auf bereits versiegelte Flächen zu fokussieren, um auch künftig einen Ausbau von Photovoltaik außerhalb von Dachflächen gewährleisten zu können.

### 3.2.6 Ergebnisse Photovoltaik-Freiflächenanlagen

In Summe beläuft sich das ermittelte Potenzial auf eine Flächenkulisse von insgesamt 143 ha, was ca. 0,8% der Gesamtfläche der Verbandsgemeinde ausmacht. Unter der Annahme eines

<sup>18</sup> Bildquellen: links: Next2Sun GmbH, rechts: Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme (ISE)

durchschnittlichen Flächenbedarfs von  $15 \text{ m}^2/\text{kW}_p$  (konservativ, aufgrund nicht berücksichtigter topographischer Einflüsse) resultiert eine Anlagenleistung von  $90 \text{ MW}_p$  sowie ein jährlicher Stromertrag von rund  $92.000 \text{ MWh}$ .

Tabelle 3-5: Ergebnis PV-Freiflächenanlagen

Photovoltaik - Freiflächen			
Flächenkulisse	Flächengröße [ha]	Installierbare Leistung [ $\text{MW}_p$ ] <sup>1</sup>	Stromerträge [ $\text{MWh/a}$ ] <sup>2</sup>
Flächenkulisse innerhalb des privilegierten EEG-Korridors (200 m) entlang von			
Autobahnen	127	80	81.000
Schienenwegen	4	0	3.000
Bestand <sup>3</sup>	ca. 12 ha	10	8.000
<b>Gesamtpotenzial</b>	<b>143</b>	<b>90</b>	<b>92.000</b>

1) Flächenbedarf:  $15 \text{ m}^2/\text{kW}_p$

2) Jährlicher Stromertrag:  $950 \text{ kWh/kW}_p$

3) Marktstammdatenregister (MaStR), Abgleich Klimaschutzplaner

Abbildung 3-4 stellt die resultierenden Potenzialflächen dar:

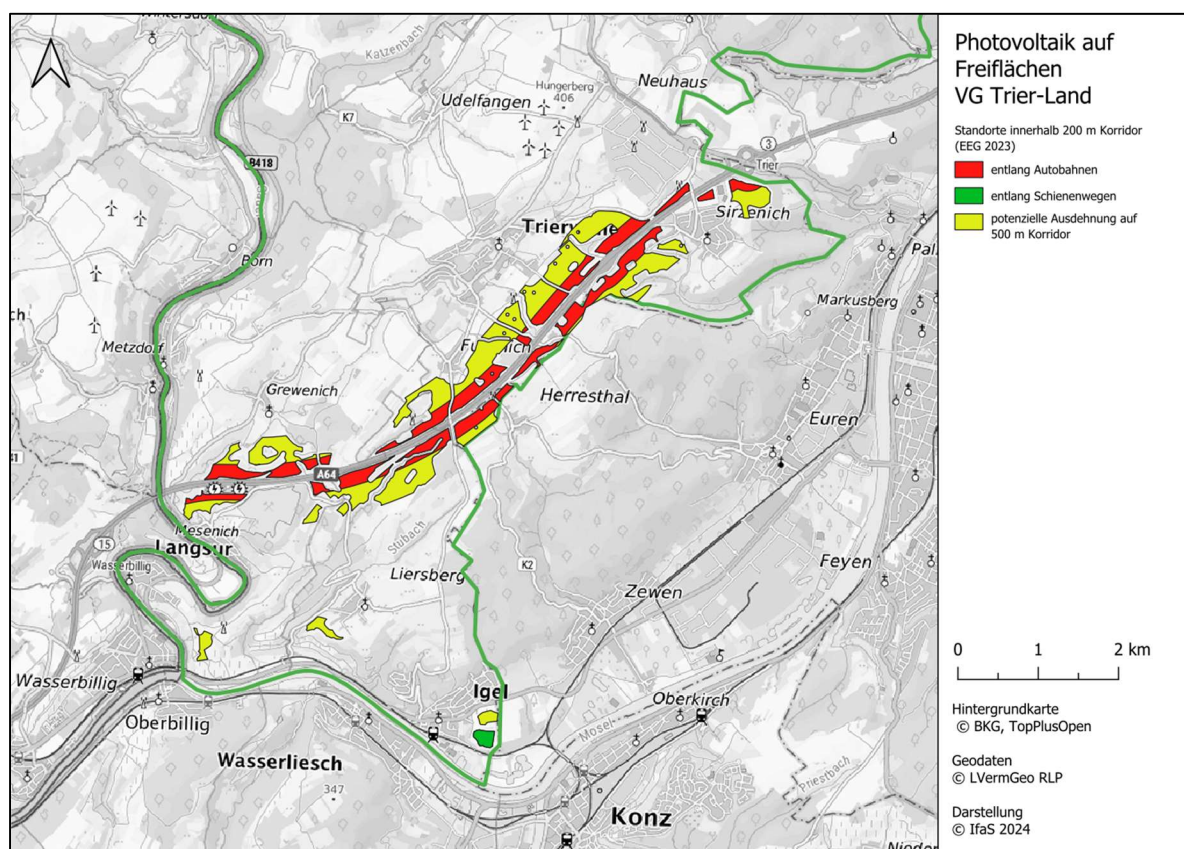


Abbildung 3-4: Übersicht PV-FFA Potenziale in der Verbandsgemeinde

Da die berücksichtigten Kennzahlen im Rahmen dieser Betrachtung zunächst auf Basis konventioneller Freiflächenanlagen basieren, können Flächenverbrauch, installierbare Leistung

und Stromerträge bei einem größeren Anteil an Agri-PV-Anlagen, PV-Carports (Parkplatz-PV) oder alternativen Anlagenkonzepten auf Freiflächen abweichen. Im Vorfeld einer möglichen Umsetzung sollte dabei für den jeweiligen Standort beurteilt werden, ob sich ein (anteiliges) Mehrnutzungskonzept aufgrund der lokalen Gegebenheiten, auch aus wirtschaftlichen Gesichtspunkten umsetzen lässt.

### **3.2.7 Zusammenfassung der Ergebnisse**

Das Ergebnis im Bereich Solarpotenziale zeigt auf, dass ein Großteil der Potenziale noch nicht umgesetzt wurde. Bei einem vollständigen Ausbau der Potenziale auf Dachflächen würde dies einem Anteil von 351 % des aktuellen Stromverbrauchs entsprechen. Auf Freiflächen könnte sich unter den getroffenen Annahmen mit einer möglichen Deckung von 100 % ein ebenfalls sehr hohes Potenzial in Umsetzung bringen, das aber im Gegensatz zu dem benötigten Ausbau auf Dachflächen unabhängig von der Investitionsbereitschaft einzelner Bürger und Unternehmen umgesetzt werden kann. Der mögliche Beitrag von Solarthermie auf Dachflächen (bei Nutzungskonkurrenz zu PV und kombiniertem Belegungsszenario) zur Deckung des Wärmebedarfs beläuft sich auf 9 %.

Von besonderer Bedeutung ist neben der Erschließung der Dachflächenpotenziale auch die Errichtung von PV-Carports auf öffentlichen und gewerblich genutzten Parkflächen, da hier i. d. R. keine neue Flächeninanspruchnahme erfolgt. Im Zuge der Errichtung neuer gewerblicher Bauten und Parkplätze in Rheinland-Pfalz besteht seit 2023 unter bestimmten Bedingungen bereits eine Pflicht für Parkplatz-PV. Auch Mehrfachnutzungskonzepte auf landwirtschaftlichen Flächen (bspw. Agri-PV zur Energieerzeugung, Agrarholz zur Energieerzeugung und zum Erosionsschutz) können mögliche Maßnahmen im Bereich Klimaanpassung darstellen.

## **3.3 Wasserkraft**

Zur Nutzung der Wasserkraft wird die kinetische und die potenzielle Energie des Wassers mittels Turbinen in Rotationsenergie, welche zum Antrieb von Maschinen oder Generatoren gebraucht wird, umgewandelt. Durch Technologien, wie z. B. die Wasserkraftschnecke oder das Wasserwirbelkraftwerk, können auch kleinere Gewässer zur Erzeugung von Strom genutzt werden. Im Rahmen der Potenzialanalyse im Bereich der Erneuerbaren Energien für die Verbandsgemeinde Trier-Land werden mögliche Standorte an Gewässern 1. und 2. Ordnung<sup>19</sup> sowie der Klarwasserablauf von Kläranlagen im Hinblick auf die Nutzung von Kleinwasserkraft betrachtet. Bei der Untersuchung der Gewässer wird ein Neubau von Wasserkraftanlagen an neuen Querverbauungen direkt ausgeschlossen, gemäß dem Verschlechterungsverbot der

---

<sup>19</sup>Vgl. Landeswassergesetz Rheinland-Pfalz (LWG) §3.

Europäischen Wasserrahmenrichtlinie (EU-WRRL)<sup>20</sup>. Des Weiteren werden meist keine neuen Querbauwerke genehmigt, weil die Beeinträchtigungen der Ökologie zu hoch sind, sodass nur Standorte mit vorhandenem Wasserrecht betrachtet werden. Hinzu kommt die Untersuchung der bestehenden Wasserkraftanlagen im Hinblick auf Modernisierung sowie die Betrachtung ehemaliger Mühlenstandorte auf mögliche Reaktivierung. Bei den Untersuchungen wurden die jahreszeitlichen und wetterbedingten Schwankungen des Abflusses, d. h. der verfügbaren Wassermenge, sowie der Fallhöhe nicht berücksichtigt. Lediglich der Mindestwasserorientierungswert von Rheinland-Pfalz, d. h. welche minimale ökologisch begründete Mindestwassermenge erforderlich ist, wurde berücksichtigt. In Rheinland-Pfalz entspricht der Mindestwasserorientierungswert 1/3 des mittleren Niedrigwasserabfluss (MNQ) bzw. 50 l/s.

### **3.3.1 Wasserkraftpotenziale an Gewässern**

#### **Ist-Analyse der Gewässer und Wasserkraftnutzung**

Der Anteil der Fließgewässerfläche an der gesamten Bodenfläche der Verbandsgemeinde beträgt etwa 0,8% ( $\approx 140$  ha).<sup>21</sup> Gewässer 1. Ordnung sind die Sauer und die Mosel. Die Kyll gehört zu den Gewässern 2. Ordnung.<sup>22</sup>

---

<sup>20</sup>Vgl. Richtlinie 2000/60/EG zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik (EG-WRRL) Artikel 4 Absatz 1.

<sup>21</sup>Vgl. Webseite Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz.

<sup>22</sup>Vgl. Webseite Geoportal Wasser Rheinland-Pfalz.

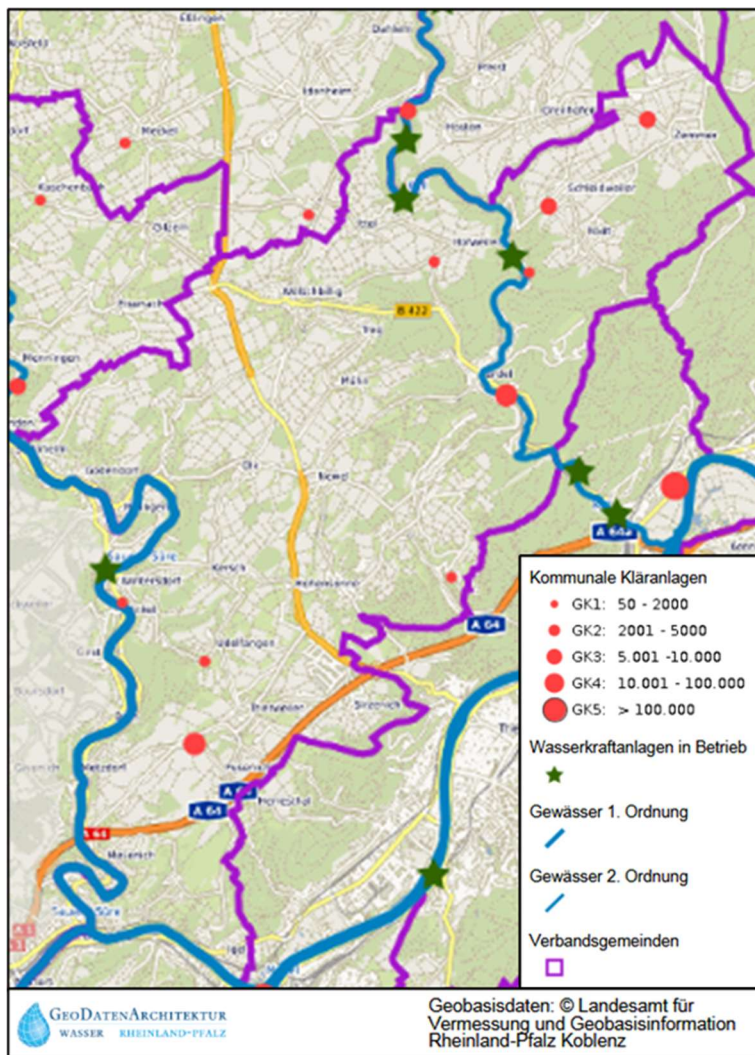


Abbildung 3-5: Gewässer im Betrachtungsgebiet<sup>23</sup>

Im Betrachtungsgebiet sind drei Wasserkraftanlagen in Betrieb. Die Anlagen mit einer installierten Gesamtleistung von ca. 290 kW<sub>el</sub> speisen den erzeugten Strom ins öffentliche Netz ein.

2425

Tabelle 3-6: Wasserkraftanlagen in Betrieb im Betrachtungsgebiet

Kommune		Gewässer	Name der Anlage	installierte Leistung [kW]
VG Trier-Land	Zemmer	Kyll	Deimlinger Mühle	55
VG Trier-Land	Welschbillig	Kyll	Wellkyll	99
VG Trier-Land	Welschbillig	Kyll	Kylltalwehr/ Itteler Mühle	135

<sup>23</sup> Vgl. Landesamt für Umwelt Rheinland-Pfalz, Geoportal Wasser.

<sup>24</sup> Vgl. Webseite Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur.

<sup>25</sup> Vgl. Webseite Energieatlas Rheinland-Pfalz.

## Ausbaupotenzial durch Modernisierung

Anlagen mit einer installierten Leistung bis 50 kW laufen im Bundesdurchschnitt 3.300 Stunden pro Jahr, bis 100 kW etwa 3.500 Stunden, bis 500 kW rund 3.800 Stunden und über 500 kW durchschnittlich 4.600 Stunden im Jahr. Von den bestehenden Wasserkraftanlagen im Betrachtungsgebiet weisen alle Anlagen im Vergleich zum Bundesdurchschnitt eine geringere Vollbenutzungsstundenzahl auf.<sup>26</sup>

Weist eine bestehende Anlage mit im Vergleich zum Bundesdurchschnitt eine geringere Volllaststundenzahl auf, kann dies folgende Gründe haben:

- Zu geringer Anlagenwirkungsgrad
- Zu geringes Wasserdargebot
- Zu niedrige Fallhöhen

Bei einer Modernisierung können folgende Maßnahmen greifen, damit die Anlage im Bundesdurchschnitt läuft:

- Erhöhung des Anlagenwirkungsgrades
- Erhöhung des Ausbaugrades (Wasserdargebot)
- Stauzielerhöhung<sup>27</sup>

Um diese genannten Faktoren an den bestehenden Wasserkraftanlagen im Betrachtungsgebiet zu bewerten bzw. quantifizieren, ist eine detaillierte Betrachtung der einzelnen Standorte erforderlich.

## Nachhaltiges Potenzial durch Neubau

In der **Sauer** und in der **Mosel** sind im Betrachtungsgebiet keine weiteren Staustufen zur Installation von herkömmlichen Turbinen vorhanden. Ein Neubau einer Staustufe zur Installation einer Wasserkraftanlage kommt aufgrund des geringen Kosten-Nutzens-Faktor nicht in Frage. Jedoch könnte ein Potenzial für Strömungskraftwerke bestehen. Für diese Art der Wasserkraftnutzung werden keine Querbauwerke benötigt, da hier die kinetische Energie des Gewässers genutzt wird. Die Leistung hängt von der Strömungsgeschwindigkeit ab, deshalb sollte die Installation an der Stelle im Gewässer erfolgen, wo die Geschwindigkeit am größten ist. Hinzu kommt, dass Strömungskraftwerke eine Wassertiefe mindestens 2 m benötigen.

---

<sup>26</sup>Vgl. Webseite Erneuerbare Energien b.

<sup>27</sup>Vgl. Webseite Erneuerbare Energien a.

In der **Kyll** ist eventuell vereinzelt an bestehenden Querbauwerken der Neubau von Kleinstanlagen machbar. Jedoch ist davon auszugehen, dass vorhandenen Nutzungsbeschränkungen (z. B. Fischschutz, Naturschutzgebiete usw.) den Ausbau an nutzbaren Querbauwerken verhindern bzw. der Ausbau nicht wirtschaftlich darstellbar ist (Kosten-Nutzen-Faktor zu gering). Aus diesem Grund wird in den Szenarien kein Ausbaupotenzial berücksichtigt.

### **3.3.2 Wasserkraftpotenziale an ehemaligen Mühlenstandorten**

Während der Konzepterstellungsphase konnten 25 ehemalige Mühlenstandorte ermittelt werden.<sup>28</sup> Diese könnten reaktiviert werden, sofern die technische Infrastruktur (Mühlgraben, Wasserdargebot usw.) sowie die Wasserrechte noch vorhanden sind. Um ein Potenzial für den jeweiligen Standort zu ermitteln, bedarf es einer Kontaktaufnahme zu dem Besitzer der Mühle und einer individuellen Beratung am Mühlenstandort. Dies ist jedoch im Rahmen der Konzepterstellung nicht leistbar.

### **3.3.3 Wasserkraftpotenziale an Kläranlagen**

Im Betrachtungsgebiet existieren elf kommunale Kläranlagen.<sup>29</sup> Zum jetzigen Zeitpunkt wird der Klarwasserablauf dieser Kläranlagen noch nicht zur Energieerzeugung genutzt.

Für den Betrieb einer Wasserkraftschnecke, einem Wasserrad oder einem Wasserwirbelkraftwerk (erprobte Techniken bei Klarwasserabläufen von Kläranlagen) wird eine Wassermenge von 0,1 – 20,0 m<sup>3</sup>/s und eine Fallhöhe von 0,3 – 10,0 m benötigt. Jedoch ist das Potenzial an Klarwasserabläufen bei Kläranlagen generell, wenn überhaupt vorhanden, sehr gering.

## **3.4 Biomassepotenzial**

Die energetische Nutzung von Biomasse stellt eine weitere wesentliche Säule einer nachhaltigen und zukunftsfähigen Energieversorgung dar. Zwar nimmt die Biomasse in der VG Trier-Land hinsichtlich der Endenergieproduktion im quantitativen Vergleich zu anderen Potenzialen, wie bspw. Wind oder Solar, eine geringere Bedeutung ein. Qualitativ hingegen kann Biomasse aufgrund ihrer Eigenschaften durch weitere Aspekte wie Energiespeicherung, Klimawandelanpassung und Förderung der Biodiversität überzeugen und nimmt folglich auch eine wesentliche Rolle in der Entwicklung von zukunftsfähiger Energieszenarien ein.

Weiterhin ist Biomasse auch hinsichtlich der regionalen Verfügbarkeit und der Verarbeitungsmöglichkeiten eine wichtige Größe, um regionale Wertschöpfungskreisläufe zu erschließen und dezentrale Arbeitsplätze zu schaffen.

---

<sup>28</sup> Vgl. Webseite Deutsche Gesellschaft für Mühlenkunde und Mühlenerhaltung e. V.

<sup>29</sup> Vgl. Webseite Geoportal Wasser Rheinland-Pfalz.

### 3.4.1 Rahmenbedingungen

Die Ermittlung der Biomassepotenziale untergliedert sich in folgende Sektoren:

- Potenziale aus der Forstwirtschaft,
- Potenziale aus der Landwirtschaft (inklusive Obstanlagen),
- Potenziale aus der Landschaftspflege sowie
- Potenziale aus Siedlungsabfällen.

Die Potenziale werden nach Art, Herkunftsbereich und Menge identifiziert und in Endenergiegehalt übersetzt. Bei der Potenzialdarstellung wird eine konservative Betrachtungsweise zugrunde gelegt, basierend auf statistischen Daten, praktischen Erfahrungs- und Literaturwerten.

In der Ergebnisdarstellung werden sowohl die bereits genutzten Potenziale als auch die ausbaufähigen Biomassepotenziale abgebildet. Das ausbaufähige Potenzial zeigt eine mögliche Entwicklungsperspektive der zukünftigen Biomassenutzung. In der Ergebnisdarstellung wird jeweils zwischen den beiden Stoffgruppen Biomassefestbrennstoffe und Biogassubstrate unterschieden. Durch diese Vorgehensweise können die Potenziale verschiedener Herkünfte, z. B. Holz aus der Industrie bzw. dem Forst oder Nachwachsende Rohstoffe (NawaRo) aus dem Energiepflanzenanbau, einer gezielten Konversionstechnik, z. B. Biomasseheiz(kraft)werk, Biogasanlage, zugewiesen werden.

Der Betrachtungsraum für die Potenzialstudie bezieht sich auf die Verwaltungsgrenzen der Gebietskörperschaft. Dieser umfasst eine Gesamtfläche von rund 17.540 ha. Nachfolgende Abbildung stellt die aktuelle Flächennutzung grafisch dar:

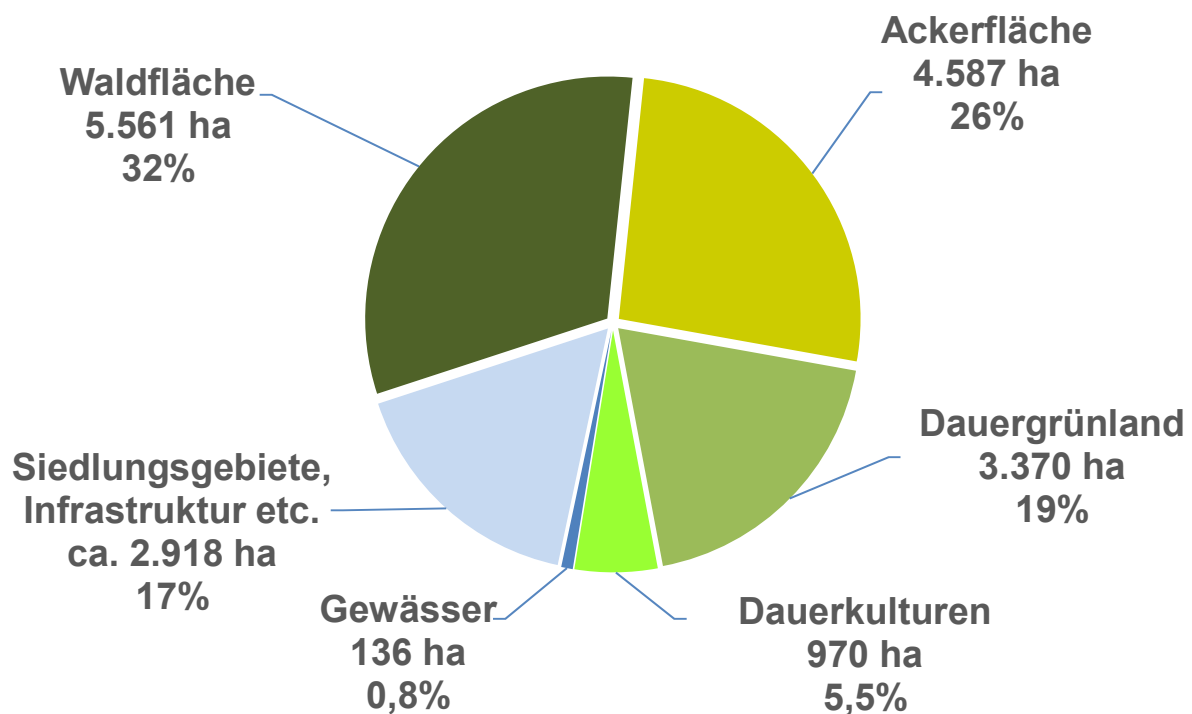


Abbildung 3-6: Flächenverteilung im Betrachtungsraum

In der Gebietskörperschaft nehmen forst- und landwirtschaftlich genutzte Flächen einen Anteil von gut 80 % der Gesamtfläche ein. Die verbleibenden Flächenanteile von knapp einem Fünftel verteilen sich auf Gewässerflächen, Siedlungsgebiete, Flächen der Infrastruktur und andere Flächennutzungen.

### 3.4.2 Ergebnisse Forstwirtschaft

Die Basisdaten für den öffentlichen Wald im Betrachtungsraum wurden auf Grundlage von Forststatistik<sup>30</sup>, der dritten Bundeswaldinventur BWI<sup>31</sup> und regionalen Veröffentlichungen ermittelt. Die Datenlage beinhaltet im Wesentlichen die Flächen des Kommunalwaldes sowie Staatswald- und Privatwaldflächen.

Angaben zur Privatwaldnutzung gehen vor allem aus der statistischen Datengrundlage hervor. Jedoch ist die Waldnutzung in diesem Bereich erfahrungsgemäß sehr unterschiedlich und die Überschaubarkeit der entsprechenden Eigentumsflächen, welche vor allem im Kleinstprivatwald aus sehr kleinformatigen Parzellen bestehen, erschwert eine Potenzialabschätzung zusätzlich. Um eine Abschätzung der Holzpotenziale aus dem Privatwald zu ermöglichen, wurden einzelne Kennzahlen (z. B. zum Zuwachs) aus dem öffentlichen Wald auf diesen Eigentumsbereich übertragen. Die Auswertung der vorhandenen Daten beinhaltet die Waldfläche,

<sup>30</sup> Vgl. Statistisches Bundesamt (2024): Holzeinschlagsstatistik forstl. Erzeugerbetriebe (Zugriff: 01.05.2024).

<sup>31</sup> Vgl. Bundesministerium für Ernährung und Landwirtschaft (2012): Dritte Bundeswaldinventur (Zugriff: 01.05.2024).

den Holzzuwachs und die Holznutzung. Weiterhin wurde der Einschlag nach forstlichen Leitsortimenten ausgewertet. Als Leitsortimente werden in der Forstsprache die Verkaufskategorien der unterschiedlichen Holzarten bezeichnet. Hier wird vor allem zwischen Stammholz, Industrieholz höherer und niedrigerer Qualität, Energieholz sowie gegebenenfalls Waldrestholz und Totholz unterschieden.

### **Beschreibung der Ausgangssituation**

Die Fläche des Waldes im Eigentum von Körperschaften des öffentlichen Rechts, wie z. B. Gemeinden und Städten, auf dem Gebiet der VG Trier-Land umfasst ca. 3.000 ha. Hinzu kommen rund 800 ha Staatswald und etwa 1.750 ha im Privatbesitz. Die öffentlichen Waldflächen bilden so mit etwa 3.800 ha (ca.  $\frac{2}{3}$  der Gesamtwaldfläche) den höchsten flächenbezogenen Anteil am Gesamtwald in der VG Trier-Land ab. Die nachfolgende Grafik zeigt diesbezüglich die einschlägigen Besitzverhältnisse im Untersuchungsraum.

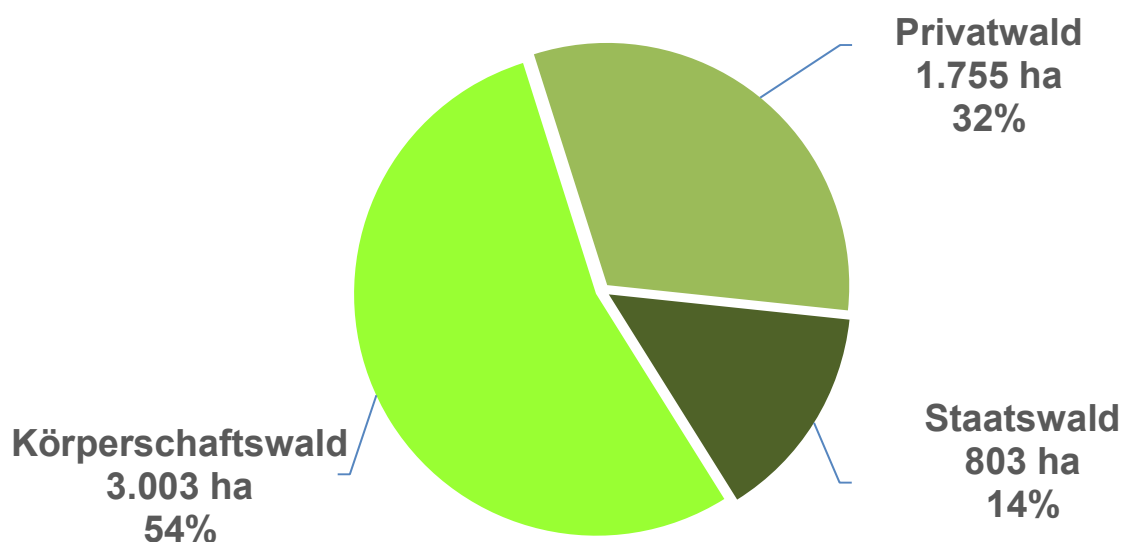


Abbildung 3-7: Waldbesitzverteilung<sup>32</sup>

Die Verteilungen der Leitsortimente, wie sie die Berechnung nach Holzeinschlagstatistik für Rheinland-Pfalz ergab, sind in der folgenden Tabelle dargestellt. Demnach werden in Rheinland-Pfalz z. Z. etwa 44 % des Zuwachses durch Stammholz dargestellt. Etwa ein Viertel wird als Energieholz und ein Fünftel als Industrieholz vermarktet. Ein knappes Zehntel des Holzeinschlags beinhaltet nicht verwertetes Holz.

<sup>32</sup> Beim Körperschaftswald handelt es sich um Wald im Eigentum von Körperschaften des öffentlichen Rechts, wie z. B. Städte und Gemeinden.

Tabelle 3-7: Sortimentsverteilung des Zuwachses

Zuwachs [Efm/ha*a]					
Sortiment	Holzart	Landeswald	Körperschaftswald	Privatwald	Σ bzw. Ø
Stammholz	Ei	0,25	0,28	0,29	14,8
	Bu/üLB	0,56	0,55	0,63	
	Ki/Lä	0,66	0,43	0,33	
	Fi/Ta/Dou	2,37	2,66	3,12	
Industrieholz	Ei	0,12	0,08	0,10	6,6
	Bu/üLB	0,87	0,40	0,43	
	Ki/Lä	0,26	0,22	0,10	
	Fi/Ta/Dou	0,62	0,72	0,73	
Energieholz	Ei	0,27	0,61	0,93	8,1
	Bu/üLB	1,13	1,57	1,65	
	Ki/Lä	0,03	0,03	0,02	
	Fi/Ta/Dou	0,08	0,07	0,12	
Nicht verwertetes Holz	Ei	0,19	0,14	0,15	2,9
	Bu/üLB	0,52	0,28	0,26	
	Ki/Lä	0,16	0,06	0,03	
	Fi/Ta/Dou	0,27	0,18	0,20	
Σ bzw. Mittelwert		8,4	8,3	9,1	8,5

Die, gemessen am Zuwachs, vorherrschenden Baumarten im Wald der Gebietskörperschaft sind, wie typisch für die Region, die Fichte (32 %) und die (Rot-)Buche (23 %). Es folgen Eiche (13 %) und Douglasie (ca. 10 %). Die restlichen 22 % entfallen auf alle anderen Baumarten.

### Genutztes Potenzial

Der Holzeinschlag wurde gleichwohl aus der vorliegenden Holzeinschlagsstatistik für den Kommunal-, Landes- und Privatwald entnommen und mit den Daten der dritten Bundeswaldinventur verschnitten. Aufbauend auf den Daten wurden Kennzahlen für die entsprechenden Besitzverhältnisse ermittelt. Bei der Analyse des Körperschaftswaldes ergibt sich ein Nutzungssatz von ca. 6,2 m<sup>3</sup> pro Hektar und Jahr. Dem gegenüber steht ein jährlicher Zuwachs von etwa 8,3 m<sup>3</sup> pro Hektar und Jahr. Die Betrachtung von Nutzung zu Zuwachs ergibt somit ein Verhältnis von 75 %. Für den Landeswald zeigt die Analyse, unter den getroffenen Annahmen, ein Verhältnis von Nutzung zu Zuwachs von 84 % und für den Privatwald weitere 57 %. Die Ergebnisse der Analyse werden in der nachfolgenden Tabelle dargestellt.

Tabelle 3-8: Sortimentsverteilung der Nutzung

Nutzung [Efm/ha*a]					
Sortiment	Holzart	Landeswald	Körperschaftswald	Privatwald	Σ bzw. Ø
Stammholz	Ei	0,15	0,13	0,10	11,5
	Bu/üLB	0,38	0,33	0,25	
	Ki/Lä	0,66	0,40	0,21	
	Fi/Ta/Dou	2,34	2,42	2,39	
Industrieholz	Ei	0,07	0,04	0,03	4,7
	Bu/üLB	0,59	0,24	0,17	
	Ki/Lä	0,26	0,21	0,06	
	Fi/Ta/Dou	0,62	0,65	0,56	
Energieholz	Ei	0,16	0,28	0,32	4,3
	Bu/üLB	0,77	0,96	0,67	
	Ki/Lä	0,03	0,03	0,01	
	Fi/Ta/Dou	0,08	0,07	0,09	
Nicht verwertetes Holz	Ei	0,11	0,06	0,05	1,9
	Bu/üLB	0,36	0,17	0,10	
	Ki/Lä	0,16	0,06	0,02	
	Fi/Ta/Dou	0,26	0,16	0,16	
Σ bzw. Mittelwert		7,0	6,2	5,2	6,0
Nutzung / Zuwachs		84%	75%	57%	71%

Es wird davon ausgegangen, dass der Nutzungsanteil des Zuwachses im Privatwald, bezogen auf die Einzelbaumarten, fast vollumfänglich einer nachhaltig vertretbaren Quote entspricht. Im Körperschaftswald ist der Anteil einzelner Baumarten in Übernutzung bereits recht hoch, während diese sich im Landeswald weiter verschärft. Zu nennen ist hier vor allem das Sortiment Stammholz bezogen auf Nadelbaumarten wie Fichte, Tanne und Douglasie.

Die folgende Tabelle zeigt die jährliche Gesamtmenge der Nutzung der Sortimente Stamm-, Industrie- und Energieholz sowie nicht verwertbares Holz, welche sich aus der vorliegenden statistischen Datenlage für das Bundesland ergibt.

Tabelle 3-9: Bereits genutzte Holzpotenziale

Nutzung [Efm*a]					
Sortiment	Holzart	Landeswald	Körperschaftswald	Privatwald	Σ
Stammholz	Ei	123	376	172	17.869
	Bu/üLB	308	998	446	
	Ki/Lä	527	1.210	361	
	Fi/Ta/Dou	1.876	7.268	4.203	
Industrieholz	Ei	56	109	59	6.111
	Bu/üLB	475	734	303	
	Ki/Lä	205	635	106	
	Fi/Ta/Dou	496	1.958	977	
Energieholz	Ei	131	829	555	6.746
	Bu/üLB	617	2.870	1.175	
	Ki/Lä	24	91	24	
	Fi/Ta/Dou	65	202	162	
Nicht verwertetes Holz	Ei	91	187	91	2.640
	Bu/üLB	286	504	182	
	Ki/Lä	127	166	36	
	Fi/Ta/Dou	213	482	274	
Σ		5.621	18.619	9.126	33.366

Für das Energieholz errechnet sich hierbei ein jährliches genutztes Potenzial von rund 33.400 m<sup>3</sup>. Der darin gebundene Energiegehalt summiert sich, bei einem angesetzten Wassergehalt von 15 %<sup>33</sup>, und durch einen hohen Anteil von energetisch hochwertigem Buchenholz, auf rund 17.600 MWh/a, äquivalent zu rund 1,8 Mio. Liter Heizöl/a.

### **Methodische Annahmen zur Potenzialermittlung**

Im Rahmen dieser Potenzialbetrachtung wird auf Basis der vorliegenden Daten das genutzte und ausbaufähige Waldholzpotenzial dargestellt. Auf dieser Grundlage werden die ausbaufähigen Potenziale modelliert. Die wesentlichen Einflussfaktoren zur Bestimmung zukünftiger Energieholzmengen werden im Folgenden kurz vorgestellt. Bezogen auf die Gesamtwaldfläche wurde davon ausgegangen, dass die Waldflächen des Staats- und Kommunalwaldes, entsprechend der Eigentümerzielsetzung, in regelmäßiger Bewirtschaftung stehen. Im Privatwald hingegen ist davon auszugehen, dass nicht immer alle Waldflächen in regelmäßiger Bewirtschaftung stehen, dennoch wurde die gesamte Privatwaldfläche im Rahmen der Potenzialberechnung betrachtet. Weiterhin wird angenommen, dass die zukünftige Vermarktung des Rohholzaufkommens im Privatwald der Sortimentsverteilung des öffentlichen Waldes entspricht.

Methodische Ansätze zum zukünftigen Ausbau des Energieholzaufkommens:

#### Nutzungserhöhung

Die Erhöhung der Einschlagsmenge ist grundsätzlich als nachhaltig anzusehen, solange der laufende jährliche Zuwachs nicht überschritten wird. Kennzeichnend ist hier das Verhältnis von Nutzung zu Zuwachs. Um weiterhin Holzvorräte aufzubauen und eine Übernutzung auszuschließen, wird in dieser Analyse die Nachhaltigkeitsgrenze bei maximal 70 % Nutzung / Zuwachs gesehen. Vorhandene Werte bis zu 70 % werden damit nicht hinterfragt. Werden jedoch bereits höhere Nutzungsquoten erreicht, kann dies darauf hinweisen, dass die Nutzung bereits zu Lasten des künftigen Zuwachses und damit auch der künftigen Nutzung geschehen könnte. Zudem wird eine Nutzungserhöhung nur dann als noch nachhaltig betrachtet und vorgeschlagen, sofern diese einen Nutzungssatz, bezogen auf eine Baumartengruppe, von 70 % nicht überschreitet. Folglich verbleibt hier ein Zuwachspuffer von 30 % für den weiteren Aufbau der Wälder. Eine individuelle Beurteilung des Zustandes und der Altersverteilung der betrachteten Waldgebiete wird daher nicht mehr als dringend notwendig erachtet, es sei denn es existieren ausdrückliche Hinweise und explizite Informationen dazu, was jedoch hier nicht der Fall ist. Die Analyse ergab aktuell für den Wald der Gebietskörperschaft bereits ein Verhältnis von Nutzung zu Zuwachs zwischen 57 % und 84 %. Die Werte liegen bereits nah bzw. über der

---

<sup>33</sup> Ein Wassergehalt von 15 % (w 15) entspricht vollständig lufttrockenem Holz. Die Feuchte des Holzes und der Luft sind ab Erreichen dieses Wertes im Gleichgewicht.

gesetzten Grenze von 70 %, allerdings findet die Übernutzung hauptsächlich im Bereich des Nadelholzes und hier im speziellen bei der Baumartengruppe Fichte, Tanne und Douglasie statt. Potenziale im Bereich Laubholz schließt dieser Sachverhalt dagegen nicht aus.

### Sortimentsverschiebung

Forstliche Leitsortimente sind: Stammholz, Industrieholz, Energieholz sowie Waldrestholz und gegebenenfalls Totholz. Durch die Verschiebung von Industrieholzmengen in das Energieholzsortiment kann das auf den jeweiligen Planungszeitraum bezogene Energieholzaufkommen gesteigert werden. Die jährliche Holzerntemenge bleibt hiervon unberührt. Von der Sortimentsverschiebung ebenfalls unberührt bleibt das Stammholz, da dieses bei einer Vermarktung als Energieholz einen zu hohen Wertverlust erfahren würde und der stofflichen Verwertung von qualitativ hochwertigem Holz unbedingt Vorrang eingeräumt werden sollte.

Im Folgenden wird davon ausgegangen, dass in den Waldgebieten der VG Trier-Land im Zuge der allgemeinen Rohstoff- und Ressourcenverknappung keine Sortimentsverschiebung von Industrie- nach Energieholz möglich ist. Die Annahme einer möglichen Sortimentsverschiebung ist erfahrungsgemäß ohnehin v. a. von der Bereitschaft höhere Preise für die energetische Nutzung zu bezahlen abhängig. Es soll hier auch erwähnt sein, dass eine kaskadische Nutzung von Holz der direkten energetischen Nutzung aus Nachhaltigkeitsgründen gleichfalls vorzuziehen ist.

Da Industriebölzer aber am Ende ihres Lebenszyklus oftmals zu großen Teilen als belastete Althölzer (Altholzkategorie A IV), welche nur in speziellen genehmigungsbedürftigen Anlagen Verwertung erfahren können, in den Markt zurückgeführt werden, kann die energetische Nutzung von qualitativ weniger hochwertigem Industrieholz in bestimmten Fällen trotzdem als vertretbare Alternative angesehen werden.

### Mobilisierungsfaktor

Der Anteil des Wirtschaftswaldes an der Gesamtwaldfläche wird auch mit der Bezeichnung Mobilisierungsfaktor charakterisiert. Häufig finden sich Potenziale dafür im oftmals weniger bewirtschafteten Privatwald. Hier muss jedoch angemerkt werden, dass die Eigentümerzielsetzungen bei der Waldbewirtschaftung sehr unterschiedlich sein können (Erholung, Tourismus etc.). Da die Bewirtschaftung von Privatwald in der Regel auch größere Hürden als im öffentlichen Wald mit sich bringt (kleine Parzellen, ineffiziente Rückegassen-Struktur etc.), ist die (Privat-)Waldmobilisierung hier erfahrungsgemäß ein aufwändiger und langwieriger Prozess. Somit werden mögliche Potenzial zumeist erst für das Jahr 2045 und später gesehen.

## Energieholzpotenziale aus der Forstwirtschaft

Auf Grundlage der oben dargestellten Analyseergebnisse und Annahmen werden bis 2045 lediglich Energieholzmengen aus der nachhaltigen Nutzungserhöhung, bis 70 %, bestimmter noch nicht zu stark beanspruchter Baumartengruppen postuliert. Dies betrifft lediglich die Laubbaumarten, da die Nadelbaumarten bereits einer höheren Nutzungsquote, als nachhaltig empfohlen, unterliegen. Die Sortimentsverschiebung von Industrieholz zu Energieholz wird vorerst unberücksichtigt gelassen.

Zur Ermittlung und Darstellung der energetischen Potenziale wird ein Wassergehalt des Energieholzes von 15 % angesetzt. Das Ausbaupotenzial liegt infolgedessen bei rund 6.400 MWh/a bzw. 640.000 l Heizöl-Äquivalente/a.

Tabelle 3-10: Energieholz-Ausbaupotenzial bis 2045

	Holzart (w15)	Landeswald	Körpers.-Wald	Privatwald	Σ
Hektarwerte		803	3.003	1.755	5.561

### Ausbaupotenzial

Energieholz (t/a)	Ei	14	303	388	1.535 t/a
	Bu/üLB	12	278	541	
	Ki/Lä	0	0	0	
	Fi/Ta/Dou	0	0	0	
Σ (t/a)		26	581	928	

Energieholz (in MWh/a)	Ei	58	1.258	1.607	6.368 MWh/a
	Bu/üLB	49	1.153	2.242	
	Ki/Lä	0	0	0	
	Fi/Ta/Dou	0	0	0	
Σ (MWh/a)		107	2.411	3.850	

### 3.4.3 Ergebnisse Landwirtschaft

Im Bereich der Landwirtschaft wurden auf der Datenbasis des Statistischen Landesamtes aktuelle Flächen- und Nutzungspotenziale für die Gebietskörperschaft analysiert.

Die Untersuchung im Bereich der Landwirtschaft fokussiert sich auf folgende Bereiche:

- Energiepflanzen aus Ackerflächen,
- Reststoffe aus Ackerflächen,
- Reststoffe aus Obstanlagen,
- Biomasse aus Dauergrünland sowie
- Reststoffe aus der Viehhaltung

Die landwirtschaftlichen Flächenpotenziale werden auf Basis der landwirtschaftlichen Statistik Rheinland-Pfalz analysiert und im Hinblick darauf, welche Anbaustruktur in der Gebietskörperschaft aktuell vorherrscht, bewertet<sup>34</sup>. Die nachfolgende Grafik zeigt die Anbaustruktur in der VG Trier-Land.

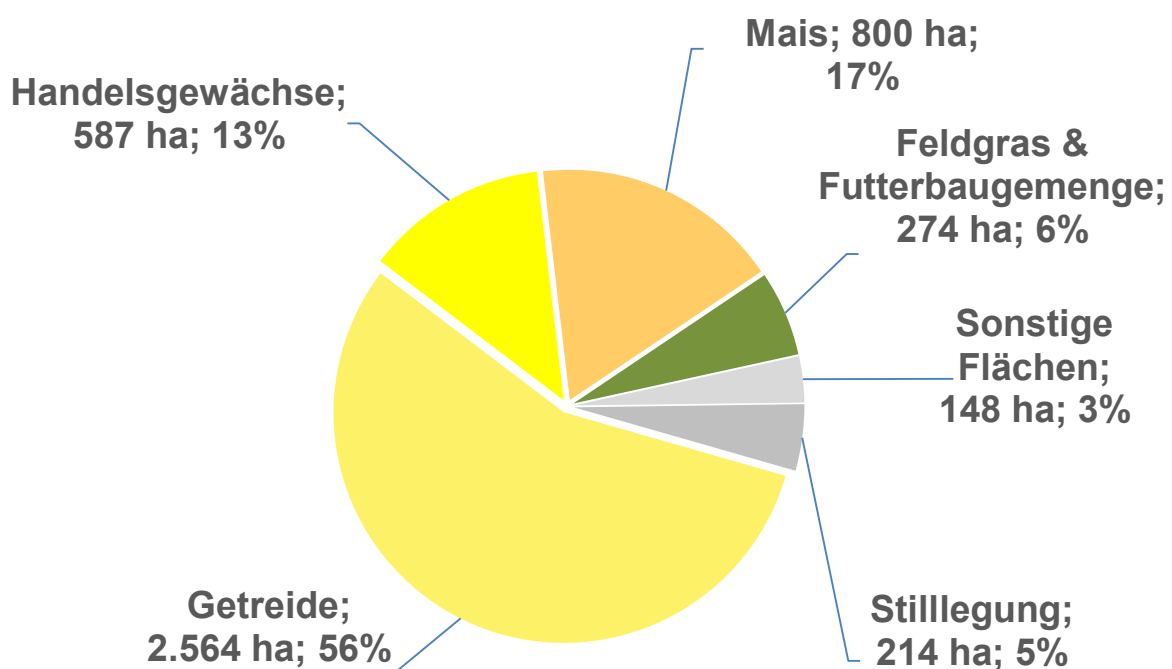


Abbildung 3-8: Landwirtschaftliche Flächennutzung

Der Betrachtungsraum verfügt über eine Ackerfläche von gut 4.500 ha. Im Anbaumix hat Getreide mit über der Hälfte der Agrarfläche den größten Anteil. Weiterhin stellt der Anbau von Mais, auf rund einem Sechstel der Fläche, eine bedeutende Nutzungsart dar. Etwa ein weiteres Achtel wird für Handelsgewächse, wie z. B. Raps, genutzt.

Feldgras- & und Futterbau-Gemenge werden auf ca. 6 % der Fläche angebaut. Zudem entfallen etwa 5 % auf Stilllegungsflächen bzw. Brachflächen. Die übrigen rund 3 % (Sonstige Flächen) werden hauptsächlich für den Anbau von Hülsenfrüchten und Kartoffeln genutzt.

<sup>34</sup> Datenanfrage an das Statistische Landesamt Saarland, Sachgebiet A4 Land- und Forstwirtschaft (2023), Landwirtschaftliche Bodennutzung und Tierhaltung.

## **Energiepflanzen aus der Ackerfläche**

Um Potenziale aus dem Anbau von Energiepflanzen auf Ackerflächen darzustellen muss ermittelt werden, in welchem Umfang Ackerflächen für eine derartige Nutzung zusätzlich bereitgestellt werden können. Erfahrungsgemäß wird dazu angenommen, dass die Flächenbereitstellung für den Energiepflanzenanbau in Abhängigkeit von der Entwicklung der Agrarpreise, vorwiegend aus den Marktf Fruchtflächen (Getreide-, Raps und Zuckerrübenanbau) sowie der Ackerbrache erfolgen kann. I. d. R. kann hierbei eine Substitution von 10 bis 20 % dieser Flächen für die energetische Verwendung erreicht werden. Im vorliegenden Fall entsprächen 20 % dieser Flächen einem Flächenpotenzial von ca. 630 ha. Durch die vorhandenen Biogasanlagen, mit einer rechnerischen Leistung von ca. 4,9 MW<sub>el.</sub>, wird jedoch nicht davon ausgegangen, dass ein Ausbaupotenzial durch Energiepflanzen aus Ackerflächen verbleibt.

Bilanziell stellt sich die Situation zur Versorgung der Biogasanlagen (ca. 4,9 MW<sub>el.</sub>) so dar, dass 100 % der (Silo-)Mais-Flächen (ca. 800 ha) und dazu rund 55 % der Getreideanbaufläche (ca. 1.400 ha) für die bestehenden Anlagen benötigt werden. Es handelt sich damit um knapp die Hälfte der Ackerflächen in der Gebietskörperschaft. Außerdem wird auch ein Anteil der Dauergrünlandflächen veranschlagt. Der Gesamtbedarf liegt bei rund 90.000 t/a Substratmix aus Mais-, Getreide- und Ganzpflanzensilage sowie weiteren Mengen an Grassilage.

## **Reststoffe aus Ackerflächen**

Generell kann auch Stroh als Bioenergieträger angesehen werden. Allerdings führt der vergleichsweise hohe Bedarf an Stroh als Humusverbesserer auf den Ackerflächen sowie als Streumaterial (Festmistanteil) mittelfristig zu Nutzungseinschränkungen, die sich durch Auflagen zur Humusreproduktion oder den Handel von Stroh als Einstreumaterial ergeben. Im vorliegenden Fall wird nur ein kleiner Anteil von rund 10 % an nutzbaren Getreidestroh angesetzt.

Aufgrund des Bedarfs der Biogasanlagen an Getreide-Ganzpflanzensilage (G-GPS) muss bilanziell mit Einbußen an Reststroh gerechnet werden, da der Strohanteil des bereits in Nutzung befindlichen G-GPS inhärent nicht zur Verfügung steht. Der tatsächliche Nutzungsanteil sinkt daher von 10 % auf knapp 5%. Insgesamt handelt es sich um etwa 900 t/a mit einem Energiepotenzial von rund 3.600 MWh/a, äquivalent zu ca. 360.000 l Heizöl.

In der Gruppe der Biogassubstrate liegt außerdem ein Potenzial in der Nutzung von Getreidekorn. Die Diskussion, um die energetische Verwertung von Getreidekorn beschränkt sich allerdings, aufgrund wirtschaftlicher Erwägungen, weitgehend auf die Nutzung von minderwertigem Sortier- bzw. Ausputzgetreide, was in etwa 5 % der Getreideernte ausmacht. Aufgrund des genannten G-GPS-Bedarfs der Biogasanlagen müssen auch hier Abstriche gemacht werden. Hierbei ergibt sich eine Menge von etwa 450 t/a mit einem Energiepotenzial von rund

1.430 MWh/a, was in etwa 140.000 l Heizöl-Äquivalenten entspricht.

### **Reststoffe aus Dauerkulturen**

Bei den Reststoffen aus Reb- und/oder Obstanlagen wird das Rodungsholz, auch wenn dieses nur periodisch punktuell innerhalb großer Zeiträume anfällt, als energetisches Potenzial angesehen.

Es wird davon ausgegangen, dass durchschnittlich jährlich etwa 1,5 t TM/ha holzartiges Material anfallen, welches zu etwa 50 % geborgen und verwertet werden kann. Für die Verwertung wird von einem Wassergehalt von 35 % ausgegangen.

Innerhalb des betrachteten Gebietes befinden sich knapp 1.000 ha an Dauerkulturen, welche somit ein Potenzial von rund 1.100 t/a bieten. Das energetische Potenzial liegt bei rund 3.400 MWh bzw. etwa 340.000 l/Heizöl-Äquivalent.

### **Biomasse aus Dauergrünland**

Aufgrund der Tierhaltung und der Analyse vorhandener Daten wird angenommen, dass die vorhandenen Grünlandflächen von rund 3.350 ha zu rund 35 %, bzw. etwa 1.200 ha, zur Ernährung der Raufutter verzehrenden Tierarten genutzt werden. Weitere knapp 7 %, bzw. rund 240 ha, werden zudem bilanziell als Grassilage für die vorhandenen Biogasanlagen benötigt. Somit wird aktuell davon ausgegangen, dass ein Flächenpotenzial von rund 1.900 ha aus dem bestehenden Grünland für eine energetische Nutzung in der Region zur Verfügung steht.

Bei einem angesetzten TM-Ertrag von 5,3 t/ha ergeben sich jährlich rund 29.500 t Grassilage (Wassergehalt 65%) zur Verwendung für die Biogasproduktion mit einem Energiepotenzial von ca. 29.500 MWh/a bzw. 3 Mio. l Heizöl-Äquivalente.

Anstelle der Biogasproduktion könnte auch die thermische Verwertung von Heu umgesetzt werden. In diesem Fall ergeben sich etwa 12.300 t trockenes Heu (Wassergehalt 16%) mit einem Energiepotenzial von ca. 46.000 MWh bzw. 4,6 Mio. l Heizöl-Äquivalente.

An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass Biomasse aus Dauergrünland jedoch i. d. R. häufiger als Grassilage in Biogasanlagen verwertet wird. Wird diese Verwertungsart eingehalten, steht zudem das genutzte Substrat aus der Biogasvergärung anschließend stofflich als Kompostmaterial und Dünger zur Verfügung. Daher wird das Potenzial im Rahmen dieser Studie gleichwohl im Bereich Biogassubstrate verortet.

## Reststoffe aus der Viehhaltung

Die relevanten Daten zur Tierhaltung im Betrachtungsraum stützen sich gleichwohl auf die landwirtschaftliche Statistik für Rheinland-Pfalz und berücksichtigen dabei sowohl die durchschnittlich produzierten Güllemengen sowie die Stalltage pro Tierart und Jahr und die daraus resultierenden Heizwerte. Die nachstehende Tabelle fasst die Ergebnisse dieser Ermittlung zusammen.

Tabelle 3-11 Reststoffpotenziale aus der Viehhaltung

Art des Wirtschaftsdüngers		Tieranzahl	Wirtschafts- dünger	Energie- gehalt
			[t/a]	[MWh/a]
Mutterkühe	Festmist	700	2.291	1.060
Rinder	Flüssigmist	1.228	7.810	721
	Festmist	1.928	4.431	2.050
<b>Σ</b>		3.856	14.532	3.831
Mastschweine	Flüssigmist	779	1.558	224
Zuchtsauen	Flüssigmist	168	842	121
<b>Σ</b>		947	2.400	346
Geflügel	Kot-Einstreu-Gemisch	0	0	0
Pferde	Mist	153	902	436
Gülle-Σ			10.210	1.066
Festmist-Σ			7.624	3.547
<b>Gesamt-Σ</b>			<b>17.834</b>	<b>4.613</b>
davon genutzt			0	0
davon ausbaufähig			17.834	4.613

Auf Basis der statistischen Daten ergeben sich dabei rund 17.800 t/a Flüssig- und Festmist. Klein-BHKW bzw. Gülle-Biogasanlagen sind auf Ebene der Gebietskörperschaft nicht bekannt. Das Ausbaupotenzial liegt in Folge bei rund 4.600 MWh/a (Biogas), äquivalent zu rund 460.000 l Heizöl.

### 3.4.4 Ergebnisse Landschaftspflege- und Siedlungsabfälle

Der folgende Abschnitt widmet sich den Biomasse-Residuen aus urbanisierten Bereichen, welche ggf. ebenso ein bedeutsames energetisches Potenzial aufweisen können.

#### Potenziale aus der Landschaftspflege

Im Bereich Landschaftspflege wurden die Potenziale für eine energetische Verwertung aus dem Bereich Straßen-, Schienen- und Gewässerbegleitgrün untersucht. In der Darstellung findet sich ausschließlich das holzartige Material in der Potenzialbetrachtung wieder, da die Bergung grasartiger Massen, technisch wie wirtschaftlich, derzeit nur bedingt realisiert werden kann.

Nach einer GIS-Auswertung der Infrastruktur der VG Trier-Land wurde für die Potenzialbeurteilung eine Straßenlänge von insgesamt etwa 203 km, darunter Gemeindestraßen, Kreisstraßen, Landesstraßen, Bundesstraßen und Bundesautobahnen, ermittelt. Außerdem werden eine Schienenlänge von ca. 10 km und eine Gewässeruferlänge von rund 222 km berücksichtigt. Insgesamt ergibt sich durchschnittlich jährlich ein Potenzial von etwa 1.000 t mit einem Energiepotenzial von ca. 3.000 MWh/a bzw. 300.000 l Heizöl-Äquivalenten. Eine regionale Verwertung konnte nicht zweifelsfrei identifiziert werden, trotzdem könnten relevante Mengen bspw. bereits vom ZV A.R.T. genutzt werden. In der vorliegenden Analyse wird jedoch angenommen, dass es sich hierbei um ein ausbaufähiges Potenzial handelt.

## **Potenziale aus organischen Siedlungsabfällen**

### **Bioabfall**

In der Landesabfallbilanz für Siedlungsabfälle wurden auf Landkreisebene 21,5 kg Bioabfall pro Einwohner<sup>35</sup> als gesammelte Menge festgehalten. Somit ergibt sich eine statistisch ermittelte Bioabfallmenge von rund 475 t/a. Dies entspricht einer Energiemenge von etwa 350 MWh, äquivalent zu etwa 35.000 l Heizöl.

Das Potenzial wird beim ZV A.R.T. generiert und energetisch verwertet (Vergärung), ein Ausbaupotenzial ist demnach nicht vorhanden.

### **Gartenabfall**

In der Landesabfallbilanz für Siedlungsabfälle wurden auf Landkreisebene 164,2 kg Gartenabfall pro Einwohner<sup>36</sup> als gesammelte Menge festgehalten. Somit ergibt sich eine statistisch ermittelte Bioabfallmenge von rund 3.600 t/a.

Für die Erhebung des Potenzials aus Grüngut, können holzige und krautige Biomassen betrachtet werden.

In Bezug auf die holzigen Biomasseanteile wird angenommen, dass Grünabfall rund 30 bis 50 %<sup>37</sup> (je nach Sammelsystem und Aufbereitungstechnik) nutzbare Brennstoffanteile beinhaltet. Für die VG Trier-Land steht somit ein holzartiges Biomassepotenzial von durchschnittlich ca. 1.450 t/a, mit einem Energiegehalt von etwa 4.400 MWh/a zur Verfügung, was einem Heizöläquivalent von rund 440.000 l/a entspricht. Die verbleibenden 50 % der Grüngutmengen werden aufgrund ihrer qualitativen Beschaffenheit auch weiterhin als Material zur stofflichen

---

<sup>35</sup> Vgl. Landesabfallbilanz Rheinland-Pfalz 2022 – Siedlungsabfälle – KURZFASSUNG, S. 13.

<sup>36</sup> Vgl. Landesabfallbilanz Rheinland-Pfalz 2022 – Siedlungsabfälle – KURZFASSUNG, S. 13.

<sup>37</sup> Erfahrungswerte aus der Praxis

Verwertung zu Kompost gesehen.

Hinsichtlich des krautigen Anteils im Gartenabfall können, unter der Annahme, dass rund 10 % der Grünabfallmassen energetisch verwertbar sind, rund 360 t/a als Biogassubstrat genutzt werden, was einer Energiemenge von etwa 200 MWh/a und einem Heizöläquivalent von rund 20.000 l entspricht. Bei den krautartigen Massen handelt es sich um Mengen mit nur geringem energetischem Potenzial, wodurch diese ggf. eher in der Kompostierung gesehen werden. Im Bedarfsfall könnte über eine (Mit-)Verwertung nachgedacht werden.

Das Gartenabfall-Potenzial wird gleichwohl beim ZV A.R.T. generiert und bereits zu großen Teilen verwertet, allerdings im Bereich der Bodenverbesserung. Ein Ausbaupotenzial ist demnach abhängig von den verfügbaren Möglichkeiten zur Umnutzung, wird aber potenziell als vorhanden angesehen.

### **Altholz**

Aufgrund der überregionalen Entsorgungs-, Handels- und Verwertungsstrukturen von Altholz gibt es aktuell keine eigenen Verwertungswege dieser Ressource. Es wird daher kein Ausbaupotenzial aus Altholz angesetzt.

### **3.4.5 Zusammenfassung der Ergebnisse**

Die Untersuchung hat gezeigt, dass die möglichen Potenziale zum aktuellen Zeitpunkt nur teilweise erschlossen sind, wodurch sich in Summe ein Ausbaupotenzial von rund 56.400 MWh/a, äquivalent zu rund 5,6 Mio. l Heizöl, ergibt.

Rund  $\frac{2}{3}$  dieses Ausbaupotenzials finden sich, mit rund 35.700 MWh/a, in der Kategorie Biogassubstrate wieder. Die übrigen 20.700 MWh/a werden durch die Kategorie Festbrennstoffe repräsentiert.

Die nachstehende Tabelle fasst die ausbaufähigen Biomassepotenziale der VG Trier-Land zusammen:

Tabelle 3-12: Ausbaufähige Biomassepotenziale im Betrachtungsraum

<b>Biomasse-Potenziale</b>	<b>Ausbau- potenzial [MWh/a]</b>	<b>Genutztes Potenzial [MWh/a]</b>
<b>Biogas - Parameter</b>		
aus Biogut	0	351
aus Grüngut	193	0
aus Reststoffen der Landwirtschaft	6.043	0
aus landwirtschaftlichen Biogassubstraten	29.512	97.340
<b>Σ Biogas</b>	<b>35.700</b>	<b>97.700</b>
<b>Festbrennstoffe - Parameter</b>		
aus Grüngut	4.382	0
aus Landschaftspflegeholz	2.990	0
aus Reststoffen der Landwirtschaft	6.940	0
aus der Forstwirtschaft	6.368	17.580
<b>Σ Festbrennstoffe</b>	<b>20.700</b>	<b>17.500</b>

Das größte Biomasse-Ausbaupotenzial, mit rund 29.500 MWh/a, ist im Bereich der landwirtschaftlichen Biogassubstrate angesiedelt. Hierbei handelt es sich um Biomasse aus Dauergrünland, welches als Grassilage zur Verwertung vorgesehen ist. Das genutzte Substrat aus der Biogasvergärung kann anschließend als Kompostmaterial und Dünger weitere Verwendung finden.

Die nächstgrößeren Potenziale liegen im Bereich Reststoffe aus der Landwirtschaft. Hier sind ca. 7.000 MWh/a an Festbrennstoffen, jeweils etwa zur Hälfte Energiestroh und Dauerkulturröschungsholz, zu akquirieren. Des Weiteren ergeben sich aus den Reststoffen aus der Landwirtschaft rund 6.000 MWh/a an Biogassubstraten, überwiegend Reststoffe aus der Viehhaltung.

Die Festbrennstoffe aus der Forstwirtschaft belaufen sich auf rund 6.400 MWh/a.

Es folgen holzartige Gartenabfälle (Grüngut) mit etwa 4.400 MWh/a. Dahinter außerdem das Landschaftspflegeholz mit rund 3.000 MWh/a.

Zu guter Letzt stellen Biogassubstrate aus Gartenabfällen (Grüngut) noch einen kleinen Teil, von rund 200 MWh/a, des Ausbaupotenzials dar.

### 3.5 Geothermiefpotenziale

Geothermie ist eine in Wärmeform gespeicherte Energie innerhalb der festen Erdkruste. Erdwärme ist eine nach menschlichen Maßstäben unerschöpfliche Energiequelle und kann daher als erneuerbar angesehen werden. Sie stammt aus dem Zerfall natürlicher Radioisotope im Gestein der Erdkruste sowie aus der Erstarrungswärme des Erdkerns. Bis ca. 10 m Tiefe ist darüber hinaus die Strahlungsenergie der Sonne im Erdreich gespeichert. Geothermische Anwendungen unterscheiden sich sowohl hinsichtlich der Tiefe als auch der angewendeten Tech-

nik. Je nach Anwendungsfall / Bedarfsfall sowie den regionalen Gegebenheiten (Untergrundtemperaturen, Vorhandensein von Thermalquellen) eignen sich oberflächennahe Systeme (bis 200 m) oder Projekte mit Tiefen von mehreren Kilometern. Oberflächennahe Geothermie wird üblicherweise zu Heizzwecken oder in Einzelfällen auch im Sommer zum Kühlen verwendet. Aufgrund des geringen Temperaturniveaus ist eine Anhebung mittels elektrischer oder gasgetriebener Wärmepumpe notwendig.

### 3.5.1 Oberflächennahe Geothermie

Die Nutzung der oberflächennahen Geothermie mit einem Temperaturniveau von 10 - 15 °C erfolgt üblicherweise über **Erdwärmesonden** oder **Erdwärmekollektoren**. Um die Wärmequelle für die Raumheizung und Brauchwassererwärmung nutzen zu können, ist eine Temperaturanhebung mittels Wärmepumpe gängige Praxis. Dies bedeutet, dass elektrische Hilfsenergie aufgewendet wird, um aus einer Einheit Strom ca. vier Einheiten Nutzwärme bereit zu stellen. Alternativ sind auch erdgasbetriebene Wärmepumpen erhältlich. Der Bedarf an Hilfsenergie ist umso geringer, desto niedriger das Temperaturniveau des Heizungssystems ist. Damit eignen sich insbesondere neuere oder vollsanierte Wohngebäude mit Flächenheizungen (z. B. Fußbodenheizung) für den Einbau von Erdwärmepumpen. Eine besonders klimafreundliche Treibhausgasbilanz wird erreicht, wenn ergänzend zur Wärmepumpe z. B. Photovoltaikanlagen zur Stromerzeugung vorgesehen sind oder zertifizierter Ökostrom bzw. regionaler Grünstrom für den Wärmepumpenantrieb genutzt wird.

Neben der Wärmeversorgung ist die oberflächennahe Geothermie auch für die Gebäudekühlung im Sommer geeignet. Hierbei dient das in der warmen Jahreszeit in Relation zur Außentemperatur geringe Temperaturniveau des Untergrundes als Quelle für die Kühlung. Bei Bedarf ist eine zusätzliche Temperaturabsenkung mittels Kompressionskältemaschine bzw. einer reversiblen Wärmepumpe möglich, die dann sowohl im Winter heizen als auch im Sommer kühlen kann.

#### Erdwärmesonden

Erdwärmesonden sind eine marktübliche Technik, um die Erdwärme als regenerative Energiequelle zu erschließen. Die wesentliche Rechtsgrundlage für ihre Installation und ihren Betrieb bilden das Wasserhaushaltsgesetz und das Wasserrecht des jeweiligen Bundeslandes. In Abhängigkeit von der Gestaltung und Ausführung einer Anlage gelten auch bergrechtliche Vorschriften, die sich insbesondere aus dem Bundesberggesetz ergeben.<sup>38</sup>

---

<sup>38</sup> Vgl. Umweltministerium Baden-Württemberg, 2005, S. 9.

In Abhängigkeit vom hydrogeologischen Untergrundaufbau ist vor dem Bau von Erdwärmesonden eine Standortqualifikation durchzuführen. Wesentliches Gefährdungspotenzial stellt hierbei die Möglichkeit eines Schadstoffeintrags in den oberen Grundwasserleiter bzw. in tiefere Grundwasserstockwerke aufgrund fehlerhaften Bohrlochausbaus dar.

Sind mehrere Erdwärmesonden erforderlich, sollte der Abstand nach VDI-Richtlinie 4640 mindestens 6 m betragen. Bei größeren Sondenfeldern mit mehreren Dutzend Bohrungen sollte dieser Abstand jedoch vergrößert werden, um einerseits eine gegenseitige Beeinflussung zu vermindern, aber auch um zu verhindern, dass dem Boden zu viel Wärme entzogen wird. Ansonsten besteht die Gefahr, dass der Boden langfristig zu weit auskühlt, was die Effizienz der angeschlossenen Wärmepumpe drastisch reduziert. Bei größeren Sondenfeldern ist zudem oftmals eine Regeneration des Erdreichs erforderlich (z. B. über passive Gebäudekühlung und/oder Abwärme / Solarthermie), da dem Boden bei Großprojekten i. d. R. mehr Wärme entzogen wird als aus der Tiefe bzw. von der Oberfläche (Sonnenlicht, Regen) nachströmen kann. Wird für Großprojekte zur kommunalen Wärmeversorgung mit Wärmenetz ein Sondenabstand von 8 m angesetzt, kann pro Hektar etwa 1 MW Wärmepumpenleistung bereitgestellt werden<sup>39</sup>.

Die folgende Karte zeigt die Lage der Trinkwasserschutzgebiete in der VG Trier-Land, mit einer Unterteilung in 3 Kategorien:

- Trinkwasserschutzgebiete mit Rechtsverordnung
- Trinkwasserschutzgebiete im Entwurf
- Trinkwasserschutzgebiete abgegrenzt

Trinkwasserschutzgebiete mit Rechtsverordnung sind durch eine Rechtsverordnung der zuständigen Behörde festgelegt und damit rechtlich verbindlich. Trinkwasserschutzgebiete im Entwurf befinden sich in der Planungsphase und sind (noch) nicht rechtskräftig. In dieser Phase werden die räumlichen Grenzen und Schutzmaßnahmen definiert. Bei der dritten Kategorie, Trinkwasserschutzgebiete abgegrenzt, liegt ein Abgrenzungsvorschlag vor, der die Grenzen des Schutzgebietes definiert. Die für den Schutzstatus erforderliche Rechtsverordnung ist noch offen.

Auf dem Gebiet der VG Trier-Land liegt ein großes Trinkwasserschutzgebiet mit Rechtsverordnung (rote Färbung) und mehrere Trinkwasserschutzgebiete im Entwurf (blaue Färbung).

---

<sup>39</sup> Eigene Berechnung des IfaS.

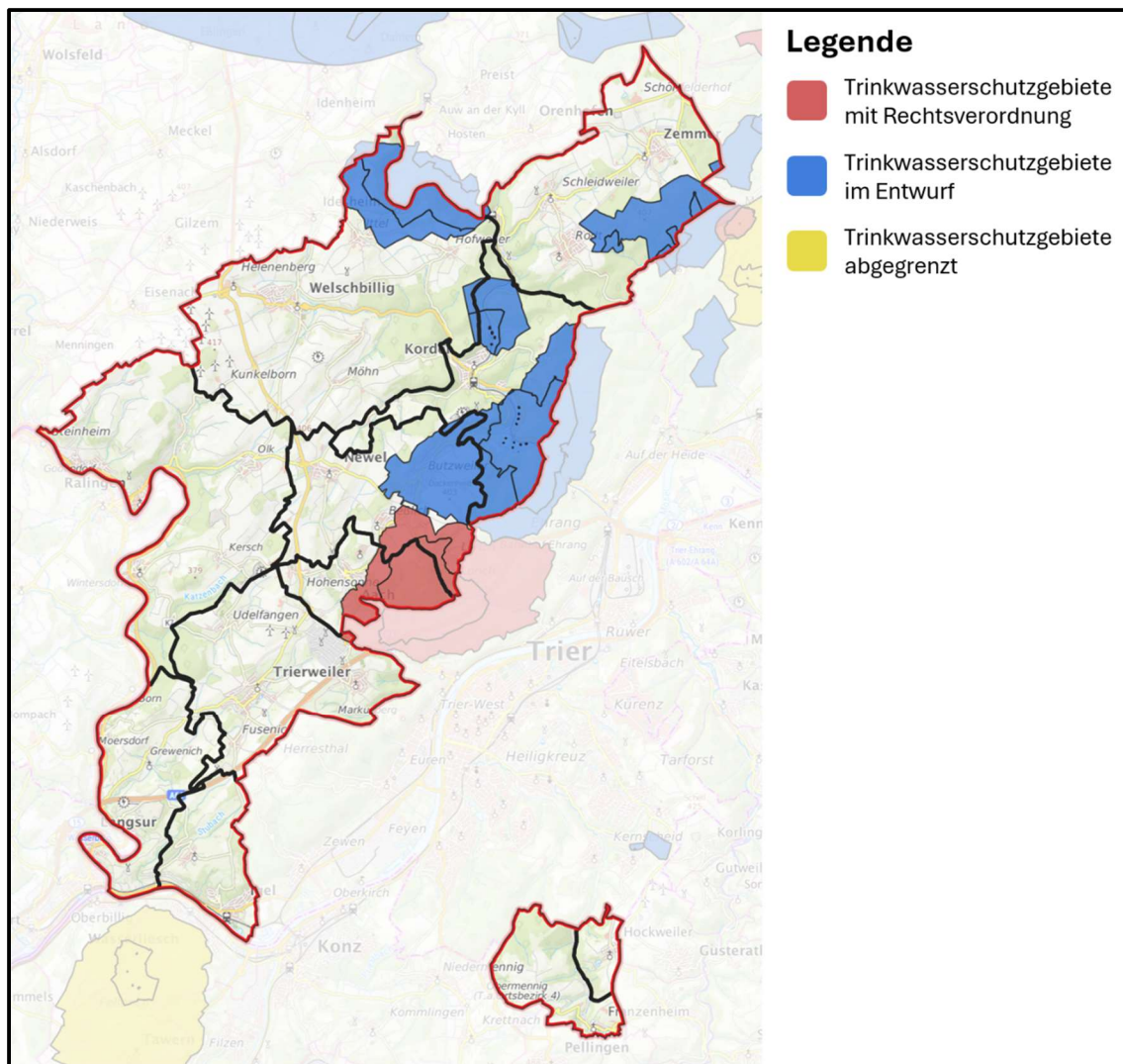


Abbildung 3-9: Trinkwasserschutzgebiete<sup>40</sup>

Die zweite Karte (Abbildung 3-10) liefert eine wasserwirtschaftliche und hydrogeologische Standortbewertung für den Bau von Erdwärmesonden in der VG Trier-Land. Die Landfläche ist hierbei in 3 Kategorien unterteilt, die sich bzgl. der Erlaubnisfähigkeit und notwendigen Beteiligung von Fachbehörden unterscheiden:

- Antragszulassung (ggf. mit Auflagen)
- Prüfung durch Fachbehörden
- Antragsablehnung

Bei Standorten in der ersten Kategorie bestehen aus wasserwirtschaftlicher und hydrogeologischer Sicht keine Bedenken beim Bau von Erdwärmesonden. Standorte in der zweiten Kategorie erfordern hingegen eine Einzelfallprüfung durch die Fachbehörden. Bei Standorten in der dritten Kategorie sind Bau und Betrieb von Erdwärmesonden ausgeschlossen. Diese Kategorie kennzeichnet Flächen, die wasserwirtschaftlich besonders sensibel sind. Der Vergleich

<sup>40</sup> Eigene Darstellung unter Nutzung der WFS-Dienste des Landesamtes für Umwelt RLP, <https://lfu.rlp.de/>

mit Karte 1 zeigt eine hohe Übereinstimmung mit den vorhandenen und geplanten Trinkwasserschutzgebieten.

Die Fläche der VG Trier-Land teilt sich überwiegend auf die ersten beiden Kategorien auf, „Antragszulassung“ und „Prüfung durch Fachbehörden“. Flächen der dritten Kategorie finden sich nur vereinzelt, primär am östlichen und nördlichen Rand der VG.

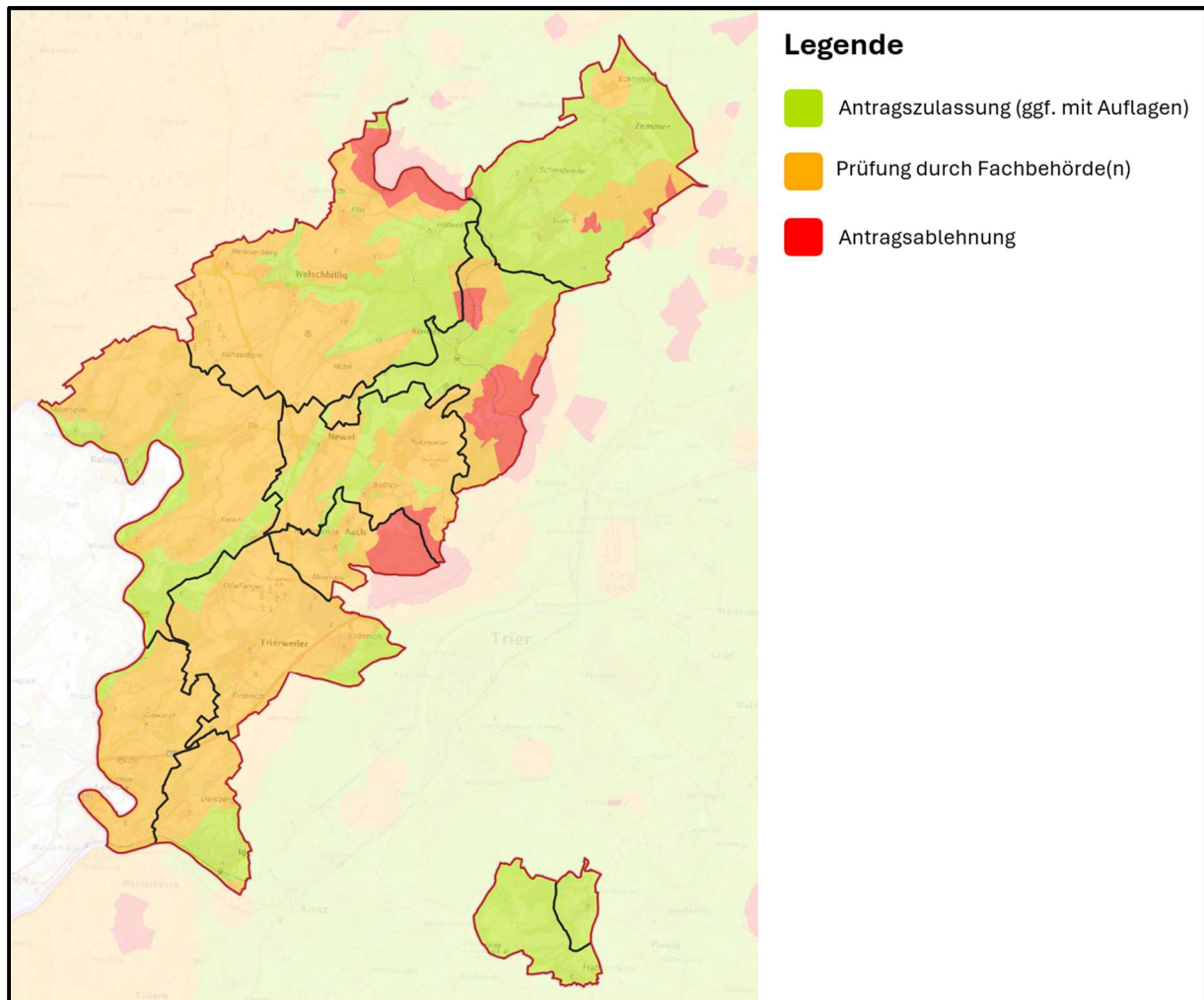


Abbildung 3-10: Standortbewertung Erdwärmesonden<sup>41</sup>

Das Potenzial für die Heizung mit Erdwärmesonden wurde im Rahmen dieser Untersuchung mit 2 Methoden berechnet. Methode 1 stützt sich auf den Wärmebedarf, Methode 2 auf die verfügbare Fläche für Sondenbohrungen.

**Methode 1:** Ausgehend vom Zensus 2022 stehen 7.652 Wohngebäude in der VG-Trier-Land, überwiegend Ein- und Zweifamilienhäuser (91 %). In Kombination mit Wärmepumpen würden ca. 14.000 Erdwärmesonden für die Heizung aller Wohngebäude benötigt. Mit einer Bohrtiefe von 100 m, einer durchschnittlichen Entzugsleistung von 50 W/m und 1.800 Betriebsstunden

<sup>41</sup> Eigene Darstellung unter Nutzung des WMS-Dienstes des Landesamtes für Geologie und Bergbau RLP, <http://www.lgb-rlp.de/>

pro Jahr würden diese ca. 126.000 MWh/a an Wärme aus dem Erdreich gewinnen. Mit Berücksichtigung der für Erdwärmesonden unzulässigen Gebiete verbleibt ein jährliches Potenzial von ca. 100.000 MWh. Das ermittelte Potenzial ist hierbei stark abhängig von Rechenparametern wie der Bohrtiefe und der durchschnittlichen Entzugsleistung.

**Methode 2:** Bei dieser Methode wurde die bebaute Siedlungsfläche in der VG Trier-Land ausgewertet. Bei Abständen von 8 m zwischen den Erdwärmesonden und 5 m zu den Baublockgrenzen können auf dieser Fläche ca. 31.000 Erdwärmesonden installiert werden. Mit den gleichen Parametern wie bei Methode 1 (100 m Bohrtiefe, 50 W/m Entzugsleistung, 1.800 jährliche Betriebsstunden) resultiert ein Wärmepotenzial von ca. 277.000 MWh. Die Ausschlussgebiete für Sondenbohrungen sind in diesem Potenzial schon herausgerechnet. Zur Veranschaulichung der Methodik sind in Abbildung 3-11 die potenziellen Sondenstandorte für die Gemeinde Newel in der VG-Trier-Land dargestellt.

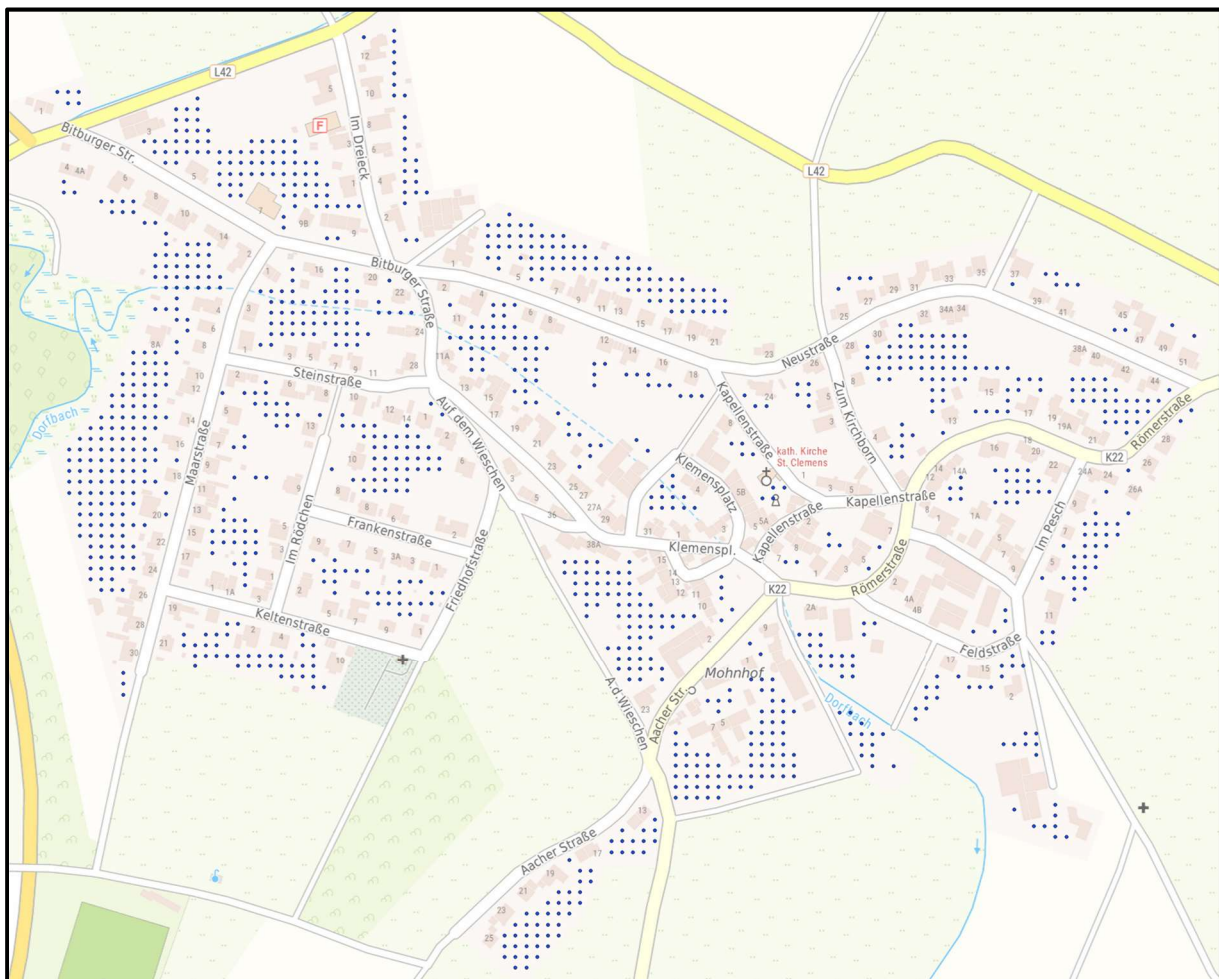


Abbildung 3-11: Potenzielle Standorte für Erdwärmesonden in der Gemeinde Newel<sup>42</sup>

Das flächenbasierte Potenzial von Methode 2 ist um den Faktor 2,8 größer als das bedarfsorientierte Potenzial von Methode 1. Dies zeigt, dass der Wärmebedarf der VG vollständig mit

<sup>42</sup> Eigene Darstellung auf Basis der Karte TopPlusOpen des BKG

Erdwärmeheizungen gedeckt werden könnte.

## **Erdwärmekollektoren**

Erdwärmekollektoren stellen eine Alternative zu Erdwärmesonden, z. B. in wasserwirtschaftlich kritischen Gebieten, dar. Sie sammeln die im Erdreich gespeicherte Solarenergie zur Nutzung in Heizungssystemen. Dazu muss eine ausreichend große Fläche zur horizontalen Verlegung von Rohrschlangen (Erdwärmekollektoren) zur Verfügung stehen. Vorrangig sind hier neu zu erschließende oder bereits erschlossene Wohngebiete mit ausreichender Grundstücksfläche geeignet.<sup>43</sup> Die Erdkollektorfläche sollte etwa die 1,5 bis 2-fache Größe der zu beheizenden Wohnfläche aufweisen.<sup>44</sup> Für ein Niedrigenergiehaus mit 150 m<sup>2</sup> Wohnfläche müssten also etwa 300 m<sup>2</sup> Rohrschlangen verlegt werden. Die Einbautiefe für die Rohrschlangen beträgt ca. 1,50 m. Die Kollektoren müssen für etwaige Reparaturen zugänglich bleiben und dürfen nicht überbaut werden. Da die Wärmequelle im Wesentlichen aus gespeicherter Solarstrahlung stammt, sollte die Erdoberfläche möglichst frei von Verschattung durch Sträucher, Bäume oder angrenzende Gebäude sein.<sup>45</sup> In der Regel sind Kollektoren nicht genehmigungs-, sondern lediglich anzeigepflichtig.<sup>46</sup>

Abbildung 3-12 zeigt die Eignung der Böden für Erdwärmekollektoren in der VG Trier-Land. Die Datenbasis bildet der Aufbau der Böden bis in eine Tiefe von 2 m. Die höchste Eignung haben grund- und staunasse Böden, aufgrund ihrer hohen Wärmeleitfähigkeit. Tiefgründige Böden ohne Vernässung weisen eine mittlere Eignung aus. Weniger geeignet sind flachgründige Böden mit anstehendem Gestein oder Schutt oberhalb von 1,2 m Tiefe. Dieser Bodentyp dominiert in der VG Trier-Land, mit einem Flächenanteil von ca. 90%. Die restlichen 10% entfallen auf tiefgründige Böden ohne Vernässung.

---

<sup>43</sup> Vgl. Burkhardt, Kraus 2006: S. 69.

<sup>44</sup> Vgl. Wesselak, Schabbach: 2009, S. 308.

<sup>45</sup> Vgl. Burkhardt, Kraus 2006, S. 69.

<sup>46</sup> Vgl. Bundesverband Wärmepumpe e.V. (o. J.).

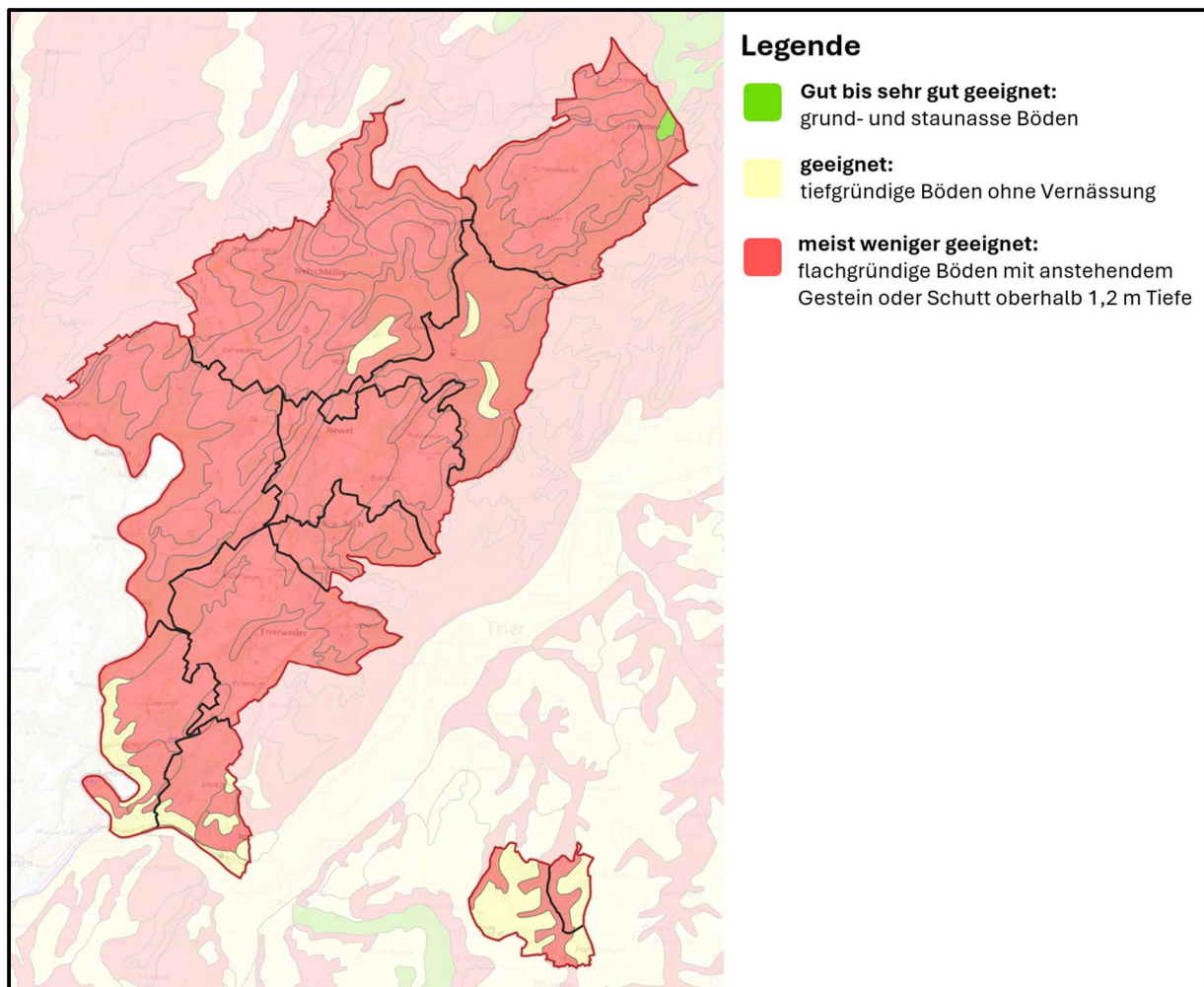


Abbildung 3-12: Bodeneignung für Erdwärmekollektoren<sup>47</sup>

Abbildung 3-13 zeigt die wasserwirtschaftliche und hydrogeologische Standortbewertung für den Bau von Erdwärmekollektoren in der VG Trier-Land. In Abhängigkeit von der Erlaubnisfähigkeit und der Beteiligung von Fachbehörden ist die Fläche in 3 Kategorien unterteilt:

- Anzeigepflichtig
- Erlaubnispflichtig
- Antragsablehnung

Standorte der ersten Kategorie befinden sich außerhalb von Gebieten mit geringem Flurabstand und außerhalb wasserwirtschaftlich sensibler Bereiche. Der Begriff Flurabstand bezeichnet hierbei den Höhenunterschied zwischen Erdoberfläche und Grundwasseroberfläche. Für Bau und Betrieb von Erdwärmekollektoren ist eine wasserrechtliche Anzeige ausreichend.

Standorte der zweiten Kategorie befinden sich in einem Gebiet mit geringem Flurabstand und/oder hoher wasserwirtschaftlicher Sensibilität. Bau und Betrieb von Erdwärmekollektoren erfordern daher im Vorfeld zwingend eine wasserrechtliche Erlaubnis.

<sup>47</sup> Eigene Darstellung unter Nutzung des WMS-Dienstes des Landesamtes für Geologie und Bergbau RLP, <http://www.lgb-rlp.de/>

Mit der dritten Kategorie werden wasserwirtschaftlich besonders sensible Standorte ausgewiesen. Der Bau und der Betrieb von Erdwärmekollektoren ist an diesen Standorten nicht zulässig.

Die Fläche der VG Trier-Land verteilt sich überwiegend auf die ersten beiden Kategorien.

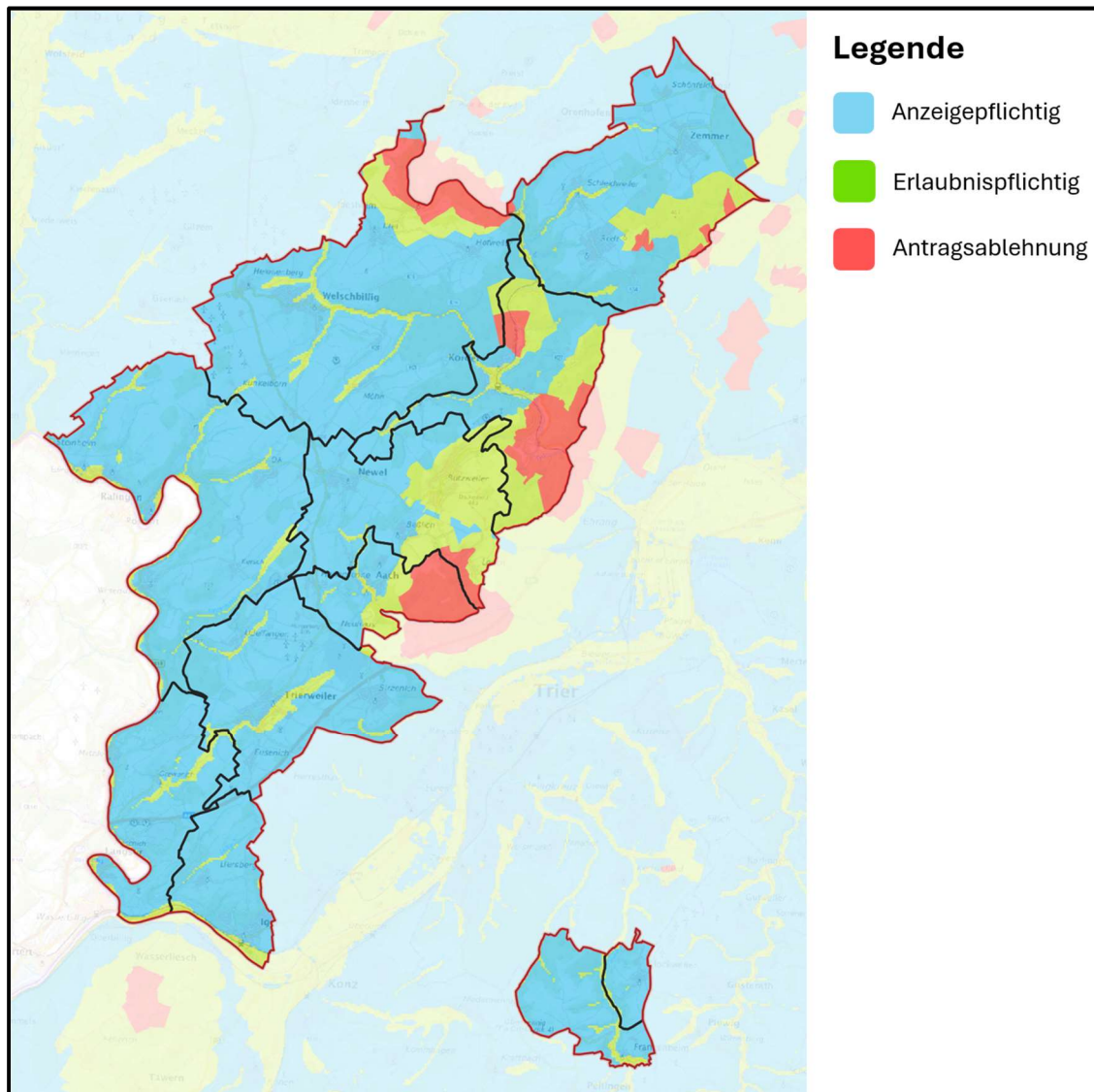


Abbildung 3-13: Standortbewertung Erdwärmekollektoren<sup>48</sup>

### 3.5.2 Tiefengeothermie

Als Tiefengeothermie wird die Erdwärmenutzung aus einem Bereich unterhalb von 400 Metern der Erdoberfläche bezeichnet. Grundsätzlich ist das Wärmepotenzial aus tiefen Erdschichten unbegrenzt vorhanden. Eine nachhaltige Erschließung ist jedoch nur unter bestimmten Rahmenbedingungen möglich. Eine erschöpfende Potenzialerhebung zur Ermittlung der Tiefengeothermiepoteziale kann nicht Bestandteil dieser Potenzialerhebung sein. Dazu bedarf es

<sup>48</sup> Eigene Darstellung unter Nutzung des WMS-Dienstes des Landesamtes für Geologie und Bergbau RLP, <http://www.lgb-rlp.de/>

geologischer Untersuchungen bzw. einer umfassenden Auswertung vorhandener Daten.

Eine erste Einordnung des Gebietes lässt sich über das Kartenmaterial aus dem Endbericht zum Projekt "*Geothermieatlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie*" vornehmen. Dieses deckt u. a. das hydrothermische und petrothermische Potenzial der tiefen Geothermie in Deutschland ab, siehe Abbildung 3-14. Beim hydrothermischen Potenzial handelt es sich um die Wärmeenergie in unterirdischen Wasserreservoirs oder Aquiferen, beim petrothermischen Potenzial um die Wärmeenergie im heißen Gestein. Die Lage der VG Trier-Land wurde in der Karte nachträglich mit einem roten Kreis markiert. Dieser zeigt eine Lage außerhalb der privilegierten Regionen für die tiefe Geothermie. Eine Projektentwicklung in diesem Feld ist damit jedoch nicht grundsätzlich ausgeschlossen.

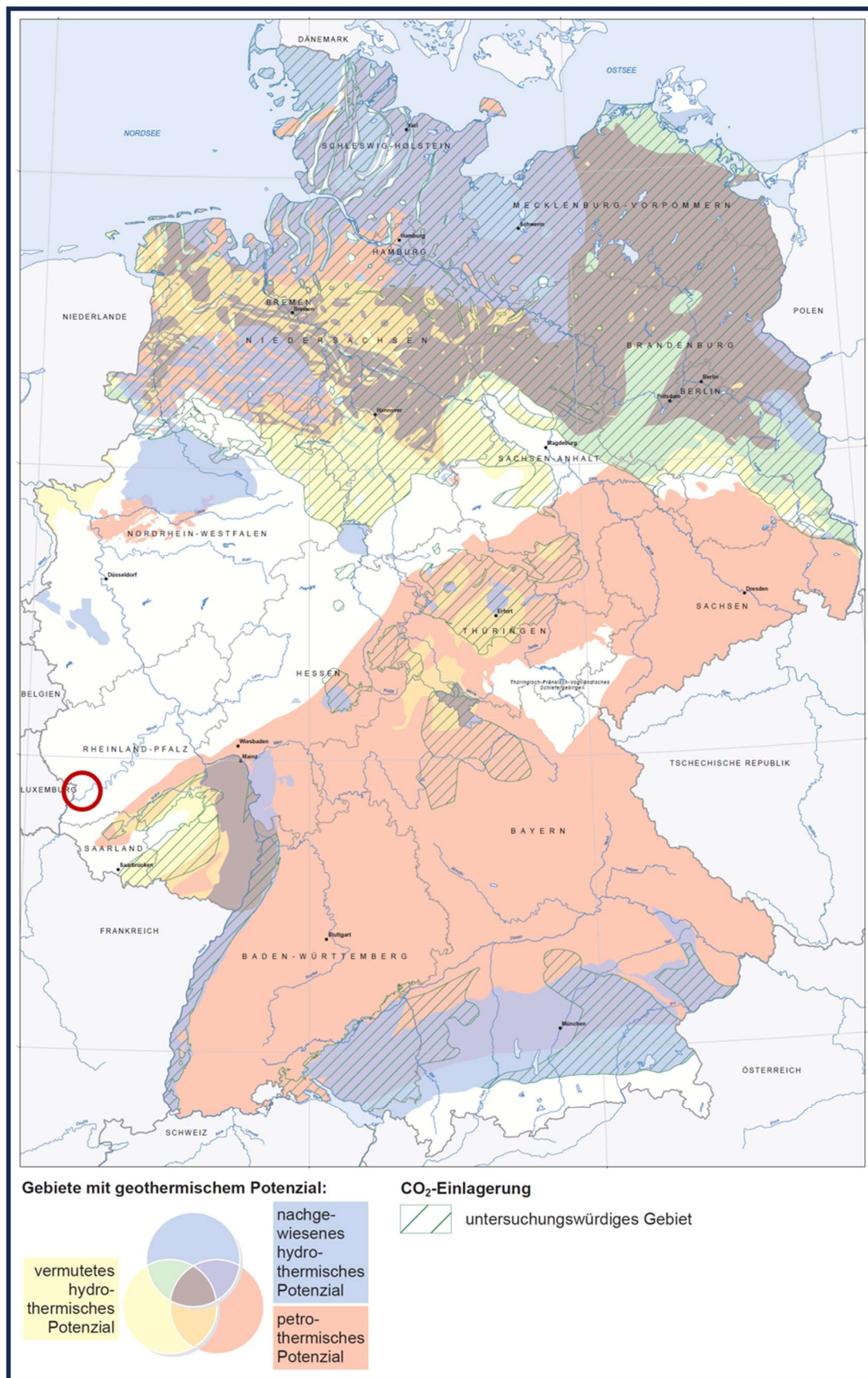


Abbildung 3-14: Potenzial der tiefen Geothermie in Deutschland<sup>49</sup>

Die mitteltiefe Geothermie stellt eine Sonderform dar, welche die Erdwärme in etwa

<sup>49</sup> Vgl. Leibnitz Institut für Angewandte Geophysik / Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2013)

400 - 2.000 m Tiefe via Bohrungen erschließt. Damit erfolgt eine Genehmigung im Rahmen des Bergrechts. Im Gegensatz zur oberflächennahen Geothermie ist das Temperaturniveau häufig schon ausreichend, um direkt für die Gebäudeheizung genutzt zu werden. Für eine Stromgewinnung ist es i. d. R. jedoch nicht hoch genug. Anders als bei der klassischen Tiefengeothermie kann die Wärmeübertragung aus dem Erdreich über geschlossene Systeme (z. B. Koaxialsonden) erfolgen, sodass kein Medienaustausch mit dem Grundwasser stattfindet. Mit diesen Vorteilen eignet sich die mitteltiefe Geothermie besonders für größere, z. B. kommunale, Gebäude wie Schulen oder aber für Quartierslösungen und Wärmenetze.<sup>50</sup>

Die nachfolgend bereitgestellten Informationen basieren auf Recherchen zu bereits umgesetzten Projekten, wobei die technischen und wirtschaftlichen Parameter (Bohrtiefe, Wärmeleistung, Bohrkosten) stark zwischen den Projekten variieren. Es kann die Aussage getroffen werden, dass Projekte im Bereich mitteltiefer Geothermie und Tiefengeothermie selten miteinander vergleichbar sind, da die lokalen Gegebenheiten enormen Einfluss auf die Projekte haben.

### **Mitteltiefe Geothermie als geschlossenes System (Erdsonden)**

Mitteltiefe SONDENSYSTEME erreichen i. d. R. Tiefen zwischen 1.000 und 2.000 m, wobei es auch Beispiele für Erdsonden in knapp 3.000 Metern Tiefe gibt. Ein Vorteil sind die höheren Vorlauftemperaturen (in 1.000 m Tiefe ca. 30 bis 50 °C, in 2.000 m Tiefe 60 bis 70 °C) sowie die hohe Entzugsleistung bei geringer Flächenbeanspruchung an der Oberfläche. Bei 1.000 m Tiefe können je nach Untergrundbeschaffenheit durchschnittlich zwischen 100 bis 150 kW Wärmeleistung generiert werden, bei 2.000 m Tiefe zwischen 150 und 300 kW Wärmeleistung. Auch hier gilt, dass die Untergrundbeschaffenheit enormen Einfluss auf die Entzugsleistung aufweist, sodass die letztendliche Wärmeleistung stark nach unten oder oben abweichen kann. Ein Vorteil der SONDENSYSTEME ist, dass kein Medienaustausch im Untergrund stattfindet und die hydrogeologischen Risiken daher gering sind.

### **Mitteltiefe Geothermie als offenes System (hydrothermale Systeme)**

Offene Systeme zeichnen sich durch mindestens zwei Bohrungen (Dublekken) aus, bei denen Heißwasser aus unterirdischen Thermalquellen an die Oberfläche befördert, über einen Wärmetauscher geführt und anschließend wieder in den Boden eingebracht wird. Voraussetzung hierfür sind vorhandene Heißwasserquellen, welche direkt angezapft werden können.

Mit offenen Systemen sind i. d. R. höhere Wärmeleistungen und Vorlauftemperaturen möglich als dies bei geschlossenen SONDENSYSTEMEN der Fall ist. Je nach vorgefundener Heißwassertemperatur ist über die direkte Wärmeversorgung (ohne Wärmepumpen) hinaus auch eine

---

<sup>50</sup> Vgl. Vortrag Thomas Neu, proG.E.O Ingenieurgesellschaft mbH.

Stromerzeugung möglich, beispielsweise mit ORC-Turbinen. Voraussetzung hierfür sind Quelltemperaturen von mindestens 100 °C.

Mitteltiefe, offene Systeme können Wärmeleistungen zwischen 500 kW und mehreren Megawatt aufweisen, zudem sind sie grundlastfähig und können ganzjährig Wärme bereitstellen. Sie eignen sich daher ideal für die Versorgung von Wärmenetzen.

### **Zusammenfassung der Geothermiefpotenziale**

Eine Quantifizierung des oberflächennahen Geothermiefpotenzials erfolgte im Rahmen dieser Untersuchung über den Bedarf der Wohngebäude (ca. 100.000 MWh) und über das Platzangebot für Sondenbohrungen auf der bebauten Siedlungsfläche (ca. 277.000 MWh). Die Gegenüberstellung der beiden Ergebnisse zeigt, dass der Wärmebedarf der VG rein über Erdwärmehheizungen gedeckt werden könnte. Die Erschließung wird in weitaus geringerem Maße stattfinden, da die Geothermie mit weiteren erneuerbaren Energieträgern einen Mix der künftigen Wärmebereitstellung bilden wird.

Bei der Nutzung oberflächennaher Geothermie für die Gebäudeheizung ist die für die Temperaturerhöhung erforderliche elektrische Hilfsenergie zu beachten. Diese fällt aber deutlich geringer aus als bei Luft-Wärmepumpen, welche mit dem weitaus geringeren Temperaturniveau der Außenluft („Umweltwärme“) operieren. Der Kauf von Erdwärmepumpen wird über die „Bundesförderung für effiziente Gebäude (BEG)“ der Bundesregierung finanziell gefördert. Viele Energieversorgungsunternehmen bieten darüber hinaus einen vergünstigten Stromtarif für den Betrieb von Wärmepumpen an.

Die wesentlichen Prüfkriterien für einen sinnvollen Einsatz von Erdwärmepumpen lassen sich folgendermaßen zusammenfassen:

1. Keine hydrogeologischen Ausschlusskriterien am Standort
2. Ausreichend Platzangebot für die Bohrung(en) oder Verlegung der Kollektoren
3. Möglichst niedrige Systemtemperaturen des Heizungssystems (< 60 °C)

Bei der tiefen Geothermie liegt die VG Trier-Land außerhalb der dafür privilegierten Regionen. Eine Projektentwicklung ist in diesem Feld damit jedoch nicht kategorisch ausgeschlossen. Eine Konkretisierung tiefegeothermischer Anwendungen erfordert Fachuntersuchungen und bergrechtliche Genehmigungsverfahren. Mit der mitteltiefen Geothermie bietet sich eine Nutzungsform für kommunale Gebäude und Wärmenetze an, die weniger risikobehaftet ist, aber auf die Wärmenutzung beschränkt bleibt.

Die Erkenntnisse bzw. Einschränkungen aus der Potenzialanalyse sind im Szenario für die

künftige Gebäudeheizung berücksichtigt.

## 4 Potenzialanalyse zur Energieeinsparung und -effizienz

### 4.1 Energieeffizienzpotenziale der privaten Haushalte

In der VG Trier-Land befinden sich im Basisjahr 2022 (Status Quo) 7.652 Wohngebäude.<sup>51</sup> Die Wohngebäudestruktur teilt sich dabei in 74 % Einfamilienhäuser, 17 % Zweifamilienhäuser und 9 % Mehrfamilienhäuser. Je nach Baualtersklasse und Nutzerverhalten weisen die Gebäude einen differenzierten Strom- und Heizwärmebedarf (HWB) auf.

In der folgenden Abbildung werden beispielhaft die möglichen Wärmeverluste eines unsanier-ten Wohngebäudes aufgezeigt:

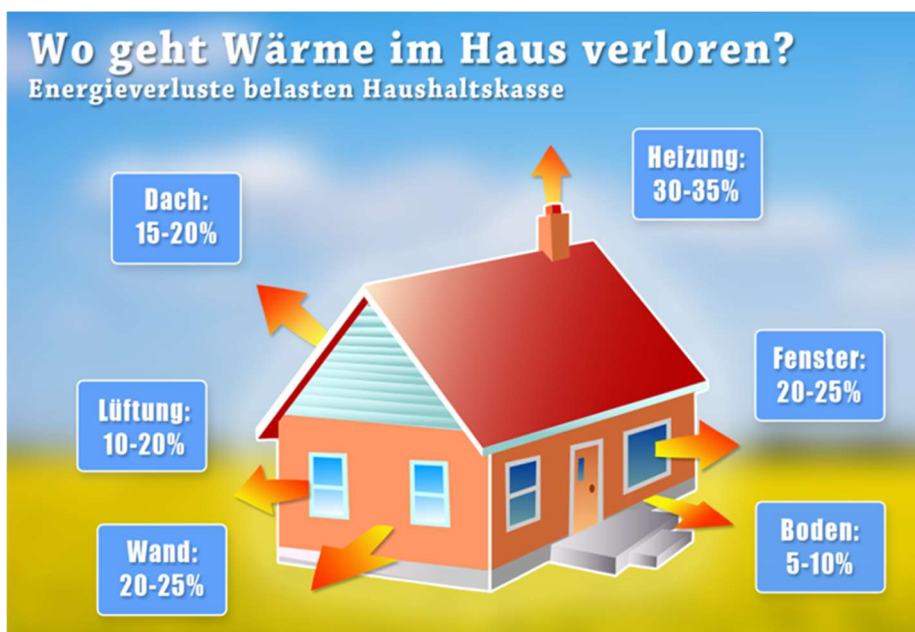


Abbildung 4-1: Energieverluste bei der Wärmeversorgung bestehender Wohngebäude<sup>52</sup>

Eine Studie des IWU zeigt deutschlandweit das enorme Sanierungsdefizit der Ein- und Zweifamilienhäuser auf, die vor 1978 errichtet wurden. Demnach sind erst bei 35,1 % der Gebäude die Außenwände, bei 59,1 % die oberste Geschossdecke bzw. die Dachfläche, bei 16,3 % die Kellergeschossdecke und erst bei ca. 10 % der Gebäude die Fenster nachträglich gedämmt bzw. ausgetauscht worden.<sup>53</sup> Der Heizwärmebedarf kann durch energetische Sanierungsmaßnahmen und dem Einsatz von effizienter Heizungstechnik, wie in der vorangegangenen Grafik abgebildet, stark reduziert werden.

Im Wärmebereich wurde für die privaten Haushalte im Basisjahr 2022 ein Gesamtwärmebedarf in Höhe von rund 169.500 MWh/a ermittelt.

<sup>51</sup> Stat. Ämter des Bundes und der Länder (o. J.)

<sup>52</sup> Eigene Darstellung in Anlehnung an Leibnitz-Institut für Informationsinfrastruktur GmbH (FIZ Karlsruhe), ohne Datum

<sup>53</sup> Institut Wohnen und Umwelt (IWU) (2016), S. 44f.

Für die privaten Haushalte wurde im Rahmen der Ist-Analyse ein Stromverbrauch in Höhe von ca. 35.760 MWh/a ermittelt, dessen Aufteilung in der folgenden Abbildung 4-2 verdeutlicht wird. Für die privaten Haushalte wurden die einzelnen Verbraucher nicht spezifisch berechnet. Die folgenden Berechnungen beziehen sich auf eine durchschnittliche Aufteilung nach der WWF-Studie „Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050“.<sup>54</sup>

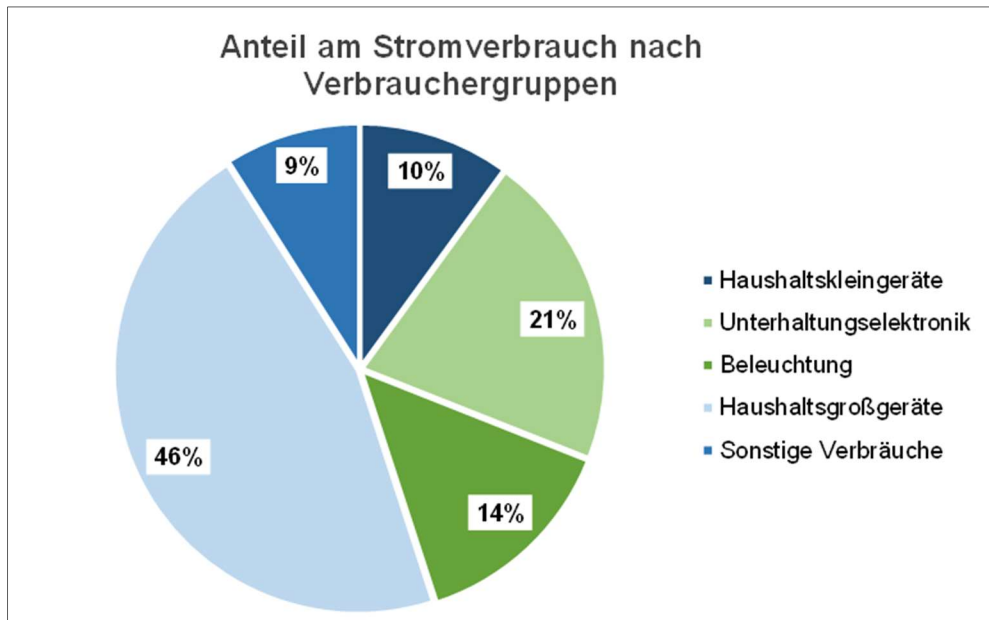


Abbildung 4-2: Anteile Nutzenergie am Stromverbrauch; eigene Darstellung nach WWF Modell Deutschland<sup>55</sup>

Obenstehende Abbildung verdeutlicht, dass Haushaltsgroßgeräte wie Kühlschrank, Waschmaschine und Spülmaschine den größten Anteil am Stromverbrauch ausmachen, da sie hohe Betriebsstunden bzw. Anschlussleistungen aufweisen.

Einsparungen können durch den Austausch alter Geräte gegen effiziente Neugeräte erzielt werden. Hierbei bietet die EU den Verbrauchern eine Orientierung durch das EU-Energie-Label. Neben dem Energieverbrauch informiert das Label über das herstellende Unternehmen und weitere technische Kennzahlen wie bspw. den Wasserverbrauch oder die Geräuschemissionen.

Der Stromverbrauch kann langfristig (bis 2045) um rund 21 % auf etwa 28.400 MWh reduziert werden.

## 4.2 Energieeffizienzpotenziale Gewerbe und Industrie

Der Wärmebedarf der Verbrauchergruppe GHD und Industrie beträgt im Jahr 2022 rund 38.700 MWh/a. Den größten Anteil an der Raumwärme haben Branchen wie Gesundheits-

<sup>54</sup> WWF (2009)

<sup>55</sup> Ohne elektrische Wärmeerzeugung

und Unterrichtswesen sowie der öffentliche Sektor mit Krankenhäusern, Altenheimen, Schulen und Verwaltungsgebäuden. Diese weisen, im Gegensatz zu Handels- und Handwerksbetrieben, durchschnittlich den höchsten Raumwärmebedarf auf. Es kann davon ausgegangen werden, dass ein Großteil des Wärmebedarfs im verarbeitenden Gewerbe auf die Prozesswärme entfällt.

Die Minderungspotenziale liegen auch hier in der energetischen Sanierung der Gebäude analog zu den privaten Haushalten. Der Wärmebedarf kann auf rund 25.000 MWh/a gesenkt werden, was einer Reduktion um ca. 35 % entspricht. Die Einsparungen werden durch die Umsetzung der gleichen Maßnahmen erreicht, wie sie für die privaten Haushalte beschrieben wurden (z. B. durch die Dämmung der Gebäudehüllen) sowie durch Maßnahmen im Bereich der Prozessoptimierung.

Die Verbrauchergruppe GHD und Industrie benötigt auf Basis der Ergebnisse der Ist-Analyse jährlich ca. 51.300 MWh Strom. Der Verbrauch setzt sich im Wesentlichen zusammen aus den Bedarfen für Bürogeräte, Beleuchtung und Strom für Anlagen und Maschinen (Produktion).

Im Bereich der Beleuchtung kann der Stromverbrauch reduziert werden, indem z. B. neben dem Einsatz von LED auch die Beleuchtungsanlagen optimiert und Spiegel zur Streuung des Tageslichts eingesetzt werden. Durch den Einsatz effizienterer Maschinen und Bürogeräte können langfristig etwa 5 % im Sektor GHD und Industrie eingespart werden. Die geringen Einsparpotenziale resultieren u. a. auf der Annahme, dass langfristig mit einem steigenden Strombedarf für Kühlen und Lüften zu rechnen ist.

#### **4.3 Energieeffizienzpotenziale kommunaler und kreiseigener Liegenschaften**

Die kommunalen Liegenschaften benötigen auf Basis der Ergebnisse der Ist-Analyse jährlich ca. 3.500 MWh Strom und 4.950 MWh Wärme. Die größten Energieverbraucher sind dabei der Wärmebedarf in den eigenen Liegenschaften sowie der Stromverbrauch für die Innen- und Straßenbeleuchtung. Zahlreiche weitere Anwendungsfelder, wie beispielsweise Informations- und Kommunikationstechnologien, bieten darüber hinaus erhebliche Energieeffizienzpotenziale.

In der folgenden Abbildung werden die spezifischen Verbrauchskennwerte ausgewählter Gebäude für Wärme und Strom (in kWh/m<sup>2</sup>\*a) den Vergleichswerten nach GEG gegenübergestellt. Hierbei wird auf der horizontalen Achse die prozentuale Abweichung im Wärmebereich und auf der vertikalen Achse die prozentuale Abweichung im Strombereich dargestellt. Die Größe der Kreise stellt den prozentualen Anteil des Energieverbrauchs der Gebäude am Gesamtenergieverbrauch der dargestellten Gebäude dar.

Das Ziel ist der Vergleich und die Bewertung von Gebäuden gleicher Art und Nutzung (z. B. Schulen) mit unterschiedlichen Größen und an unterschiedlichen Standorten. Die Wärmeverbräuche wurden außerdem witterungsbereinigt und beziehen sich auf die berechneten Nutzflächen der jeweiligen Gebäude. Nutzerverhalten oder Belegungszeiten der Gebäude werden in der Betrachtung nicht berücksichtigt. Je höher die Abweichung vom Vergleichswert, desto größer ist das mögliche Einsparpotenzial. Da keine Angaben zu Lüftungsanlagen etc. vorliegen, fehlen diese Angaben bei der Berechnung der Vergleichskennwerte, wodurch die Abweichung höher ausfallen kann, falls eine solche Anlage im Gebäude existiert. Bei Liegenschaften mit mehreren Gebäuden (z. B. Schulgebäude, Turnhalle, Mensa) aber nur einem Zähler können die verschiedenen Nutzungsbereiche energetisch nicht voneinander getrennt werden. Der Kennwertevergleich ist in dem Fall nur bedingt möglich und liefert bestenfalls eine grobe Einordnung.

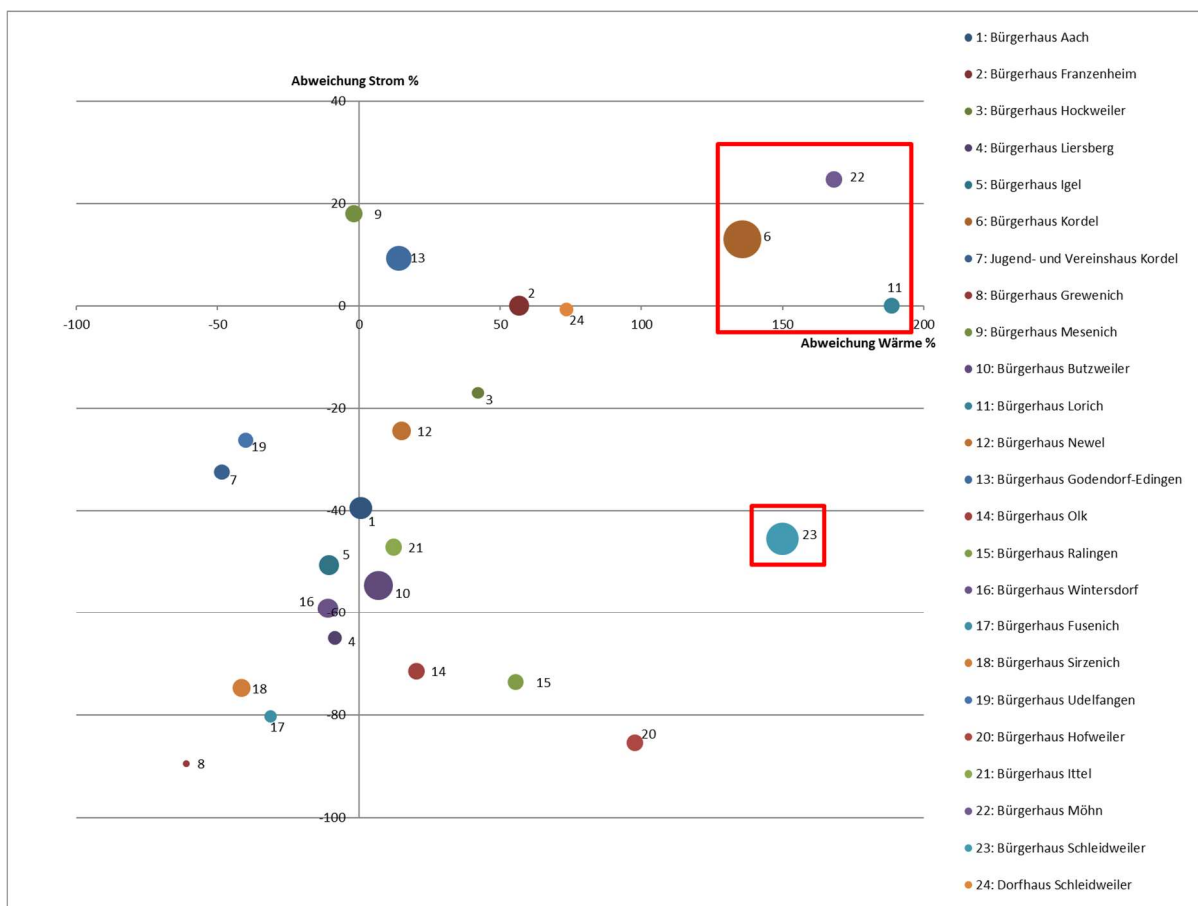


Abbildung 4-3: Kennwertevergleich der Bürgerhäuser

Die untersuchten Gebäude weisen überwiegend einen geringeren bzw. leicht erhöhten Strom- und Wärmeverbrauch auf. Beim Bürgerhaus Kordel, dem Bürgerhaus Lorch, dem Bürgerhaus Möhn und dem Bürgerhaus Schleidweiler liegt die Abweichung beim Wärmeverbrauch deutlich über dem entsprechenden Vergleichskennwert.

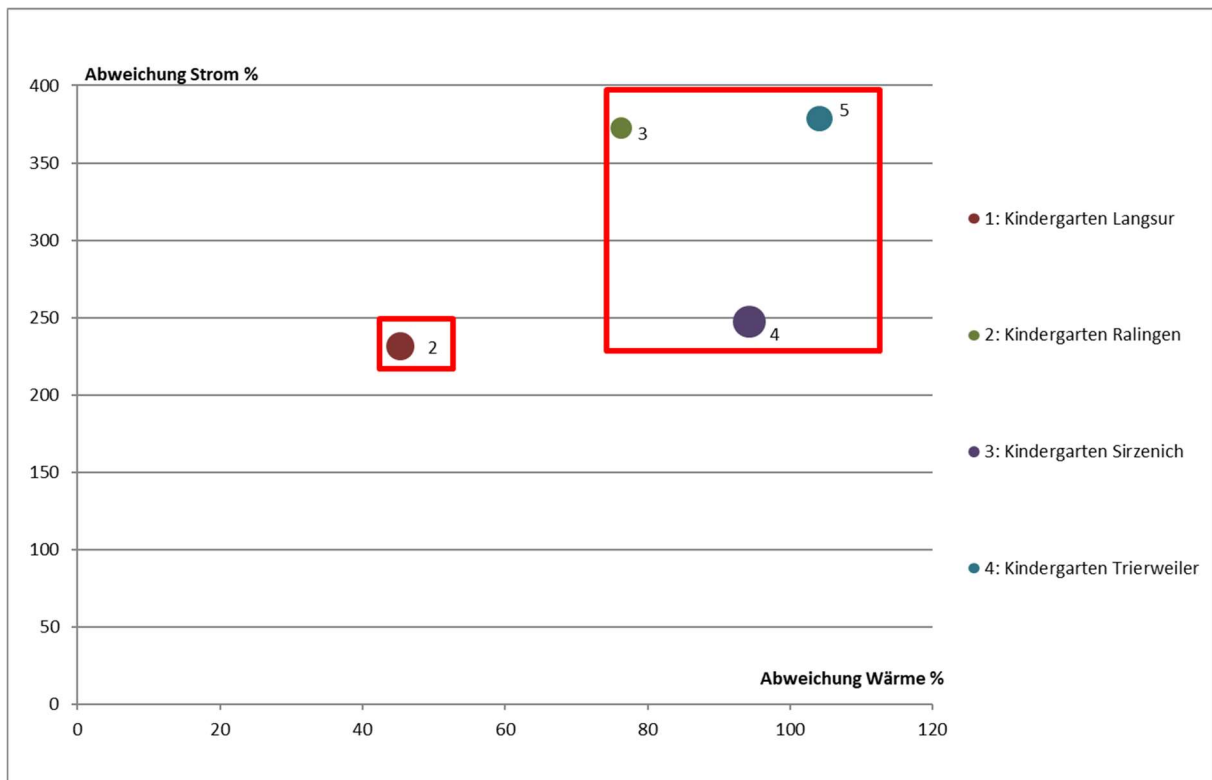


Abbildung 4-4: Kennwertevergleich Schule und Kindergarten

Der Kindergarten Langsur, der Kindergarten Ralingen, der Kindergarten Sirzenich und der Kindergarten Trierweiler liegen deutlich über dem Vergleichskennwert für Strom, zudem liegen die Wärmeverbräuche des Kindergartens Sirzenich und des Kindergartens Trierweiler deutlich über dem Vergleichskennwert.

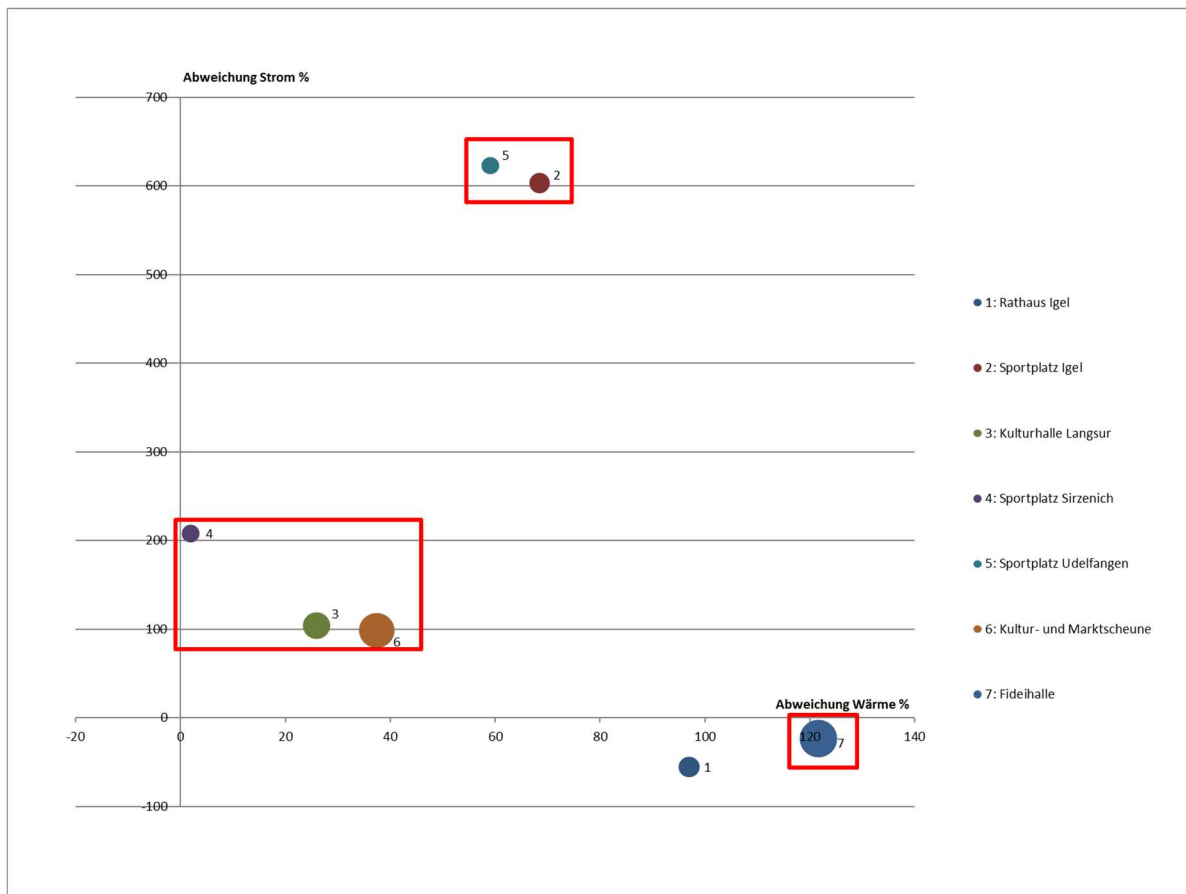


Abbildung 4-5: Kennwertevergleich sonstige Gebäude

Das Rathaus Igel und die Fideihalle liegen mit ihrem Wärmeverbrauch deutlich über dem entsprechenden Vergleichskennwert. Bei der Kulturhalle Langsur, dem Sportplatz Sirzenich und der Kultur- und Markthalle liegt der Stromverbrauch deutlich über dem Vergleichskennwert. Bei den Sportplätzen Igel und Udelfangen liegt der Stromverbrauch jeweils ca. 600 % über dem Vergleichskennwert.

## 5 Szenario der Energie- und Treibhausgasbilanz

Mit dem Ziel, ein auf den regionalen Potenzialen des Betrachtungsgebietes aufbauendes Szenario der zukünftigen Energieversorgung und die damit verbundenen Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2045 abzubilden, werden an dieser Stelle die Bereiche Strom und Wärme hinsichtlich ihrer Entwicklungsmöglichkeiten in den Verbrauchs- und Versorgungsstrukturen analysiert.

Die zukünftige Wärme- und Strombereitstellung wird auf der Grundlage ermittelter Energieeinsparpotenziale (vgl. Kapitel 4) und Potenziale regenerativer Energieerzeugung (vgl. Kapitel 0) errechnet.

### 5.1 Betrachtete Szenarien

Die Entwicklungsmöglichkeiten der Verbandsgemeinde Trier-Land bis zum Jahr 2045 hinsichtlich ihrer Strom- und Wärmeversorgung werden anhand von zwei Szenarien dargestellt:

- Trendszenario (Trend)
- Klimaschutzszenario (Klima)

In beiden Szenarien wird der Ausbau Erneuerbarer Energien, die Umsetzung von Energieeffizienzmaßnahmen sowie eine Reduktion der Treibhausgase forciert. Beide Szenarien unterscheiden sich im Ausmaß der Energieeinsparung durch Sanierung und in der Zubaurate der Erneuerbare-Energien-Anlagen bis 2045.

Im Trendszenario erfolgt ein im Verhältnis zum Gesamtpotenzial gemäßigter Ausbau der Erneuerbaren Energien-Potenziale, der sich in Teilen an dem Zubau der vergangenen Jahre orientiert.

Das Klimaschutzszenario geht von einem stärkeren Ausbau der ermittelten Potenziale zur Erschließung der verfügbaren Erneuerbaren Energien aus. Die verfügbaren Potenziale werden in diesem Szenario bis zum Zieljahr 2045 so weit erschlossen, dass eine Klimaneutralität möglich ist.

Der sukzessive Ausbau der Potenziale „Erneuerbare Energieträger“ sowie die Erschließung der Energieeffizienzpotenziale erfolgt in den beiden Szenarien unter Berücksichtigung nachstehender Annahmen, die aus der Abstimmung mit der Verwaltung der Verbandsgemeinde Trier-Land hervorgegangen sind:

	Effizienz Private Haushalte		PV-FFA	PV-Dach	Solarthermie	Biomasse Festbrennstoffe	Biogas	Windkraft	Wasserkraft	Umweltwärme (Wärmepumpe)
Trendscenario	0,7%	jährlich Sanierungsquote des privaten Wohngebäude- bestands  mit dieser Sanierungsquote ist eine Wärmeverbrauchs- minderung um ca. 12% bis 2045 ggü. 2022 möglich	20%	40%	15%	100%	30%	45%	100%	--%*
	Sanierung von 43 Gebäuden/a (entspricht ca. 13% des Gesamtbestandes)		17.100 MWh/a	130.800 MWh/a	2.800 MWh/a	34.200 MWh/a	39.600 MWh/a (Thermisch und Elektrisch)	189.200 MWh/a	900 MWh/a	39.000 MWh/a
Klimaschutzscenario	1,4%	jährlich Sanierungsquote des privaten Wohngebäude- bestands  mit dieser Sanierungsquote ist eine Wärmeverbrauchs- minderung um ca. 22% bis 2045 ggü. 2022 möglich	20%	40%	15%	100%	30%	100%	100%	--%*
	Sanierung von 87 Gebäuden/a (entspricht ca. 26% des Gesamtgebäude- bestandes)		17.100 MWh/a	130.800 MWh/a	2.800 MWh/a	34.200 MWh/a	39.600 MWh/a (Thermisch und Elektrisch)	416.300 MWh/a	900 MWh/a	70.200 MWh/a
										*Keine Quantifizierung des möglichen Potenzials. Bilanzieller Ausbau im Szenario.

Die Prozentzahlen geben den Ausbaugrad bezogen auf das in der Potenzialanalyse ermittelte Gesamtvolumen an.

Abbildung 5-1: Erschließung der jeweiligen Potenziale pro Szenario

Die in obenstehender Tabelle aufgezeigte Entwicklung ermöglicht es in den nächsten Arbeitsschritten, die Auswirkungen der unterschiedlichen Zubau- bzw. Erschließungsraten auf die Energie- und Treibhausgasbilanz und die Regionale Wertschöpfung (vgl. Kapitel 6) abzubilden.

Das Klimaschutz- und das Trendszenario unterscheiden sich im Wesentlichen durch den Umfang des Ausbaus an Erneuerbaren Energien im Strom- und Wärmebereich und in der Sanierungsquote der privaten Haushalte. Im Trendszenario wurde eine Sanierungsquote von 0,7 % angenommen, im Klimaschutzenszenario dagegen liegt die Sanierungsquote bei 1,4 %. In den beiden Entwicklungsszenarien wurde darüber hinaus die vollständige Erschließung der in Kapitel 4 dargestellten Einspar- und Effizienzpotenziale aller weiteren Sektoren zugrunde gelegt. Des Weiteren wurde bis 2045 eine Sektorenkopplung für Wärme und Verkehr angestrebt, welche zum Tragen kommt, sobald die Stromproduktion aus regenerativen Anlagen den angenommenen Stromverbrauch überschreitet.

## **5.2 Struktur der Strombereitstellung bis zum Jahr 2045**

Im Jahr 2022 (Startbilanz) kann die Verbandsgemeinde Trier-Land ihren Stromverbrauch zu ca. 110 % aus regionalen Erneuerbaren Energien decken. Ein weiterer Ausbau ist in beiden Szenarien jedoch unbedingt erforderlich, um die THG-Minderungsziele, eine stabile regenerative Versorgung im Stromsektor und darüber hinaus die Versorgung anderer Bereiche, wie Wärme und Verkehr (Sektorenkopplung), zu erreichen.

Dabei wird sich das Verhältnis zwischen Stromverbrauch und Stromerzeugung verändern. Technologische Fortschritte und gezielte Effizienz- und Einsparmaßnahmen können bis zum Jahr 2045 zu enormen Einsparpotenzialen innerhalb der verschiedenen Stromverbrauchssektoren führen. Im gleichen Entwicklungszeitraum wird der oben beschriebene Umbau der Energiesysteme jedoch auch eine steigende Stromnachfrage induzieren, wie die folgende Abbildung 5-2 zeigt:

## Entwicklung des Stromverbrauchs inklusive Sektorenkopplung

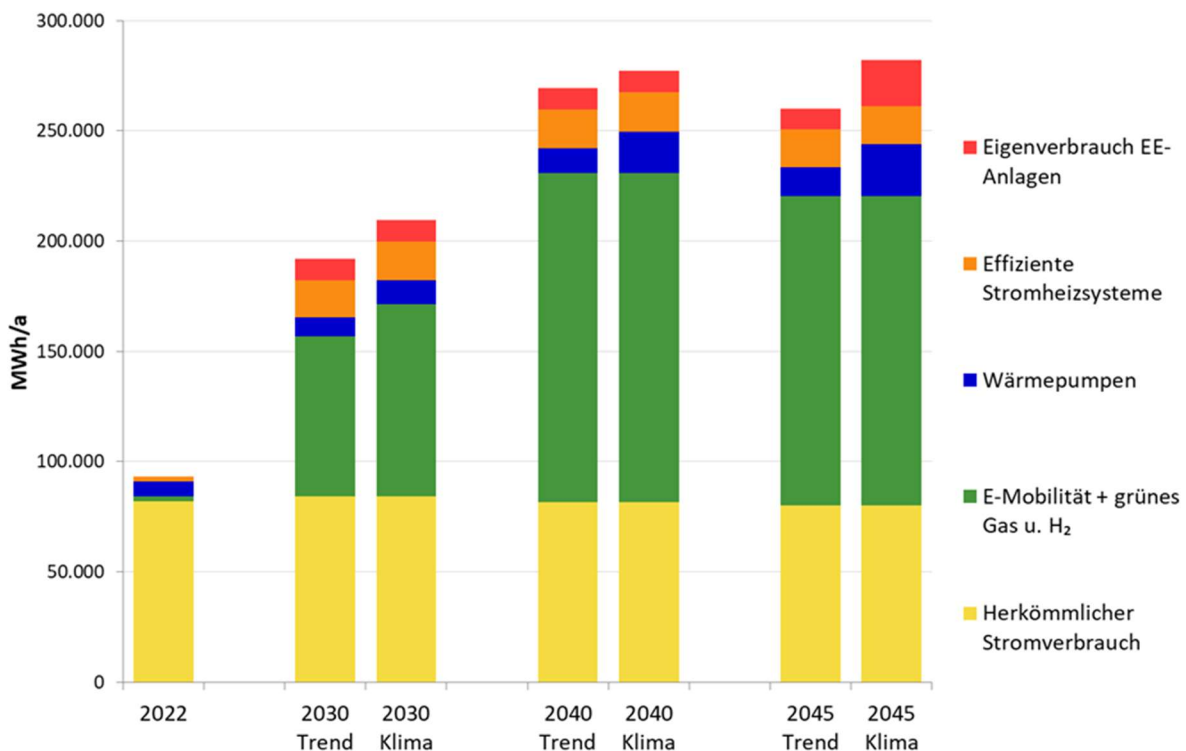


Abbildung 5-2: Entwicklung und Struktur des Stromverbrauchs inklusive Sektorenkopplung bis 2045

Zwei wesentliche Faktoren führen zu einem deutlich erhöhten Strombedarf:

- Die Entwicklungen im Verkehrssektor (Verschiebung hin zu Elektromobilität) und im Wärmesektor (gesteigerte Nutzung von z. B. Wärmepumpen)
- Der Eigenstrombedarf regenerativer Stromerzeugungsanlagen

Dennoch wird, wie die untenstehende Abbildung 5-3 zeigt, durch den Zubau von Erneuerbaren-Energien-Anlagen in beiden Szenarien durchgehend über alle Jahre eine Deckung des Strombedarfs zu mehr als 100 % erreicht. Die dezentrale Stromproduktion stützt sich dabei hauptsächlich auf einen regenerativen Mix der Energieträger Wind und Sonne<sup>56</sup>.

<sup>56</sup> An dieser Stelle soll darauf hingewiesen werden, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen aufgrund ihrer dezentralen und fluktuierenden Strom- und Wärmeproduktion besondere Herausforderungen an die Energiespeicherung und Abdeckung von Grund- und Spitzenlasten im Verteilnetz mit sich bringen. Intelligente Netze und Verbraucher werden in Zukunft in diesem Zusammenhang unerlässlich sein. Um die forcierte dezentrale Stromproduktion im Jahr 2045 zu erreichen, ist folglich der Umbau des derzeitigen Energiesystems unabdingbar.

### Gesamtstromverbrauch und regenerative Stromerzeugung auf dem Gebiet der VG Trier-Land im Zeitverlauf

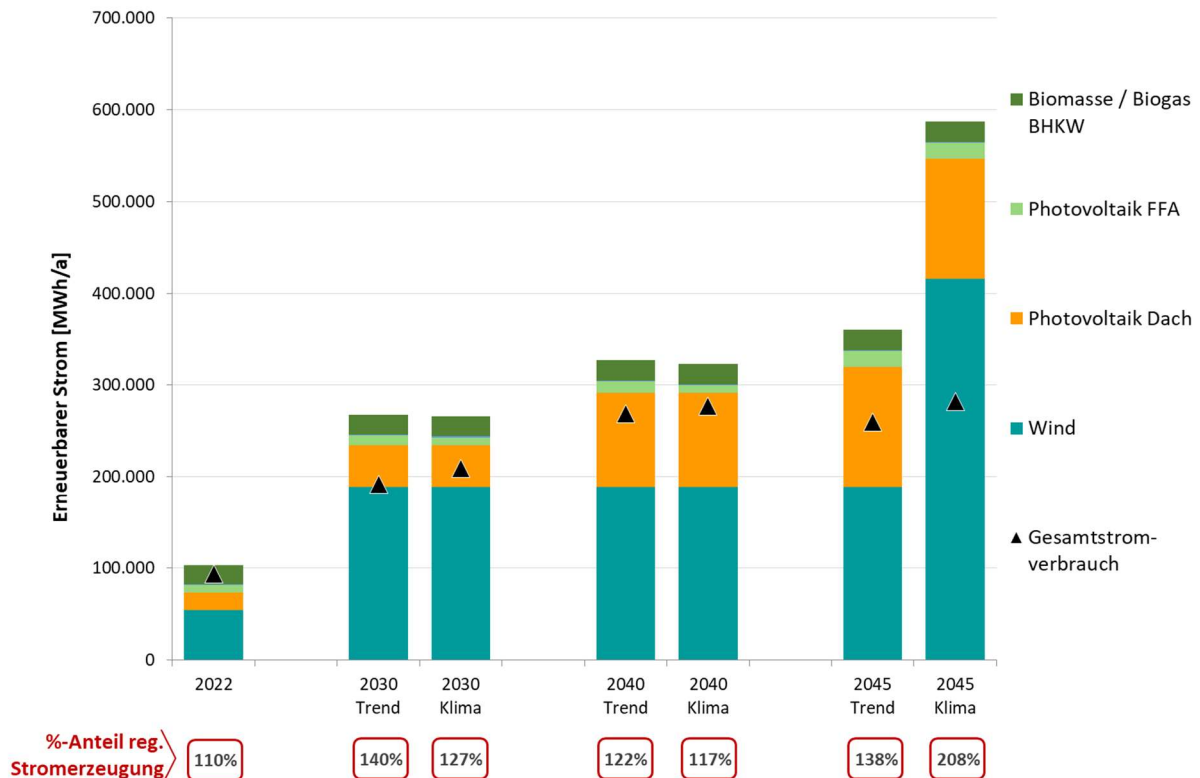


Abbildung 5-3: Entwicklung der regenerativen Stromversorgung bis zum Jahr 2045

### 5.3 Struktur der Wärmebereitstellung bis zum Jahr 2045

Die EE-Deckung des Wärmebedarfs im Jahr 2022 liegt mit ca. 15 % weit unter dem EE-Anteil im Stromsektor, u. a. weil die Bereitstellung regenerativer Wärme eine große Herausforderung darstellt. Aufgrund der im Trendszenario getroffenen Annahmen, dass die in den letzten Jahren neu installierten Öl-Brennwertkessel nur zögerlich durch Erneuerbare Energien ersetzt werden und die Sanierung von Wohngebäuden geringer ausfällt, kann im Jahr 2045 nur ein Anteil von 66 % durch erneuerbare Energien gedeckt werden, wie die folgende Abbildung 5-4 zeigt. Im Klimaschutzszenario kann durch die Nutzung der regionalen Potenziale, inkl. Einbezug von regenerativem Strom als Wärmeenergieträger (Sektorenkopplung), der Errichtung von Nahwärmenetzen und der Erschließung der Effizienzpotenziale (bspw. durch die Steigerung der Sanierungsquote von privaten Wohngebäuden) eine Versorgung zu 100 % mit Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2045 erreicht werden.

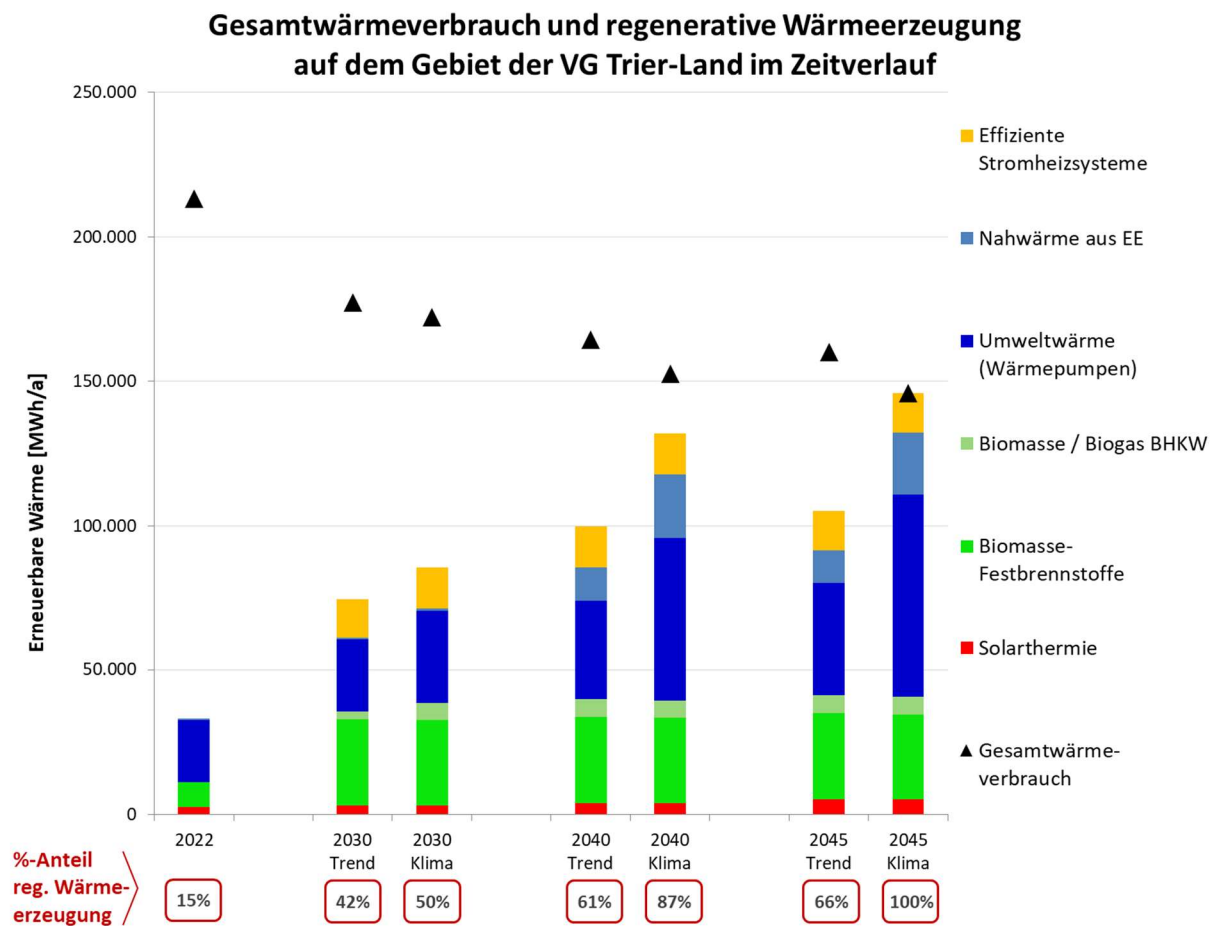


Abbildung 5-4: Entwicklung der regenerativen Wärmeversorgung bis zum Jahr 2045

Der Anteil der Biomasse zur Wärmebereitstellung steigt bis 2045 gegenüber dem heutigen Stand, da die Nutzung des vorhandenen Potenzials optimiert wird. In Bezug auf die Solarpotenzialanalyse ist eine Heizungs- und Warmwasserunterstützung durch den Ausbau von Solarthermieranlagen auf Dachflächen privater Wohngebäude eingerechnet. Außerdem wird davon ausgegangen, dass die technische Heizungssanierung den Ausbau oberflächennaher Geothermie in Form von Wärmepumpen und auch Luft-Wasser Wärmepumpen begünstigt. Durch den Ausbau Erneuerbarer-Energien-Anlagen, bei gleichzeitiger Erschließung der Effizienzpotenziale, kann bis zum Jahr 2030 in beiden Szenarien eine Steigerung des EE-Anteils auf etwa 42 % (Trend) bzw. 50 % (Klima) erreicht werden. Dieser Anteil kann durch den weiteren Ausbau und das Hinzukommen von Sektorenkopplung (regenerativer Strom als Wärmeenergieträger) bis 2045 deutlich erhöht werden. Die beiden Szenarien unterscheiden sich vor allem in der Sanierungsquote des privaten Wohngebäudebestandes, die im Trendszenario 0,7 % und im Klimaschutzszenario 1,4 % beträgt. Ein weiterer wesentlicher Unterschied zwischen den beiden Szenarien ist die effektivere Ausnutzung der vorhandenen Potenziale und der größere Fokus auf Nahwärmenetzen und Wärmepumpen im Klimaschutzszenario. Durch die zuvor genannten Maßnahmen kann im Klimaschutzszenario bis 2045 eine zu 100 % regenerative Wärmeversorgung erreicht werden. Dies wird durch eine Kombination aus Erneuerbaren Energien

(Solarthermieranlagen, Wärmepumpen, Biomasse, Biogas) und dem konsequenten Ausbau von Nahwärmenetzen und hocheffizienten Stromheizungen ermöglicht.

#### **5.4 Reduktion des Energieeinsatzes im Verkehrssektor bis 2045**

Um das Ziel Klimaneutralität bis 2045 zu erreichen, bedarf es neben dem Fokus auf die Sektoren Strom und Wärme auch einer Abschätzung zur Transformation des Verkehrssektors. Betrachtet nach Verbrauchergruppen ist der Verkehrs- und Transportsektor im Jahr 2022 mit einem jährlichen Energieeinsatz von rund 367.400 MWh der größte Energieverbraucher (ca. 54,7 % Anteil am Gesamtenergieverbrauch im Betrachtungsgebiet). Die Energie- und THG-Bilanz des Betrachtungsgebietes umfasst dabei, unter Anwendung des Territorialprinzips, sowohl kommunal gut beeinflussbare Verkehre als auch solche, die kaum durch kommunale Maßnahmen beeinflusst werden können. Da auf dem Gebiet der Verbandsgemeinde Trier-Land ein Teil der die Autobahn A64 sowie die Bundesstraßen B49, B51, B418 und B422 liegen, werden die Ergebnisse des Verkehrssektors zu einem großen Teil durch den Durchgangs- und Pendlerverkehr beeinflusst, auf den die Verbandsgemeinde wenig Einfluss hat.

Voraussetzung für eine Entwicklung des Verkehrssektors in Richtung Klimaneutralität ist die Reduzierung des Energieverbrauchs. Auf Basis von Forschungsergebnissen wurden die Einsparpotenziale bis 2030 um 29 % und bis 2045 um 66 % gegenüber dem Status Quo berechnet.<sup>57,58</sup> Damit sinkt der Energiebedarf des Verkehrssektors auf rund 126.500 MWh/a bis zum Jahr 2045, wie Abbildung 5-5 zeigt. Diese Einsparungen basieren im Wesentlichen auf Strukturänderungen zugunsten effizienterer Mobilitätstechnologien. Dazu gehören neben der zunehmenden Elektrifizierung insbesondere der PKW auch die Eindämmung und Reduktion des motorisierten Individualverkehrs zugunsten Bahn, Öffentlicher Personennahverkehr (ÖPNV) und Fahrrad (insbesondere in urban geprägten Bereichen) sowie die Verlagerung eines Großteils des Güterverkehrs auf die Schiene.

---

<sup>57</sup> Wuppertal-Institut (2021)

<sup>58</sup> Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021)

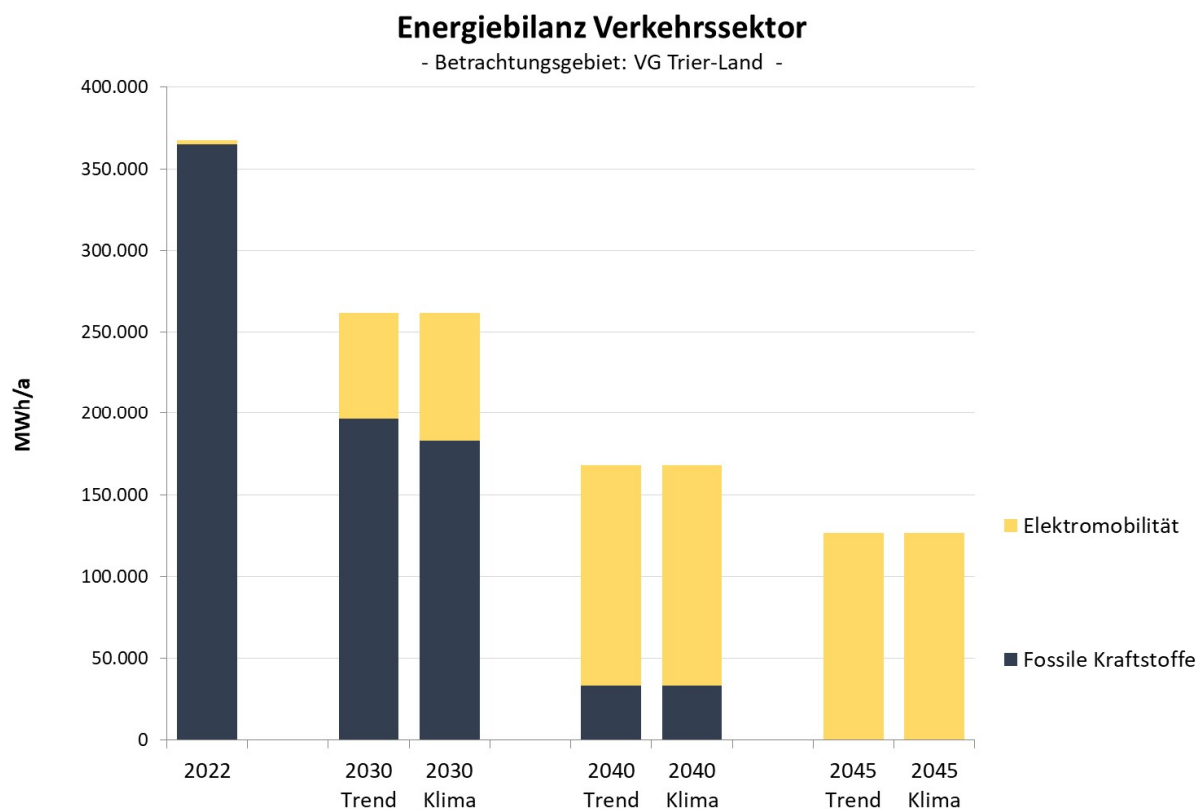


Abbildung 5-5: Energiebilanz Verkehrssektor der Verbandsgemeinde Trier-Land

Im Bereich Mobilität bleibt die Entwicklung für das Trend- und Klimaschuttszenario ähnlich. Ab 2045 ist eine potenzielle Verdrängung der fossilen Kraftstoffe durch Sektorenkopplung mit den Stromüberschüssen aus regenerativer Energieerzeugung möglich.

## 5.5 Zusammenfassung Gesamtenergieverbrauch – nach Sektoren und Energieträgern 2045

Der Gesamtenergieverbrauch des Betrachtungsgebietes wird sich aufgrund der zuvor beschriebenen Entwicklungsszenarien in den Bereichen Strom, Wärme und Verkehr im Jahr 2045 von derzeit ca. 671.100 MWh/a um ca. 42 % im Trendszenario und um ca. 40 % im Klimaschutzszenario reduzieren.<sup>59</sup>

Die Verbrauchergruppen Private Haushalte, GHD & Industrie und die kommunalen Liegenschaften tragen zu einer Reduktion des Gesamtenergieverbrauchs bei, indem sie durch Effizienz- und Sanierungsmaßnahmen ihren stationären Energieverbrauch stetig bis 2045 senken.

Die Senkung des Energieverbrauchs ist gekoppelt mit einem enormen Umbau des Versorgungs- und Energiesystems, welches sich von einer primär fossil geprägten Struktur zu einer

<sup>59</sup> Der Gesamtenergieverbrauch reduziert sich im Klimaschutzszenario etwas weniger als im Trendszenario, da die zusätzlichen EE-Anlagen einen gewissen Eigenverbrauch mit sich bringen.

regenerativen Energieversorgung entwickelt. Die nachstehende Abbildung 5-6 zeigt die Entwicklung des Gesamtenergieverbrauchs im Jahr 2045, aufgeteilt in Verbrauchergruppen.

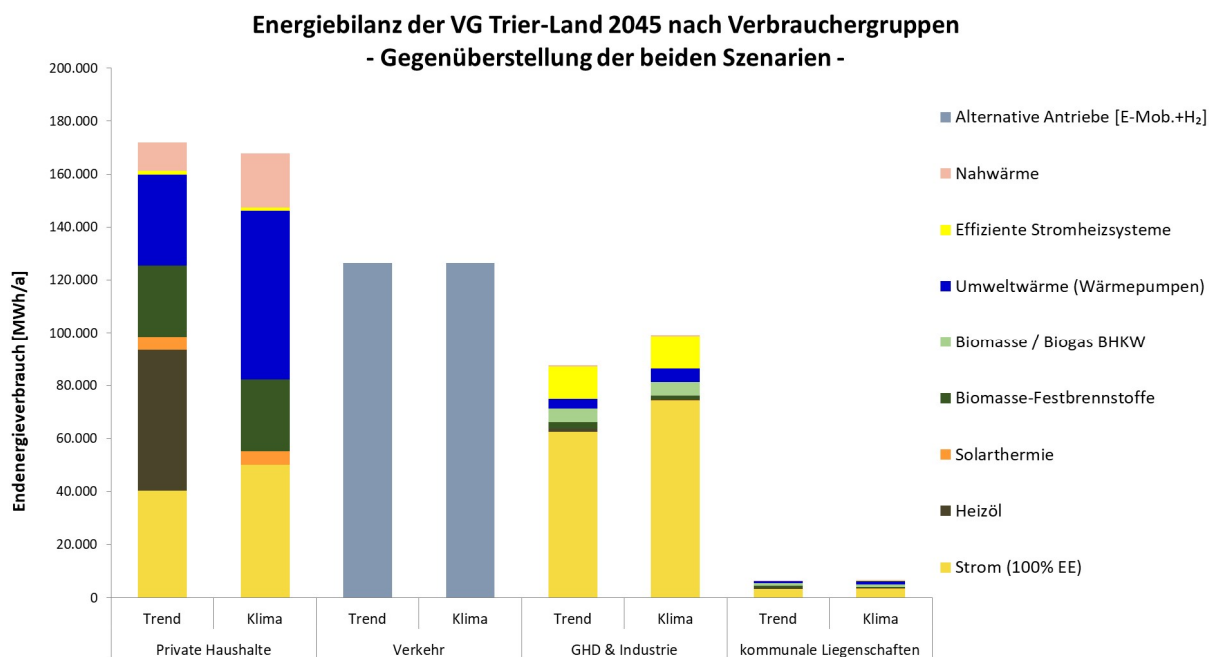


Abbildung 5-6: Energiebilanz nach Verbrauchergruppen und Energieträgern nach Umsetzung der Entwicklungsszenarien im Jahr 2045

In obenstehender Abbildung zeigen sich die szenarienspezifischen Energieeinsparungen der privaten Haushalte sowie der unterschiedliche Zubau der Nahwärme, der Wärmepumpen und solarthermischen Anlagen. Für den Verkehrssektor gibt es innerhalb der Szenarien eine großteilige Umstellung des MIV auf alternative Antriebe. Für beide Verkehrsszenarien wurden die gleichen Annahmen hinsichtlich der benötigten Energiemengen getroffen, die im Ergebnis eine deutliche Reduktion gegenüber dem Betrachtungsjahr aufzeigen. Im GHD- & Industriesektor zeigt sich der hohe Stromeinsatz für industrielle Prozesse, effiziente Stromheizsysteme und Wärmepumpen, die das fossile Erdgas in den Szenarien ersetzen.

## 5.6 Entwicklung der Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2045

Durch den Ausbau einer regionalen regenerativen Strom- und Wärmeversorgung sowie durch die Erschließung von Effizienz- und Einsparpotenzialen lassen sich bis zum Jahr 2045 rund 207.900 t/CO<sub>2</sub>e (Klimaschutzszenario) bzw. 193.300 t/CO<sub>2</sub>e (Trendszenario) gegenüber dem Basisjahr 2022 einsparen. Dies entspricht einer Gesamteinsparung zwischen 93 % (Klima) und 86 % (Trend) und trägt somit zu den aktuellen Klimaschutzzielen der Bundesregierung bei. Einen großen Beitrag hierzu leisten die THG-Einsparungen im Stromsektor, die bis zum Jahr 2045 stetig gesenkt werden können. Durch den zuvor beschriebenen Aufbau einer nachhaltigen Wärmeversorgung können die Treibhausgasemissionen in diesem Bereich zwar stark vermindert, jedoch nicht vollständig vermieden werden.

Die Emissionen des Verkehrssektors werden aufgrund der Antriebswende, aber auch durch Verkehrsverlagerung, verringert. Sie können im Klimaschutzszenario bis zum Jahr 2045 durch Sektorenkopplung vollständig vermieden werden.

Gemäß BSKO-Standard ist der Emissionsfaktor des Bundesstrommixes anzuwenden. Dies bedeutet, dass sich in den Jahren Jahr 2030 und 2045 weiterhin größere Anteile fossiler Energie sowie Vorketten der Stromproduktion im Stromsektor finden. Daraus resultieren die nachfolgenden Emissionsberechnungen:

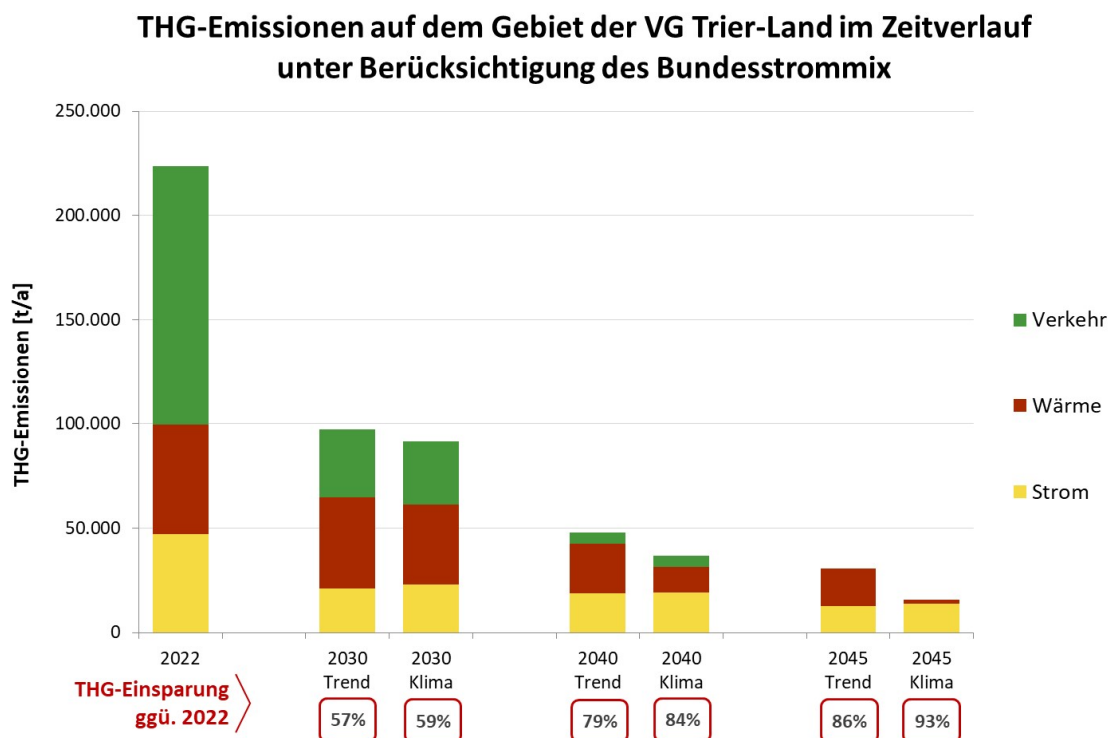


Abbildung 5-7: Entwicklung der Treibhausgasemissionen auf Basis der zukünftigen Energiebereitstellung unter Berücksichtigung des Bundesstrommix

Wird die lokale Stromerzeugung berücksichtigt und angerechnet<sup>60</sup>, können zwischen 147.600 t/CO<sub>2</sub>e (Klima) und 121.900 t/CO<sub>2</sub>e (Trend) vermieden werden, was einer Gesamteinsparung von >100 % (Klima) bzw. 92 % (Trend) entspricht (vgl. Abbildung 5-8).

<sup>60</sup> Die niedrigeren Emissionsfaktoren der Erneuerbaren Energien verdrängen den höheren Emissionsfaktor des Bundesstrommix.

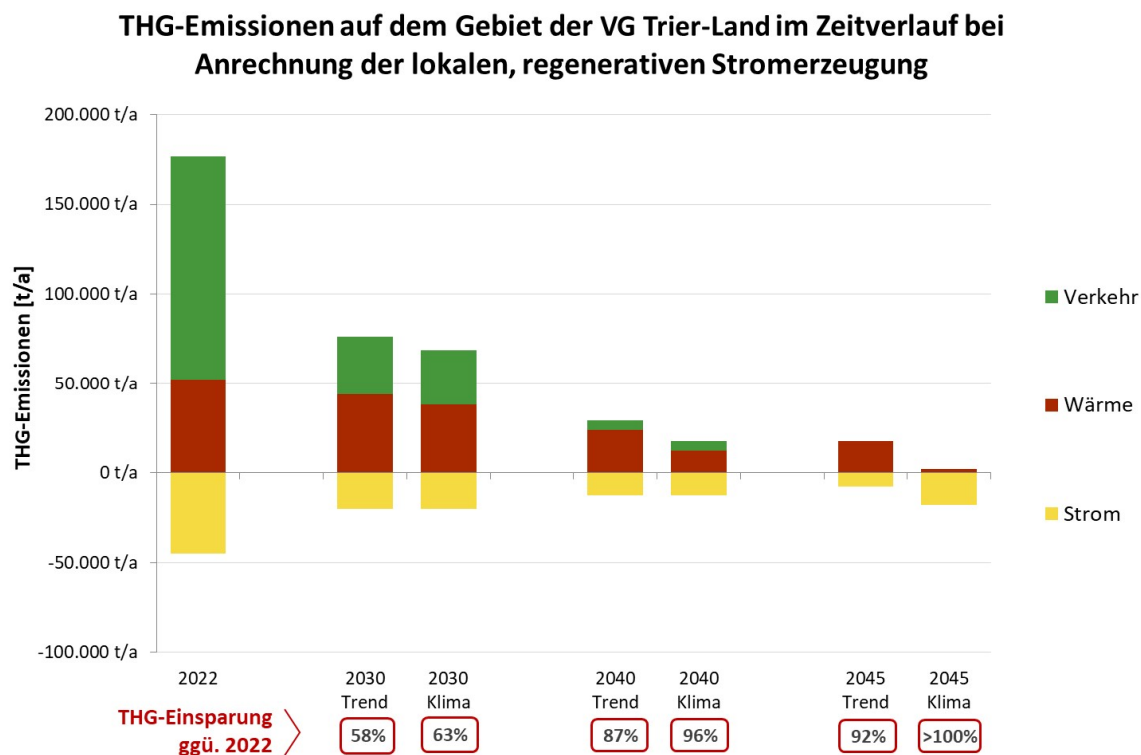


Abbildung 5-8: Entwicklung der Treibhausgasemissionen auf Basis der zukünftigen Energiebereitstellung bei Anrechnung der lokalen Stromerzeugung<sup>61</sup>

Wie in Tabelle 5-1 zu sehen, verdrängen bei der Anrechnung des Stroms aus lokalen Erneuerbaren Energien die niedrigen Emissionsfaktoren der regenerativen Anlagen den Strombezug mit dem hohen Emissionsfaktor des Bundesstrommixes. Da im Jahr 2022 in der Verbandsgemeinde Trier-Land bereits mehr Strom aus Erneuerbaren Energien erzeugt wird als im Bundesdurchschnitt, ist die Differenz zum Bundesfaktor deutlich größer und führt zu einer höheren eingesparten THG-Menge. Bis zum Jahr 2045 reduziert sich der Bundesfaktor um ein Vielfaches, wodurch sich die anzurechnende Einsparung entsprechend verringert, obwohl der Zubau erneuerbarer Stromerzeugungsanlagen weiter zunimmt.

<sup>61</sup> Da im deutschen Kraftwerkspark der Anteil EE-Anlagen immer weiter steigt, nimmt der Emissionsfaktor des Bundesstrommix über die Dekaden bis 2045 kontinuierlich ab. Somit reduziert sich auch die Differenz der Emissionsfaktoren zwischen Bundesstrommix und der lokalen EE-Anlagen.

Tabelle 5-1: THG-Emissionen bei Anrechnung der lokalen, regenerativen Stromerzeugung<sup>62</sup>

THG-Emissionen	IST	2030 Trend	2030 Klima	2040 Trend	2040 Klima	2045 Trend	2045 Klima
<b>Gesamtemissionen Strom + Wärme + Verkehr</b>	<b>223.800 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>97.100 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>91.400 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>47.900 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>36.900 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>30.500 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>15.900 t CO<sub>2</sub>e/a</b>
Anteil Stromverbrauch nach Bundesstrommix	47.000 t CO <sub>2</sub> e/a	20.900 t CO <sub>2</sub> e/a	22.800 t CO <sub>2</sub> e/a	18.600 t CO <sub>2</sub> e/a	19.100 t CO <sub>2</sub> e/a	12.800 t CO <sub>2</sub> e/a	13.800 t CO <sub>2</sub> e/a
Einsparung durch produzierten EE-Strom	<b>-44.800 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>-20.200 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>-20.000 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>-12.800 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>-12.600 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>-7.700 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>-17.700 t CO<sub>2</sub>e/a</b>
<b>Σ THG-Emissionen Strom</b>	<b>2.200 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>700 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>2.800 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>5.800 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>6.600 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>5.100 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>-3.900 t CO<sub>2</sub>e/a</b>
<b>Restliche Emissionen</b>	<b>179.000 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>76.900 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>71.400 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>35.100 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>24.400 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>22.900 t CO<sub>2</sub>e/a</b>	<b>-1.800 t CO<sub>2</sub>e/a</b>
Emissionsfaktoren Bundesstrommix	505 g CO <sub>2</sub> e/kWh	109 g CO <sub>2</sub> e/kWh		69 g CO <sub>2</sub> e/kWh		49 g CO <sub>2</sub> e/kWh	
Quelle Faktoren:	IFEU	IINAS Fritsche 2024		Errechnet aus IINAS Fritsche 2024		Errechnet aus IINAS Fritsche 2024	

<sup>62</sup>IINAS (2024)

## 6 Regionale Wertschöpfung

Im Folgenden werden die zukünftigen Auswirkungen für das Jahr 2045 für die Verbandsgemeinde Trier-Land dargestellt. Der Zubau erneuerbarer Energien und die Erschließung von Energieeffizienz erfolgt entsprechend der definierten Szenarien der Energie- und Treibhausgasbilanz: Trend- und Klimaschutzszenario (vgl. Kapitel 5). Unter Berücksichtigung der zu erschließenden Potenziale im Zeitverlauf können stetig Finanzmittel in neuen, regionalen Wirtschaftskreisläufen gebunden werden.

### 6.1 Regionale Wertschöpfung 2045

Bis zum Jahr 2045 wird unter Berücksichtigung der definierten Gegebenheiten<sup>63</sup> eine Wirtschaftlichkeit der Umsetzung erneuerbarer Energien und Effizienzmaßnahmen erreicht.

Nachfolgende Abbildung stellt alle Kosten- und Einnahmepositionen des Strom- und Wärmebereiches und die damit einhergehende regionale Wertschöpfung des Jahres 2045 dar:

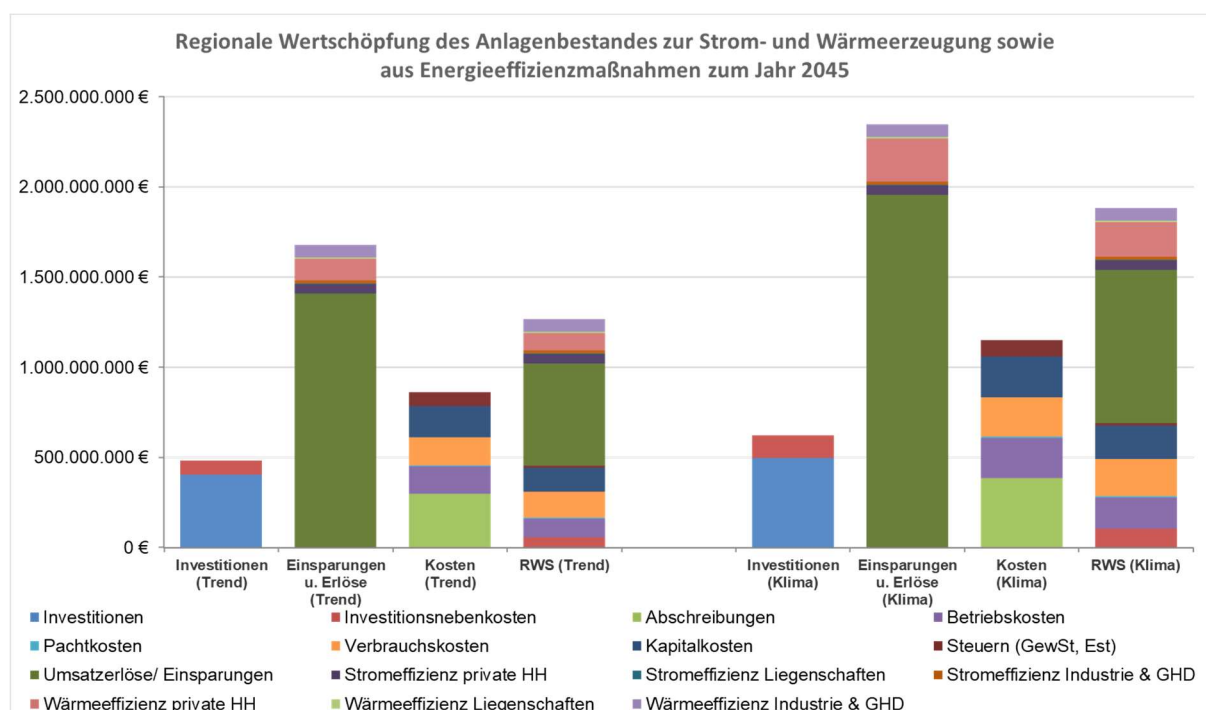


Abbildung 6-1: Regionale Wertschöpfung des Anlagenbestandes und aus Energieeffizienzmaßnahmen 2045 in der Verbandsgemeinde Trier-Land [Trend- & Klimaschutzszenario]

#### 6.1.1 Trendszenario

Durch den niedrigeren Erneuerbaren-Energien-Ausbau im Trendszenario, gegenüber dem Klimaschutzszenario, errechnet sich für die Dekade 2045 ein Gesamtinvestitionsvolumen von

<sup>63</sup> Politische Entscheidungen, die sich entgegen des prognostizierten Ausbaus Erneuerbarer Energien stellen oder unvorhergesehene politische oder wirtschaftliche Auswirkungen können nicht berücksichtigt werden.

rund 483 Mio. €. Die Verbandsgemeinde Trier-Land investiert in die Stromerzeugung (z. B. PV-Anlagen) ca. 425 Mio. € und in den Wärmebereich rund 36 Mio. €. <sup>64</sup> Des Weiteren werden rund 22 Mio. € in die gekoppelte Erzeugung von Strom und Wärme investiert.

Mit den ausgelösten Investitionen entstehen über 20 Jahre betrachtet Gesamtkosten von rund 862 Mio. €. Die Kosten werden vorrangig durch die Abschreibungen, die Kapital-, die Verbrauchs- und die Betriebskosten ausgelöst. Den Gesamtkosten stehen rund 1,7 Mrd. € Einsparungen und Erlöse gegenüber. Die aus allen Investitionen, Kosten und Einnahmen abgeleitete regionale Wertschöpfung für die Verbandsgemeinde Trier-Land beträgt im vorliegenden Szenario rund 1,27 Mrd. €.

Die Wertschöpfung 2045 im Wärmebereich beträgt ca. 748 Mio. € (Status Quo: ca. 41 Mio. €). Dies ist vor allem auf die Betreibergewinne und die erschlossenen Wärmeeffizienzmaßnahmen, insbesondere in den privaten Haushalten und im Sektor Industrie & GHD zurückzuführen. Die Verbrauchskosten stellen ebenfalls eine wichtige Wertschöpfungsposition dar.

Im Strombereich basiert die Wertschöpfung insbesondere auf den Betreibergewinnen, den Kapital- und Betriebskosten. Danach folgt die Ergreifung von Stromeffizienzmaßnahmen, insbesondere in den privaten Haushalten. Als weitere wichtige Wertschöpfungsposition können die Investitionsnebenkosten genannt werden. Die Wertschöpfung im Strombereich steigt von ca. 33 Mio. € (Status Quo) auf rund 452 Mio. €.

Im Bereich der gekoppelten Erzeugung von Strom und Wärme wird im Trendszenario eine Wertschöpfung von rund 67 Mio. € (Status Quo: ca. 20 Mio. €) durch die Erschließung der Biogaspotenziale, ausgelöst. Die Wertschöpfung basiert hier hauptsächlich den Verbrauchs-, den Betriebskosten sowie den Betreibergewinnen.

### **6.1.2 Klimaschutzszenario**

Durch vor allem stärkere Ausschöpfung der vorhandenen Windpotenziale und Effizienzpotenziale (Strom & Wärme), gegenüber dem Trendszenario, kann die regionale Wertschöpfung in der Verbandsgemeinde Trier-Land im vorliegenden Szenario erheblich gesteigert werden.

Für das Jahr 2045 errechnet sich ein Gesamtinvestitionsvolumen von rund 623 Mio. €, wobei der größte Anteil auf den Strombereich mit rund 536 Mio. € entfällt. Im Wärmebereich wird eine Summe von rund 65 Mio. € <sup>65</sup> und in die gekoppelte Strom- und Wärmeerzeugung ca.

---

<sup>64</sup> Bei der Wärmegestehung erfolgt stets eine Gegenrechnung der regenerativen mit den fossilen Systemen, beispielsweise bei den Holzheizungen. Folglich werden nur die reinen Nettoeffekte, d. h. der ökonomische Mehraufwand für das regenerative System abgebildet.

<sup>65</sup> Bei der Wärmegestehung erfolgt stets eine Gegenrechnung der regenerativen mit den fossilen Systemen, beispielsweise bei den Holzheizungen. Folglich werden nur die reinen Nettoeffekte, d. h. der ökonomische Mehraufwand für das regenerative System abgebildet.

22 Mio. € investiert.<sup>66</sup> Damit einhergehend entstehen über 20 Jahre betrachtet Gesamtkosten von ca. 1,15 Mrd. €. Demgegenüber stehen im Jahre 2045 Einsparungen und Erlöse in Höhe von rund 2,25 Mrd. €. Die aus allen Investitionen, Kosten und Einnahmen abgeleitete regionale Wertschöpfung für die Verbandsgemeinde Trier-Land beträgt im Klimaschutzszenario rund 1,9 Mrd. €.

Im Wärmebereich steigt die Wertschöpfung auf rund 1,2 Mrd. € (Status Quo: 41 Mio. €). Die Wertschöpfung wird vornehmlich, wie bereits im Trendszenario, durch die Betreibergewinne den erschlossenen Wärmeeffizienzpotenzialen, insbesondere in den privaten Haushalten, ausgelöst. Danach folgen die Verbrauchskosten als wichtige Wertschöpfungsposition.

Die Wertschöpfung im Strombereich beträgt rund 625 Mio. € gegenüber 33 Mio. € im Status Quo. Diese steigt aufgrund der Betreibergewinne, der Betriebs- und der Kapitalkosten. Danach tragen die erschlossenen Stromeffizienzpotenziale, insbesondere in den privaten Haushalten, und die Investitionsnebenkosten wesentlich zur Wertschöpfung 2045 bei.

Im Bereich der Kraft-Wärme-Kopplung fällt die Wertschöpfung in beiden Szenarien gleich hoch aus, da die Potenziale im gleichen Umfang erschlossen werden. Die Wertschöpfung beträgt auch hier rund 67 Mio. €.

## **6.2 Profiteure der Regionalen Wertschöpfung 2045**

Im Folgenden werden die Profiteure der regionalen Wertschöpfung der Verbandsgemeinde Trier-Land dargestellt. Es ist hervorzuheben, dass die Wertschöpfung für die Bürger und Kommunen sowie die Unternehmen wesentlich höher ausfällt, sobald sie sich als Anlagenbetreiber beteiligen können. Daher ist es Ziel und Empfehlung, Teilhabemodelle mit dem Ausbau regenerativer Energien und Effizienzmaßnahmen intensiv und breitflächig zu etablieren. Den Kommunen kommt dabei im Hinblick auf die Steuerung der regionalen Wertschöpfung und somit dem Verbleib von finanziellen Mitteln vor Ort eine entscheidende Rolle zu.

In nachfolgender Abbildung werden die Wertschöpfungseffekte der beiden unterstellten Szenarien auf die unterschiedlichen Profiteure vergleichend gegenübergestellt.<sup>67</sup>

---

<sup>66</sup> In beiden Szenarien erfolgt der Ausbau der Biogaspotenziale gleichermaßen.

<sup>67</sup> Alle Vorketten, d. h. die Herstellung und der Handel von Anlagen und -komponenten, finden methodisch keine Berücksichtigung. Aus diesem Grund wird die regionale Wertschöpfung bei diesen Profiteuren mit 0 € angesetzt.

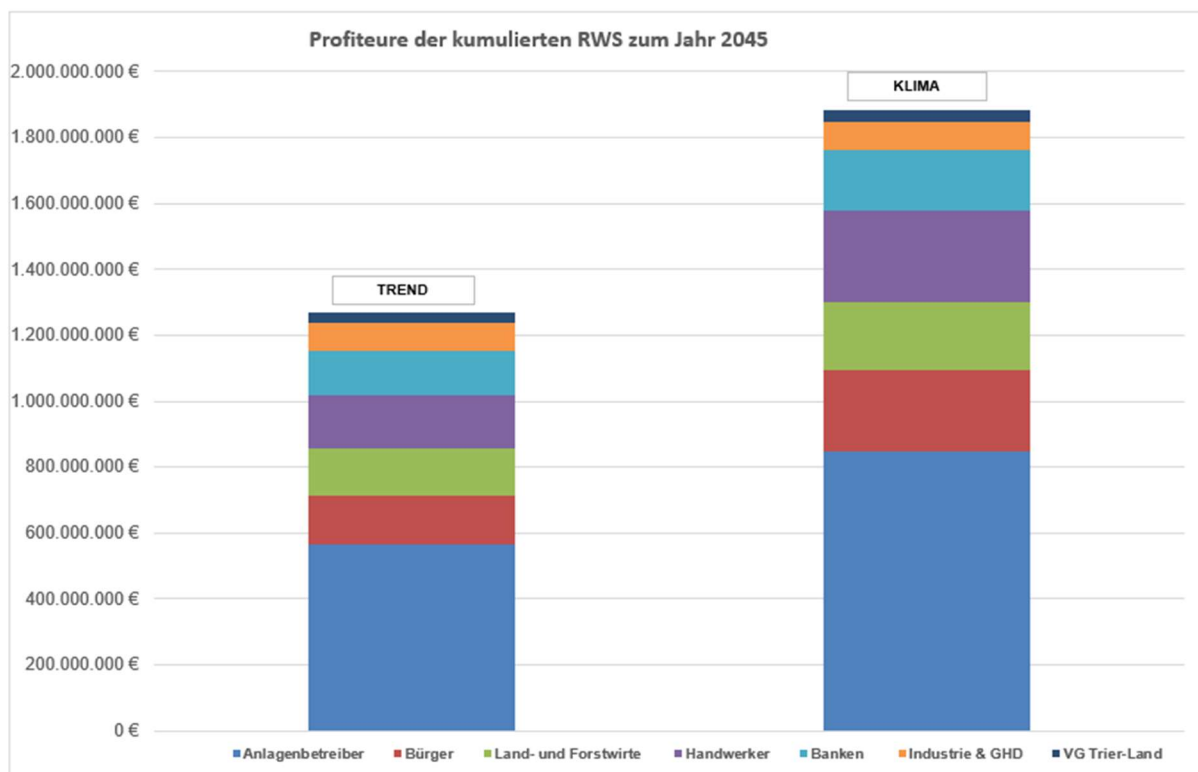


Abbildung 6-2: Profiteure der kumulierten, regionalen Wertschöpfung zum Jahr 2045 in der Verbandsgemeinde Trier-Land [Trendszenario (Trend) & Klimaschutzszenario (Klima)]

### 6.2.1 Trendszenario

Im Trendszenario können die **Anlagenbetreiber** mit einem Anteil von ca. 566 Mio. € an der Wertschöpfung 2045 partizipieren. Die Wertschöpfung dieser Personengruppe basiert auf dem Betrieb von Erneuerbaren-Energien-Anlagen. Daher stellen diese die größte Profiteursgruppe der Wertschöpfung 2045 dar.

Die **Handwerker** nehmen, durch die Installation, die Wartung und die Instandhaltung von Anlagen, mit rund 161 Mio. € an der Wertschöpfung teil. Danach folgen durch die Erschließung von Energieeffizienzmaßnahmen die **privaten Haushalte** in Höhe von ca. 148 Mio. €.

Anschließend partizipieren die **Land- und Forstwirte** mit einem Anteil von rund 144 Mio. €, durch u. a. der Bereitstellung regionaler Energieträger, von der Wertschöpfung. Die **Banken und Kreditinstitute** können mit ca. 133 Mio. €, durch die Vergabe von Krediten zur Installation Erneuerbarer-Energien-Anlagen oder der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen, profitieren.

Der Sektor **Industrie & GHD** kann durch die resultierenden Kosteneinsparungen aufgrund der Umsetzung von Effizienzmaßnahmen mit ca. 87 Mio. € an der Wertschöpfung 2045 teilhaben.<sup>68</sup> Aufgrund u. a. von Steuereinnahmen und Erschließung von Effizienzmaßnahmen, kann

<sup>68</sup> Der Sektor Industrie & GHD erwirtschaftet in beiden Szenarien einen gleich hohen Wertschöpfungsanteil.

die **öffentliche Hand** rund 28 Mio. € Wertschöpfung realisieren.

Folglich kann im vorliegenden Szenario eine bilanzielle Gesamtwertschöpfung von rund 1,27 Mrd. € erwirtschaftet werden.

### 6.2.2 Klimaschutzszenario

In beiden Szenarien stellen die **Anlagenbetreiber** die größte Profiteursgruppe dar. Im vorliegenden Szenario steigt ihr Anteil aufgrund des vermehrten Betriebs von EE-Anlagen, insbesondere von Windkraftanlagen, auf rund 849 Mio. €.

Danach folgen im vorliegenden Szenario ebenfalls die **Handwerker** mit rund 278 Mio. € an der Wertschöpfung. Die dritte Position, wie bereits im Trendszenario, nehmen die **Bürger** mit einem Wertschöpfungsanteil von rund 244 Mio. € ein<sup>69</sup>.

Anschließend partizipieren die **Land- und Forstwirte** mit einem Anteil von rund 206 Mio. €. Die **Banken und Kreditinstitute** profitieren in Höhe von ca. 185 Mio. €. Der Sektor **Industrie & GHD** erwirtschaftet in beiden Szenarien einen gleichhohen Wertschöpfungsanteil von rund 87 Mio. €.

Dahingegen kann die **öffentliche Hand** mit rund 34 Mio. € mehr Wertschöpfung generieren als im Trendszenario (Trend: 28 Mio. €).

Zusammenfassend kann im Klimaschutzszenario eine bilanzielle Gesamtwertschöpfung von rund 1,9 Mrd. € erwirtschaftet werden (Trend: 1,27 Mrd. €).

---

<sup>69</sup> Die Plätze der einzelnen Profiteure innerhalb der Wertschöpfungsbetrachtung sind in beiden Szenarien gleich.

## Quellenverzeichnis

**ANGEL ADVERTISING e.K. (2020):** Gewerbesteuerhebesatz Stadt Trier: <https://www.gewerbesteuer.de/gewerbesteuerhebesatz/trier>, letzter Zugriff 22.10.2025.

**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2024):** BDEW-Gaspreisanalyse Dezember 2024: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-gaspreisanalyse/>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2024):** BDEW-Strompreisanalyse März 2025: <https://www.bdew.de/service/daten-und-grafiken/bdew-strompreisanalyse/>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Bundesministerium der Justiz (2022):** Gesetz über den nationalen Zertifikatehandel für Brennstoffemissionen (Brennstoffemissionshandelsgesetz - BEHG), §10: <https://www.gesetze-im-internet.de/behg/BJNR272800019.html>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Bundesministerium für Landwirtschaft, Ernährung und Heimat (2012):** Die Dritte Bundeswaldinventur BWI 2012 – Inventur- und Auswertungsmethoden, [https://www.bmleh.de/SharedDocs/Downloads/DE/\\_Wald/DritteBWI2012.html](https://www.bmleh.de/SharedDocs/Downloads/DE/_Wald/DritteBWI2012.html), letzter Zugriff: 01.05.2024.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2021):** Zahlen und Fakten: Energiedaten – Nationale und internationale Entwicklung, Berlin.

**Bundesministerium für Wirtschaft und Klimaschutz (BMWK) (2024):** Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien in Deutschland unter Verwendung von Daten der Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien-Statistik (AGEE-Stat), Stand: Februar 2024.

**Bundesverband Erdgas, Erdöl und Geoenergie e. V. (2021),** Geothermische Verfahren, <https://www.bveg.de/umwelt-sicherheit/geothermische-verfahren/>, letzter Zugriff 06.08.2025

**Bundesverband Geothermie (Stand 2025):** Hydrothermale Geothermie, <https://www.geothermie.de/bibliothek/lexikon-der-geothermie/h/hydrothermale-geothermie>, letzter Zugriff am 02.07.2025

**Bundesverband Wärmepumpe e.V. (o. J.):** [www.waermepumpe.de/waermepumpe/erdwaerme](http://www.waermepumpe.de/waermepumpe/erdwaerme), letzter Zugriff am 02.07.2025.

**Bundeszentrale für politische Bildung (2023):** Steuereinnahmen nach Steuerarten:

<https://www.bpb.de/kurz-knapp/zahlen-und-fakten/soziale-situation-in-deutschland/61874/steuereinnahmen-nach-steuerarten/>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Burkhardt, Wolfgang, Kraus, Roland (2006):** Projektierung von Warmwasserheizungen.

**C.A.R.M.E.N. e. V. (2025):** Marktpreisvergleich Preisentwicklung bei Heizöl, Erdgas, Holzpellets und Hackschnitzel: <https://www.carmen-ev.de/service/marktueberblick/marktpreise-energieholz/marktpreisvergleich/>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Deutsche Gesellschaft für Mühlenkunde und Mühlenerhaltung e. V.:** <https://milldatabase.org/counties/germany/rp>, letzter Zugriff am 16.01.2025.

**Energie Marie / Selectra (2024):** LPG als Autogas: Preis, Umrüstung und Umweltfreundlichkeit: <https://energiemarie.de/gaspreisvergleich/fluessiggas/lpg>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Energieatlas RLP (o. J.) a:** <https://www.energieatlas.rlp.de/earp/daten/solarkataster/solarkataster-photovoltaik>, letzter Zugriff am 06.08.2025.

**Energieatlas RLP (o. J.) b:** <https://www.energieatlas.rlp.de/earp/daten/strom/stromeinspeisung/suche/2022/0723500000>, letzter Zugriff am 06.08.2025.

**FIZ Karlsruhe (o. J.):** Wärmeverluste in einem Einfamilienhaus, unter: <https://www.fiz-karlsruhe.de/de>.

**Geothermisches Informationssystem GeotIS (o. J.):** <https://www.geotis.de>

**Gründer Plattform (2025):** Was ist die Gewerbesteuer?: <https://gruenderplattform.de/unternehmen-gruenden/gewerbesteuer>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Heck, Peter (2004):** Regionale Wertschöpfung als Zielvorgabe einer dauerhaft nachhaltigen, effizienten Wirtschaftsförderung, in: Forum für angewandtes systemisches Stoffstrommanagement; o.V., 2004.

**IINAS (2024):** Kurzstudie: Der nichterneuerbare kumulierte Energieverbrauch und THG-Emissionen des deutschen Strommix im Jahr 2023 sowie Ausblicke auf 2030 und 2050, [https://iinas.org/app/uploads/2024/10/IINAS\\_2024\\_KEV\\_THG\\_Strom-2023\\_2030-2050.pdf](https://iinas.org/app/uploads/2024/10/IINAS_2024_KEV_THG_Strom-2023_2030-2050.pdf), zuletzt abgerufen am 16.05.2025.

**Institut der deutschen Wirtschaft (2023):** Unternehmensbesteuerung im internationalen Vergleich: [https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user\\_upload/Studien/Gutachten/Unternehmenssteuern\\_int\\_Vgl\\_IW\\_INSM.pdf](https://www.iwkoeln.de/fileadmin/user_upload/Studien/Gutachten/Unternehmenssteuern_int_Vgl_IW_INSM.pdf), letzter Zugriff 10.05.2025.

**Institut Wohnen und Umwelt (IWU) (2016):** Datenbasis Gebäudebestand, Datenerhebung zur energetischen Qualität zu den Modernisierungstrends im deutschen Wohngebäudebestand, Darmstadt: 2018

**KfW (2024):** Merkblatt KfW-Programm Erneuerbare Energien „Standard“: [https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-\(Inlandsf%C3%B6rderung\)/PDF-Dokumente/6000000178\\_M\\_270\\_EE-Standard.pdf](https://www.kfw.de/PDF/Download-Center/F%C3%B6rderprogramme-(Inlandsf%C3%B6rderung)/PDF-Dokumente/6000000178_M_270_EE-Standard.pdf), letzter Zugriff 10.05.2025.

**KfW (2025):** Förderprodukte für Energie und Umwelt: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/F%C3%B6rderprodukte-\(S3\).html](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Unternehmen/Energie-Umwelt/F%C3%B6rderprodukte/F%C3%B6rderprodukte-(S3).html), letzter Zugriff 10.05.2025.

**KfW (2025):** Wohngebäude – Kredit: [https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Bundesf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude-Wohngeb%C3%A4ude-Kredit-\(261-262\)/](https://www.kfw.de/inlandsfoerderung/Privatpersonen/Bestehende-Immobilie/F%C3%B6rderprodukte/Bundesf%C3%B6rderung-f%C3%BCr-effiziente-Geb%C3%A4ude-Wohngeb%C3%A4ude-Kredit-(261-262)/), letzter Zugriff 10.05.2025.

**Kraftfahrt-Bundesamt (2023):** Bestand an Kraftfahrzeugen und Kraftfahrzeuganhängern nach Gemeinden, Kraftfahrt-Bundesamt 01. Januar 2023

**Länderarbeitskreis Energiebilanzen (o. J.):** Datenbankabruf: 20.07.2023 für Deutschland: Umweltbundesamt, Nationale Trendtabellen für die deutsche Berichterstattung (NIR), Stand: 15.04.2023

**Landesamt für Geologie und Bergbau Rheinland-Pfalz (o. J.):** WMS-Dienst, <http://www.lgb-rlp.de/>, letzter Zugriff 06.08.2025

**Landesamt für Umwelt Rheinland-Pfalz (2025):** Geoportal Wasser, <https://wasserportal.rlp-umwelt.de/geoexplorer>, letzter Zugriff am 06.08.2025.

**Landeswassergesetz Rheinland-Pfalz (LWG) (o. J.):** §3: <https://landesrecht.rlp.de/bsrp/document/jlr-WasGRP2015pG1>, letzter Zugriff 06.08.2025.

**Leibniz Institut für Angewandte Geophysik / Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (2013):** Endbericht „Geothermie-Atlas zur Darstellung möglicher Nutzungskonkurrenzen zwischen CCS und Tiefer Geothermie“.

**Markstammdatenregister der Bundesnetzagentur:** <https://www.markstammdatenregister.de/MaStR/Einheit/Einheiten/OeffentlicheEinheitenuebersicht>, letzter Zugriff am 16.01.2025.

**Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität Rheinland-Pfalz (MKUEM) (2025):** Leitfaden zur Geothermie in Rheinland-Pfalz, [https://www.lgb-rlp.de/fileadmin/service/lgb\\_downloads/erdwaerme/erdwaerme\\_allgemein/leitfaden\\_geothermie.pdf](https://www.lgb-rlp.de/fileadmin/service/lgb_downloads/erdwaerme/erdwaerme_allgemein/leitfaden_geothermie.pdf).

**Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Energie und Mobilität Rheinland-Pfalz (MKUEM) (2022):** Landesabfallbilanz 2022 - Siedlungsabfälle - Kurzfassung, unter: [https://mkuem.rlp.de/fileadmin/14/Themen/Abfall\\_und\\_Boden/Kreislaufwirtschaft\\_\\_Produktionsintegrierter\\_Umweltschutz\\_\\_Produktverantwortung/Abfallbilanz/Abfallbilanz\\_2022/Kurzfassung\\_Siedlungsabfall\\_2022.pdf](https://mkuem.rlp.de/fileadmin/14/Themen/Abfall_und_Boden/Kreislaufwirtschaft__Produktionsintegrierter_Umweltschutz__Produktverantwortung/Abfallbilanz/Abfallbilanz_2022/Kurzfassung_Siedlungsabfall_2022.pdf), letzter Zugriff am 26.09.2024.

**Prognos, Öko-Institut, Wuppertal-Institut (2021):** Klimaneutrales Deutschland 2045. Wie Deutschland seine Klimaziele schon vor 2050 erreichen kann Zusammenfassung im Auftrag von Stiftung Klimaneutralität, Agora Energiewende und Agora Verkehrswende

**Richtlinie 2000/60/EG Artikel 4 Absatz 1:** Richtlinie 2000/60/EG zur Schaffung eines Ordnungsrahmens für Maßnahmen der Gemeinschaft im Bereich der Wasserpolitik: <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX%3A32000L0060&qid=1750251862324>, letzter Zugriff 18.06.2025.

**Statista GmbH (2024):** Gaspreise\* für Gewerbe- und Industriekunden in Deutschland in den Jahren 2013 bis 2024: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/168528/umfrage/gaspreise-fuer-gewerbe-und-industriekunden-seit-2006/>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Statista GmbH (2025):** Durchschnittlicher Preis für Dieselmotorkraftstoff in Deutschland in den Jahren 1950 bis 2025 (Cent pro Liter): <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/779/umfrage/durchschnittspreis-fuer-dieselmotorkraftstoff-seit-dem-jahr-1950/>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Statista GmbH (2025):** Durchschnittlicher Preis für Superbenzin in Deutschland in den Jahren 1972 bis 2025 (Cent pro Liter): <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/776/umfrage/durchschnittspreis-fuer-superbenzin-seit-dem-jahr-1972/>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Statista GmbH (2025):** Durchschnittlicher Verbraucherpreis für leichtes Heizöl in Deutschland in den Jahren 1960 bis 2025: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/2633/umfrage/entwicklung-des-verbraucherpreises-fuer-leichtes-heizoel-seit-1960/>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Statista GmbH (2025):** Entwicklung des Industriepreises für leichtes Heizöl in Deutschland in den Jahren 1970 bis 2022 (in Euro je Tonne Steinkohleeinheit): <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/163034/umfrage/entwicklung-des-industrie-preises-fuer-leichtes-heizoel-seit-1970/>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Statista GmbH (2025):** Inflationsrate in Deutschland von 1950 bis 2024: <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/4917/umfrage/inflationsrate-in-deutschland-seit-1948/>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Statistische Ämter des Bundes und der Länder (o. J.):** Ergebnisse des Zensus 2022 – Gebäude- und Wohnungszählung, [https://www.zensus2022.de/DE/Ergebnisse-des-Zensus/\\_inhalt.html](https://www.zensus2022.de/DE/Ergebnisse-des-Zensus/_inhalt.html), letzter Zugriff am 25.06.2024

**Statistisches Bundesamt (2024):** GENESIS-Online Datenbank: 41261-0011 Holzeinschlag: Bundesländer, Jahre, Holzsorten, Holzartengruppen, Waldeigentumsarten, unter: <https://www-genesis.destatis.de/datenbank/online/statistic/41261/table/41261-0011/search/s/SG9semVpbnNjaGxhZw==>, letzter Zugriff am 26.09.2024.

**Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz (2017):** Statistische Berichte. Bodennutzung landwirtschaftlicher Betriebe 2016, [https://www.statistik.rlp.de/fileadmin/dokumente/berichte/C/1033/C1033\\_201601\\_4j\\_K.pdf](https://www.statistik.rlp.de/fileadmin/dokumente/berichte/C/1033/C1033_201601_4j_K.pdf), letzter Zugriff am 26.09.2024.

**Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz (2018):** Statistische Berichte. Viehbestände landwirtschaftlicher Betriebe 2016, [https://www.statistik.rlp.de/fileadmin/dokumente/berichte/C/1033/C1033\\_201601\\_4j\\_K.pdf](https://www.statistik.rlp.de/fileadmin/dokumente/berichte/C/1033/C1033_201601_4j_K.pdf), letzter Zugriff am 26.09.2024.

**Steuerformen.de (o. J.):** <http://www.steuerformen.de/gewerbesteuer.htm>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Thomas Neu, proG.E.O Ingenieurgesellschaft mbH:** Chancen der Geothermie für die Wärmeplanung, Vortrag am Umwelt-Campus Birkenfeld, 01.06.2025

**Umweltbundesamt (2024 a):** Energieverbrauch im Jahr 2022 auf zweitniedrigstem Wert seit 1990, <https://www.umweltbundesamt.de/themen/energieverbrauch-im-jahr-2022-auf-zweitniedrigstem>, zuletzt abgerufen am 16.05.2025

**Umweltbundesamt (2024 b):** Endenergieverbrauch nach Energieträgern und Sektoren, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energieverbrauch-nach-energietraegern-sektoren#allgemeine-entwicklung-und-einflussfaktoren>, zuletzt abgerufen am 16.05.2025

**Umweltbundesamt (2024 c):** Treibhausgas-Emissionen in der Europäischen Union, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-der-europaeischen-union#hauptverursacher>, zuletzt abgerufen am 16.05.2025

**Umweltministerium Baden-Württemberg (2005):** Leitfaden zur Nutzung von Erdwärme mit Erdwärmesonden.

**Verbraucherzentrale NRW e.V. (2025):** Fernwärme: Kosten sparen und gleichzeitig das Klima schonen: <https://www.verbraucherzentrale.de/wissen/energie/heizen-und-warmwasser/fernwaerme-kosten-sparen-und-gleichzeitig-das-klima-schonen-34038>, letzter Zugriff 10.05.2025.

**Wesselak, Viktor, Schabbach, Thomas (2009):** Regenerative Energietechnik.

**Wuppertal-Institut (2021):** Abschlussbericht: Studie zur Nutzung von Stromüberschüssen aus Erneuerbaren Energien sowie zu den Potenzialen für den Einsatz von Wärme- und Kältespeichern in Rheinland-Pfalz (Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz), [https://epub.wuppertal-institut.org/frontdoor/deliver/index/docId/7773/file/7773\\_Flexibilitaetsstudie.pdf](https://epub.wuppertal-institut.org/frontdoor/deliver/index/docId/7773/file/7773_Flexibilitaetsstudie.pdf), zuletzt abgerufen am 16.05.2025.

**WWF (2009):** World Wide Fund For Nature, Modell Deutschland Klimaschutz bis 2050 – Vom Ziel her denken, unter: [https://www.wwf.de/fileadmin/user\\_upload/WWF\\_Modell\\_Deutschland\\_Endbericht.pdf](https://www.wwf.de/fileadmin/user_upload/WWF_Modell_Deutschland_Endbericht.pdf), 2009

## 7 Anhang

### Regionale Wertschöpfung – Methodik-Beschreibung

Die regionale Wertschöpfung entspricht der Summe aller zusätzlichen Werte, die in einer Region innerhalb eines bestimmten Zeitraumes entstehen. Diese Werte können sowohl ökologischer als auch ökonomischer sowie soziokultureller Natur sein.<sup>70</sup>

Im Rahmen der Konzepterstellung wird der Fokus in erster Linie auf die ökonomische Bewertung der Investitionsmaßnahmen gelegt. Die regionale Wertschöpfung bildet sich aus der Differenz zwischen den regional erzeugten Leistungen und den von außen bezogenen Vorleistungen.

Den Ausgangspunkt für die Betrachtung der regionalen Wertschöpfung in den Bereichen erneuerbare Energien sowie Energieeffizienz bildet somit stets eine getätigte Investition mit ihren ausgelösten Finanzströmen, die sich wiederum in Erträge und Aufwendungen unterteilen lassen. Mit den ausgelösten Finanzströmen ergeben sich auch unterschiedliche Profiteure und die Frage, wie die ausgelösten Finanzströme und die damit einhergehenden „zusätzlichen Werte“ im Hinblick auf die Betrachtungsgruppen zu bewerten sind.

In diesem Zusammenhang wird, als geeignetes Verfahren zur Bewertung der regionalen Wertschöpfung, die Nettobarwert-Methode herangezogen. Denn aufgrund des langen Betrachtungshorizonts bis ins Jahr 2045 müssen zukünftige Einzahlungs- und Auszahlungsströme mit Hilfe eines Kalkulationszinssatzes auf den Gegenwartswert abgezinst und aufsummiert werden (Barwert). Hierdurch werden Ergebnisse zum heutigen Zeitpunkt erst vergleichbar. Der Nettobarwert bildet sich, indem die so entstandenen Barwerte durch die getätigten Investitionen bereinigt werden. Er kann durch nachfolgende Formel berechnet werden:

$$Co = -Io + \sum_{t=1}^n (E_t - A_t) * \frac{1}{(1+i)^t}$$

**Co**      Netto-Barwert / Kapitalwert zum Zeitpunkt t = 0

**-Io**      Investition zum Zeitpunkt t = 0

**E<sub>t</sub>**      Einzahlungen in Periode t

**A<sub>t</sub>**      Auszahlungen in Periode t

---

<sup>70</sup> Vgl. Heck 2004, S. 5.

<b>n</b>	Anzahl der Perioden
<b>i</b>	Kalkulationszinssatz
<b>t</b>	Perioden ab Zeitpunkt 1

Die Netto-Barwertmethode [auch Net Present Value (NPV)] stellt in der Unternehmenspraxis ein präferiertes Verfahren zur Bestimmung der Vorteilhaftigkeit von Investitionsvorhaben<sup>71</sup>, aufgrund der leichten Interpretation und Vergleichbarkeit der Ergebnisse, dar.<sup>72</sup> Investitionen sind nach der Netto-Barwertmethode folgendermaßen zu beurteilen:

- Vorteilhaft bei positivem Netto-Barwert ( $NPV > 0$ )
- Unvorteilhaft bei negativem Netto-Barwert ( $NPV < 0$ )
- Indifferent bei Netto-Barwert gleich Null ( $NPV = 0$ )

Mit dieser Methode können unterschiedliche Investitionen zu unterschiedlichen Zeitpunkten miteinander verglichen und darüber hinaus der Totalerfolg einer Investition bezogen auf den Anschaffungszeitpunkt erfasst werden.

Im Rahmen der regionalen Wertschöpfung werden nachfolgende Parameter betrachtet:

### **1. Betrachtungszeitraum**

Die Bewertung der wirtschaftlichen Auswirkungen wird entsprechend der Treibhausgasbilanz für den Ist-Zustand sowie für 2045 berechnet.

Hierbei werden der kumulierte Anlagenbestand sowie Energieeffizienzmaßnahmen bis zu den festgelegten Jahren mit ihren künftigen Einnahmen und Einsparungen sowie Kosten über eine kalkulatorische Betrachtungsdauer von 20 Jahren berechnet. Dies bedeutet für den Ist-Zustand, dass alle Anlagen und Energieeffizienzmaßnahmen betrachtet werden, welche in einem Zeitraum von 20 Jahren bis zum Basisjahr (Ist-Zustand) in Betrieb genommen wurden. Darüber hinaus werden alle mit dem Anlagenbetrieb und den umgesetzten Effizienzmaßnahmen einhergehenden Einnahmen und Kosteneinsparungen über die Laufzeit dieser Anlagen und Maßnahmen (i. d. R. 20 Jahre) berücksichtigt. Entsprechend enthalten die darauffolgenden Dekaden jeweils alle bis dahin installierte Anlagen (ab dem Ist-Zustand) sowie Einnahmen bzw. Kosteneinsparungen über die Nutzungsdauer von 20 Jahren. Dies bedeutet zum Beispiel für das Jahr 2040, dass die künftigen Einnahmen und Kosten bis zum Jahr 2060 betrachtet werden.

---

<sup>71</sup> Vgl. Pape 2009, S. 306.

<sup>72</sup> Vgl. Olfert et al. 2002, S. 121.

Um ausschließlich die wirtschaftlichen Auswirkungen der installierten erneuerbaren Energieanlagen und umgesetzten Effizienzmaßnahmen zu ermitteln, werden die Ergebnisse um die Kosten und die regionale Wertschöpfung aus fossilen Anlagen bereinigt. Diese Vorgehensweise beinhaltet die Berücksichtigung aller Kosten, die entstanden wären, wenn anstatt erneuerbarer Energieanlagen und Effizienzmaßnahmen konventionelle Lösungen eingesetzt worden wären. Gleichzeitig wird hierdurch die regionale Wertschöpfung berücksichtigt, die entstanden wäre, jedoch aufgrund der Energiesystemumstellung auf regenerative Systeme nicht stattfindet.<sup>73</sup>

## **2. Energiepreise**

Für die Bewertung des aktuellen Anlagenbestandes im Ist-Zustand basieren die angesetzten Energiepreise auf bundesweiten Durchschnittspreisen, u. a. nach dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), dem Centralen Agrar-Rohstoff-Marketing- und Entwicklungsnetzwerk e. V. (C.A.R.M.E.N.), dem Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (BDEW) sowie der Statista GmbH<sup>74</sup>. Des Weiteren wurden für die zukünftige Betrachtung jährliche Energiepreissteigerungsraten nach dem BMWi<sup>75</sup> herangezogen. Diese ergeben sich aus den real angefallenen Energiepreisen der vergangenen 20 Jahre.

Den Energiepreisen und den Preissteigerungsraten wurde eine konservative Betrachtungsweise zugrunde gelegt, basierend auf statistischen Daten, praktischen Erfahrungswerten und Literaturquellen.

Für die dynamische Betrachtung weiterer Kosten, z. B. Betriebskosten, wurde eine Inflation von 1,5 %<sup>76</sup> angesetzt. Die nachfolgende Tabelle listet die unterstellten Energiepreise und die dazugehörigen Preissteigerungsraten auf:<sup>77</sup>

---

<sup>73</sup> Somit werden nur die reinen Nettoeffekte betrachtet.

<sup>74</sup> Vgl. Quellenverzeichnis.

<sup>75</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie 2021.

<sup>76</sup> Vgl. Statista GmbH 2025, Inflationsrate. Hier wurde ein Mittelwert von 2000-2022 gebildet.

<sup>77</sup> Aufgrund der aktuellen Volatilität der Energiepreise und der zurzeit stetig steigenden Inflationsrate wurde zur Bewertung der Effekte oben beschriebene konservative Methode zugrunde gelegt, d. h. es wurde auf statistische Daten der letzten Jahrzehnte im Mittel zurückgegriffen und durch Erfahrungs- sowie Literaturwerte ergänzt.

Tabelle 7-1: Energiepreise und Preissteigerungsraten<sup>78</sup>

Energiepreise	Energiepreise	Steigerungsrate/a
Strom private HH	0,3208 €/kWh	2,44%
Strom öffentl. Liegenschaften	0,3208 €/kWh	2,10%
Strom Industrie & GHD	0,2408 €/kWh	2,10%
Wärmepumpenstrom	0,2566 €/kWh	2,44%
Strom Straßenbeleuchtung	0,3208 €/kWh	2,10%
Heizöl private HH	0,1324 €/kWh	4,90%
Heizöl öffentl. Liegenschaften	0,1324 €/kWh	4,90%
Heizöl Industrie & GHD	0,1049 €/kWh	5,82%
Erdgas private HH	0,1625 €/kWh	3,12%
Erdgas öffentl. Hand	0,1625 €/kWh	3,12%
Erdgas Industrie & GHD	0,0698 €/kWh	3,73%
Holzhackschnitzel	0,0495 €/kWh	2,60%
Biomethan	0,0900 €/kWh	2,00%
Biogas Wärme	0,0300 €/kWh	3,15%
Nahwärme	0,1600 €/kWh	3,69%
Pellets	0,0495 €/kWh	2,80%

### 3. Wirtschaftliche Parameter im Rahmen der regionalen Wertschöpfung

Die Darstellung aller ausgelösten Finanzströme sowie der regionalen Wertschöpfung basiert auf einer standardisierten Gewinn- und Verlust-Rechnung (GuV).

Alle in der GuV ermittelten Finanzströme, mit einem Betrachtungszeitraum von 20 Jahren, werden mit einem Faktor von 5 % auf ihren Netto-Barwert hin abgezinst, sodass alle Finanzströme dem heutigen Gegenwartswert entsprechen.

In diesem Zusammenhang sind bei der Ermittlung der regionalen Wertschöpfung folgende Parameter von Relevanz:

#### Investitionen

Die Investitionen in erneuerbare Energien und Effizienzmaßnahmen bilden den Ausgangspunkt zur Ermittlung der regionalen Wertschöpfung. Bei den Investitionen werden keine Vorketten betrachtet und somit wird angenommen, dass alle Anlagenkomponenten außerhalb der betrachteten Region hergestellt werden. Die zugrunde gelegten Anlagenkosten basieren je nach Technologie auf Literaturquellen oder Herstellerangaben. Zur Validierung und Ergänzung fließen zusätzlich eigene Erfahrungswerte in die Betrachtung ein.

#### Investitionsnebenkosten

Dienstleistungen im Bereich der Investitionsnebenkosten (z. B. Planung, Montage, Aufbau) werden fast ausschließlich durch das regionale Handwerk erbracht und dementsprechend

<sup>78</sup> Die Energiepreise im Betrachtungsjahr waren u. a. durch den russischen Angriff auf die Ukraine und die Pandemie entsprechend hoch.

ganzheitlich als regionale Wertschöpfung ausgewiesen.

Eine Ausnahme stellen hierbei die Wärmepumpen dar. Die hier anfallenden Arbeiten können nur teilweise regional angerechnet werden, da die fachmännische Anlagenprojektierung oder die Erdbohrung nur zum Teil von ansässigen Unternehmen geleistet werden kann.

Zukünftig ist mit einer steigenden Nachfrage nach erneuerbaren Energiesystemen zu rechnen, sodass sich zunehmend Fachunternehmen in der Region ansiedeln bzw. vorhandene Unternehmen ihr Portfolio erweitern werden. Dementsprechend wird sich der Anteil der regionalen Wertschöpfung vor Ort erhöhen.

Die Investitionsnebenkosten errechnen sich hierbei als prozentualer Anteil der Investitionen. Die unterstellten Prozentsätze, die je nach Technologie variieren, wurden unterschiedlichen Literaturquellen entnommen.

#### Förderung durch die Bundesanstalt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA)

Die Bundesanstalt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle fördert den Ausbau bzw. den Einsatz erneuerbarer Energien mit entsprechenden Investitionszuschüssen. Hierbei handelt sich um keine gleichbleibende Summe, sondern vielmehr um einen den eingesetzten Technologien entsprechenden Zuschuss. Förderungen werden u. a. für Solarthermie, Holzheizungen sowie Wärmepumpen gewährt.

#### Energieerlöse

Die Höhe der Energieerlöse, die beim Betrieb von Anlagen zur Erzeugung erneuerbaren Stroms bzw. bei Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen entstehen, werden im Ist-Zustand wie folgt betrachtet:

- Bei den Eigenstromanteilen werden die durchschnittlichen Strompreise angesetzt.
- Für den Anteil des erzeugten Stromes, welcher ins Stromnetz eingespeist wird, wird mit durchschnittlichen EEG-Vergütungssätze gerechnet.

Für die Betrachtung der zukünftigen Energieerlöse wurden für die eingespeisten Stromanteile die Stromgestehungskosten angesetzt. Für die Erlöse im Bereich der Stromeigennutzung werden, äquivalent zum Ist-Zustand, die durchschnittlichen Strompreise, unter Berücksichtigung der jährlichen Steigerungsraten angesetzt.

Im Wärmebereich hingegen werden alle Einsparungen mit einem Öl-/Gaspreis anhand des aktuellen Wärmemixes bewertet und äquivalent zum Strombereich als „Energieerlöse“ angesetzt.

## Abschreibungen

Als Abschreibungen werden Wertminderungen von Vermögensgegenständen in Form von z. B. Verschleiß innerhalb einer Rechnungs- bzw. Betrachtungsperiode bezeichnet.<sup>79</sup> Dieser Aufwand entsteht bereits in der Nutzungsphase und mindert den Gewinn vor Steuern.<sup>80</sup>

Vereinfachend wird von einer linearen Abschreibung ausgegangen, sodass sich gleichmäßige Kostenbelastungen pro Periode ergeben.

## Betriebskosten

Die operativen Leistungen zum störungsfreien Anlagenbetrieb, wie z. B. Wartung und Instandhaltung, können von den ansässigen Handwerkern geleistet werden. Eine Ausnahme bildet hierbei die Wartung und Instandhaltung der Windenergieanlagen.

Zwar wird auch hier künftig mit einer zunehmenden Ansiedlung von Windenergiebetreibern in der Region gerechnet, jedoch wird davon ausgegangen, dass das Fachpersonal für die Wartungs- und Instandhaltungsarbeiten aktuell nur zum Teil innerhalb der Regionsgrenzen ansässig ist. Dementsprechend kann die regionale Wertschöpfung in diesem Bereich nicht vollständig vor Ort gebunden werden.

## Verbrauchskosten

Unter Verbrauchskosten fallen Holzpellets, Hackschnitzel, Scheitholz, vergärbare Substrate für die Biogasanlagen und regenerativer Strom für den Betrieb von Wärmepumpen.

Die Deckung der eingesetzten Energieträger kann zu einem großen Teil durch regionale Biomassefestbrennstoffe erfolgen. Das Gleiche gilt auch für die benötigten Substrate zur Biogas-erzeugung.

## Pacht

Für die Inanspruchnahme von Flächen zur Installation von Photovoltaikanlagen fallen Pachtaufwendungen an. Diese werden komplett der regionalen Wertschöpfung zugewiesen, da davon auszugehen ist, dass die benötigten Flächen ausschließlich durch regional ansässige Eigentümer bereitgestellt werden können.

Für die künftige Verpachtung von Freiflächen zur Solarstromerzeugung werden erfahrungsgemäß 5 € pro kWp und Jahr angesetzt. Darüber hinaus wird angenommen, dass der Anteil

---

<sup>79</sup> Vgl. Olfert et al. 2002, S. 83.

<sup>80</sup> Vgl. Pape, 2009, S. 229.

verpachteter Freiflächen bei ca. 5 % liegt.

### Kapitalkosten

Bei der Investitionsfinanzierung wurde die Annahme getroffen, dass sie zu 100 % auf Fremdkapital beruht. Laut standardisierter Gewinn- und Verlustrechnung werden nur die anfallenden Zinsbeträge als Kapitalkosten betrachtet.

Das eingesetzte Fremdkapital wird mit einem (Fremd-) Kapitalzinssatz von 4 % jährlich verzinst.<sup>81</sup> Da davon auszugehen ist, dass die attraktivsten Finanzierungsangebote von Banken außerhalb der Region stammen, z. B. von der Kreditanstalt für Wiederaufbau (KfW), kann die regionale Wertschöpfung in diesem Bereich nur zum Teil vor Ort gebunden werden. Zukünftig wird sich das Angebotsportfolio regional ansässiger Banken im Bereich erneuerbarer Energien sukzessive verbessern, sodass auch in diesem Bereich die regionale Wertschöpfung gesteigert werden kann.

### Steuern

Zur Bestimmung der Steuerbeträge wurde mit einem durchschnittlichen Steuersatz von rund 30 % gerechnet.<sup>82</sup> Er basiert auf den ermittelten Überschüssen und folgenden Annahmen:

- Bei Photovoltaik-Dachanlagen wurden rund 20 % Einkommensteuer angesetzt, wovon 15 % an die Kommune fließen, der Rest verteilt sich zu je 42,5 % auf Bund und Bundesland.<sup>83</sup>
- Bei Photovoltaik-Freiflächenanlagen und Windenergieanlagen wurden rund 15 % Gewerbesteuer angesetzt.<sup>84</sup>
- Hinsichtlich der Steuerfreibeträge wird pauschal davon ausgegangen, dass der Anlagenbetrieb an ein bereits bestehendes Gewerbe angegliedert wird und dadurch die Steuerfreibeträge bereits überschritten sind.

### Anmerkungen:

- Die Steuerbefreiungen für z. B. kleine PV-Anlagen, die im Jahr 2022 mit der Novellierung der Steuergesetze in Kraft getreten ist, fand methodisch aus folgenden Gründen keine Anwendung:

---

<sup>81</sup> In Anlehnung an aktuelle Programme der KfW im Bereich erneuerbare Energien und Energieeffizienz (vgl. Quellenverzeichnis).

<sup>82</sup> Vgl. Institut der deutschen Wirtschaft 2023, S. 7.

<sup>83</sup> Vgl. Bundeszentrale für politische Bildung 2023.

<sup>84</sup> Vgl. Gründer Plattform 2025.

- Die Steuerbefreiungen bei Photovoltaikanlagen sind an konkrete Bedingungen gekoppelt, z. B. sind nur Anlagen mit einer Bruttoleistung von bis 30 kW<sub>p</sub>, auf, an oder in Einfamilienhäusern (einschließlich Nebengebäuden) oder nicht zu Wohnzwecken dienenden Gebäuden befreit. Darüber hinaus gilt § 3 Satz 72 EStG auch für auf, an oder in sonstigen Gebäuden vorhandene Photovoltaikanlagen mit einer installierten Bruttoleistung bis zu 15 kW<sub>p</sub> je Wohn- oder Gewerbeeinheit, wobei insgesamt höchstens 100 kW<sub>p</sub> Bruttoleistung installiert sein dürfen. Auch können andere Kriterien Anwendung finden, welche die Anwendung des oben genannten Paragraphen ausschließen, wie z. B. Selbständigkeit, Nebengewerbe.
- Da es sich bei den ausgewiesenen Erneuerbaren Energien Potenzialen (z. B. PV, Windkraft) im vorliegenden Konzept stets um aggregierte Summen handelt, können keine detaillierten Rückschlüsse auf Einzelinvestitionen bzw. -objekte gemacht werden. Daher wurde auf eine Anwendung der Steuerfreibeträge in der vorliegenden Methodik verzichtet.
- Ferner ist anzumerken, dass die Kürzung der Steuerbeträge die regionale Wertschöpfung nicht reduziert, sondern vielmehr es zur Umschichtung von Beträgen in der Region kommen würde. Das bedeutet, dass beispielsweise die öffentliche Hand zwar durch die Befreiungen weniger Steuereinnahmen generiert, aber der Gewinn des Anlagenbetreibers im gleichen Umfang steigt.

### Gewinn

Der Gewinn vor Steuern für den Betreiber errechnet sich aus der Summe aller Ein- und Auszahlungen. In diesem Betrag sind aber die zu entrichtenden Steuern noch enthalten (Bruttogewinn). Durch die Subtraktion dieses Kostenblocks ergibt sich der Netto-Gewinn des Betreibers (Gewinn nach Steuern), der gleichzeitig auch dessen „Mehrwert“ darstellt.