

FRAUNHOFER-INSTITUT FÜR SOLARE ENERGIESYSTEME ISE

**STROMSTUDIE FÜR DIE  
METROPOLREGION RHEIN-NECKAR  
VERSORGUNGSSITUATION BIS ZUM JAHR 2045**

# STROMSTUDIE FÜR DIE METROPOLREGION RHEIN-NECKAR

Versorgungssituation bis zum Jahr 2045

**Sven Längle, Dominik Peper, Bin Xu-Sigurdsson, Christoph Kost**

Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE

Heidenhofstraße 2, 79110 Freiburg, Germany

[www.ise.fraunhofer.de](http://www.ise.fraunhofer.de)

Freiburg, Oktober 2022

---

# Inhaltsverzeichnis

<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>4</b>
<b>1 Kurzfassung</b> .....	<b>5</b>
<b>2 Einleitung</b> .....	<b>6</b>
<b>3 Prognose des Strombedarfs</b> .....	<b>8</b>
3.1 Heutiger Energiebedarf .....	8
3.1.1 <i>Methodik</i> .....	8
3.1.2 <i>Ergebnisse</i> .....	9
3.2 Szenarien für die Zukunft .....	10
3.2.1 <i>Methodik des Energiesystemmodell REMod</i> .....	10
3.2.2 <i>Szenarien Basis, Effizienz und Elektrifizierung</i> .....	11
3.2.3 <i>Methodik zu Prognose des zukünftigen Strombedarfs</i> .....	12
3.3 Ergebnisse.....	13
<b>4 Potenziale der erneuerbaren Energien</b> .....	<b>16</b>
4.1 PV-Dachanlagen.....	16
4.1.1 <i>Datengrundlagen und Methodik</i> .....	16
4.1.2 <i>Ergebnisse</i> .....	17
4.2 PV-Freiflächenanlagen.....	19
4.2.1 <i>Datengrundlagen und Methodik</i> .....	19
4.2.2 <i>Ergebnisse</i> .....	21
4.3 Onshore-Windkraft.....	22
4.4 Biomasse.....	23
4.4.1 <i>Waldholz</i> .....	23
4.4.2 <i>Biomasse aus der Landwirtschaft</i> .....	24
4.5 Wasserkraft .....	25
4.6 Solarthermie .....	25
4.7 Geothermie.....	26
4.8 Zusammenfassung .....	27
<b>5 Langfristige Deckung von Angebot und Nachfrage</b> .....	<b>29</b>
<b>6 Empfehlungen zur Ausschöpfung der Potenziale der erneuerbaren Energien</b> .....	<b>32</b>
<b>7 Offene Fragestellungen</b> .....	<b>34</b>
<b>8 Literaturverzeichnis</b> .....	<b>35</b>
<b>9 Anhang</b> .....	<b>37</b>

---

## Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
AVBFernwärmeV	Verordnung über Allgemeine Bedingungen für die Versorgung mit Fernwärme
BEV	Battery Electric Vehicle
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
Efm	Erntefestmeter
FFA	Freiflächenanlage
FNR	Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V.
GHD	Gewerbe Handel Dienstleistungen
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunden
ha	Hektar
JEVI	Jahreserhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes, im Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden
JVLS	Jahresvolllaststunden
km	Kilometer
kW	Kilowatt
m	Meter
MRN	Metropolregion Rhein-Neckar
MW	Megawatt
OSM	Open Street Map
PV	Photovoltaik
TWh	Terrawattstunden
UGR	Umweltökonomische Gesamtrechnung
Vfm	Vorratsfestmeter
W	Watt
WDPA	World Database on Protected Areas
WP	Wärmepumpe

### Vorbemerkung

In dieser Studie ist mit der Angabe W, kW, MW für PV-Anlagen die Nennleistung Watt peak (Wp, kWp, MWp, GWp) gemeint, auf deren Nennung aus Lesbarkeitsgründen verzichtet wird.

---

# 1 Kurzfassung

Ziel dieser Studie ist die Analyse der Versorgungssituation für die nächsten 20 Jahre in der Rhein-Neckar-Region für den Energieträger Strom zu untersuchen. Hierbei soll sowohl auf die Angebots- als auch auf die Bedarfsentwicklung analysiert werden. Um den zukünftigen Strombedarf in der Region abzuschätzen, wird auf drei unterschiedliche Szenarien zurückgegriffen. Jedes der drei Szenarien zeigt einen deutlich steigenden Stromverbrauch auf. Dabei steigt der Stromverbrauch von heute 17 TWh auf zukünftig 32 bis 38 TWh im Jahr 2045, was einer Steigerung von rund 88 % bis 124 % entspricht. Der Stromverbrauch im Gewerbe steigt um 45 % bis 49 % im Vergleich zum heutigen Strombedarf. In der Industrie liegt die Steigerung je nach Szenario bei 73 % bis 131 %. Im Kreis Ludwigshafen steigt der Strombedarf im Industriesektor sogar um 94 % bis 167 %, in den anderen Kreisen lediglich um 51 % bis 92 %.

Um den steigenden Strombedarf klimaneutral und mit lokaler Stromerzeugung zu decken, ist der Ausbau der Erneuerbaren Energien unerlässlich. Das ermittelte technische Potenzial für Solaranlagen beläuft sich auf 50 GW. Die Potenziale für Windkraft liegen bei 7,5 GW. Bei den technischen Potenzialen von Wind und Solar stechen drei Kreise in der Region mit besonders hohem Potenzial hervor. Die Kreise Neckar-Odenwald-Kreis, Bergstraße, Rhein-Neckar-Kreis machen etwa 50 % des Potenzials für Wind und Solar in der Metropolregion aus. Aus dem technischen Potenzial wird in Anlehnung an die nationalen EE-Ziele ein realistisches Potenzial berechnet. Unter realistischerem Potenzial wird ein Potenzial verstanden, das den Flächennutzungsgrad berücksichtigt, gleichzeitig ist ein entsprechender Zubau jedoch höchst herausfordernd. Das realistische Potenzial von Photovoltaikanlagen (PV) beträgt 6,0 GW für Dach- und 8,4 GW für Freiflächenanlagen. Für Onshore-Wind wurde ein Potenzial von 1,8 GW identifiziert. Damit ergibt sich ein realistisches Potenzial von 16,2 GW. Bei durchschnittlichen Volllaststunden können mit diesem Potenzial etwa 20,0 TWh Strom erzeugt werden. Hinzu kommt Strom aus biogener Erzeugung und Wasserkraft, welche aber nur rund 1,0 TWh pro Jahr liefern können. Das bilanzielle jährliche Import-/Export-Saldo liegt bei 11,8 TWh im Basis Szenario, 10,4 TWh im Effizienzzenario und 17,4 TWh im Elektrifizierungsszenario.

Die Analyse zeigt, dass die Region bei einer Ausnutzung des realistischen Potenzials, angelehnt an den aktuellen nationalen Zielen, nicht genug Strom erzeugen kann, um den steigenden Strombedarf bilanziell zu decken. Bilanziell bedeutet an dieser Stelle ein Vergleich der Jahresmengen. Um den Strombedarf in der Region bilanziell zu decken, müssen Wind und Solar nochmals deutlich stärker ausgebaut werden.

Um die vorhandenen Potenziale schneller und vollständiger zu heben, können verschiedene Maßnahmen von unterschiedlichen Akteuren in der MRN Region unternommen werden. Die Politik kann beitragen, indem sie Vorrangflächen für den Wind und PV-Ausbau ausweist und dabei die faire Lastenverteilung in der Region unterstützt sowie die Akzeptanz des Ausbaus fördert. Wo rechtliche Hürden für den Ausbau bestehen, sollten diese konsequent durch die Politik abgebaut werden. Auf Seiten der Interessenvertretungen, wie der IHK, besteht die Möglichkeit durch Aufklärungs- und Informationskampagnen mehr Unternehmen für den Ausbau der erneuerbaren Energien zu gewinnen. Gleichzeitig sollte hier angesetzt werden, um den Fachkräftemangel in der Branche durch eine Ausbildungs-offensive zu beheben.

Die potenziellen Anlagenbetreiber selbst sollten sich aktiv mit ihren Möglichkeiten, EE-Anlagen zu betreiben, auseinandersetzen und dabei die vielen Vorteile einer solchen Investition ernst nehmen, insbesondere im Hinblick auf die zukünftige Gas- und Strompreisentwicklung sowie die Entwicklung der eigenen Stromnachfrage und vor dem Hintergrund der Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors. Auch Netzbetreiber können bei der Beschleunigung des Ausbaus der Erneuerbaren Energien unterstützen, indem sie Anlagenbetreiber beim Netzanschluss der Anlagen mit schlanken Verfahren unter die Arme greifen sowie individuelle Beratung bei großen Anlagen anbieten. Nur wenn alle Akteure beitragen, kann die Energiewende gelingen.

---

## 2 Einleitung

Der Strombedarf in Deutschland wird zukünftig stark ansteigen. Zur Erreichung der gesteckten Klimaziele müssen vielfältige Prozesse von fossilen Brennstoffen auf erneuerbaren Energien umgestellt werden. Dies wird meist durch die Elektrifizierung der Prozesse und die Nutzung von Grünstrom erreicht. Konkrete Beispiele hierfür sind die Umstellung des Verkehrs auf Elektromobilität, die Raumwärmebereitstellung auf Wärmepumpen und die Hochtemperaturanwendungen in der Industrie auf strombasierte Heiztechnologien. Der erhöhte Strombedarf steigert zusätzlich den Ausbaubedarf der erneuerbaren Energien. Dies gilt insbesondere vor dem geplanten Ausstieg aus der Atomkraft und der Kohleverstromung. Das heißt, dass nicht nur der schon heute benötigte Strombedarf durch grüne Erzeugungskapazitäten ersetzt werden muss, sondern darüber hinaus weitere Kapazitäten für den zusätzlichen Bedarf geschaffen werden müssen. Der Zubau von erneuerbaren Energien erreicht bisher noch nicht ein ausreichendes Maß für die Erreichung der Klimaziele.

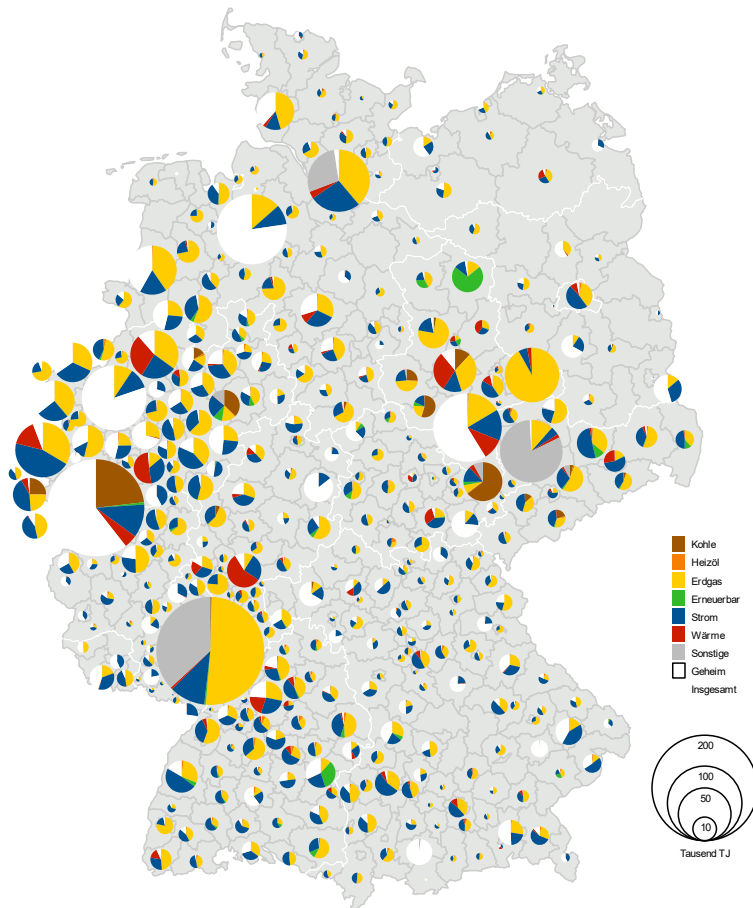
Der Energie- und Strombedarf als auch die Erzeugungskapazitäten von erneuerbaren Energien sind in Deutschland regional sehr ungleichmäßig verteilt. Während die Schwerpunkte des Stromverbrauchs in den industriestarken und bevölkerungsreichen Regionen im Süden und Westen Deutschlands liegen, finden sich die größten Potenziale von erneuerbaren Energien im Norden und Osten von Deutschland. Einen der größten Energie- und Strombedarfe hat die Metropolregion Rhein-Neckar. Vergleichbare Bedarfe haben die Rheinland- und die Ruhr-Region (siehe Abbildung 1). Im Vergleich zu ihren Strombedarfen haben diese Gebiete aktuell vergleichsweise geringe erneuerbare Stromerzeugungskapazitäten. Insbesondere durch die Elektrifizierung der dort ansässigen Industriebetriebe, aber auch den Ausbau von Wärmepumpen im Gebäudebereich und der Elektromobilität wird der Strombedarf in den Regionen in den kommenden Jahren stark und schnell ansteigen.

Bei gleichbleibender Verteilung der Erzeugungsschwerpunkte und Verbrauchssenen in Deutschland bedeutet dies, dass mit dem Fortschreiten der Energiewende große Mengen an Strom über weite Strecken in die Verbrauchsregionen transportiert werden müssen. Dies bedeutet, dass das Übertragungsnetz entsprechend ausgebaut und verstärkt werden muss. Entsprechende Planungen der Übertragungsnetzbetreiber liegen vor. Der tatsächliche Netzausbau verläuft allerdings schleppend und wird immer wieder durch Widerstände seitens der lokalen Bevölkerung weiter verzögert.

Diese Situation kann zukünftig bei einer ungünstigen Fortentwicklung zu Netzengpässen führen. Außerdem besteht die Möglichkeit, dass es bei einer Einführung von unterschiedlichen Preiszonen in Deutschland (aktuell wird diese Möglichkeit von der EU geprüft) zu erhöhten Strompreisen in den Regionen mit erhöhtem Importbedarf kommt. Dies wäre mit erheblichen Implikationen für die dort ansässige Industrie und damit für die Region insgesamt verbunden.

Prinzipiell kann dieser Entwicklung mit dem regionalen Zubau von erneuerbaren Energien entgegengewirkt werden. Dies stellt insbesondere stark industrialisierte Regionen mit ihrem schon jetzt hohen und künftig stark steigenden Strombedarf vor erhebliche Herausforderungen. Hierzu zählt auch die Metropolregion Rhein-Neckar. Wollen sie die Betriebe und deren Wertschöpfung in der Region halten und damit ihren Wohlstand sichern, müssen sie die regionale EE-Erzeugung stark und schnell ausbauen.

Vor diesem Hintergrund ist es Ziel dieser Studie, die Stromversorgungssituation in der Metropolregion Rhein-Neckar bis zum Jahr 2045 (Zieljahr der Klimaneutralität) zu untersuchen. Hierbei soll geprüft werden, welche Potenziale bestehen, um die steigenden Strombedarfe in der Region bilanziell zu decken. Hierbei werden die Jahresmengen der Stromerzeugung dem jährlichen Strombedarf gegenübergestellt. Eine Betrachtung der leistungsbezogenen Deckung auf mit höherer zeitlicher Auflösung erfolgt nicht. Das heißt, dass auch bei einer jährlichen Deckung unterjährig Zeitpunkte mit Über- oder Unterdeckung bestehen können.



© Daten: Statistische Ämter des Bundes und der Länder, 2020  
 © Karte: GeoBasis-DE / BKG 2020 (Gebietsstand 31.12.2018)

Abbildung 1: Energieverbrauch in der Industrie 2018 nach Energieträgern mit größtem Verbrauch in Ludwigshafen

---

## 3 Prognose des Strombedarfs

Das folgende Kapitel enthält eine Prognose über die zukünftige Stromnachfrage in der Metropolregion Rhein-Neckar bis zum Jahr 2045 mit Zwischenberechnungen für die Jahre 2025, 2030, 2035 und 2040. Die Prognose wird für drei verschiedene nationale Szenarien erstellt.

### 3.1 Heutiger Energiebedarf

Um die zukünftige Stromnachfrage zu bestimmen ist es wichtig, die heutige Energienachfrage zu bestimmen. Hierfür werden verschiedene Datensätze verwendet und analysiert.

#### 3.1.1 Methodik

Die verwendeten Methoden, um den heutigen Energiebedarf zu ermitteln, werden in diesem Abschnitt erläutert.

##### 3.1.1.1 Haushalte

Um die Strom- und Gasnachfrage der Haushalte zu erhalten wird das Python-Toolkit „Disaggregator“ [1] verwendet. Dieses wurde vom Forschungsinstitut Jülich, der Technische Universität Berlin und der Forschungsstelle Energiewirtschaft im Rahmen des Demand Regio Projektes entwickelt [2]. Das Tool ermöglicht es die Strom- und Gasnachfrage für verschiedene Sektoren auf Kreisebene zu ermitteln. Es ist möglich sowohl einen Top-Down, als auch ein Bottom-Up Ansatz auszuwählen. Beide Ansätze liefern ähnliche Ergebnisse, haben aber Unterschiede in ihren Auswertungsmöglichkeiten.

##### 3.1.1.2 Fernwärme

In der Metropolregion sind mehrere Fernwärmenetze im Betrieb. Die benötigte Energie wird im Disaggregator Toolkit nicht erfasst. Allerdings sind die Fernwärmeversorgungsunternehmen gemäß AVBFernwärmeV § 1a (2) dazu verpflichtet, die Netzverluste in Megawattstunden pro Jahr als Differenz zwischen der Wärme-Netzeinspeisung und der nutzbaren Wärmeabgabe zu veröffentlichen. Dadurch ist es möglich den Fernwärmebedarf in der Region zu ermitteln.

##### 3.1.1.3 Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Da für die Sektoren GHD (Gewerbe, Handel und Dienstleistungen) und die Industrie nicht nur die Energieträger Strom und Gas von Bedeutung sind, wurde hier das Verfahren aus dem Demand Regio Projekt auch auf die weiteren Energieträger angewandt. Für die Ermittlung der Energienachfrage wurden folgende Statistiken verwendet.

- Mitarbeiter nach Landkreisen und Wirtschaftszweig [3]
- Umweltökonomische Gesamtrechnung (UGR) [4]
- Anwendungsbilanzen für GHD [5]

Durch die Verschneidung und Verarbeitung dieser Datensätze entsteht ein Datensatz, der es ermöglicht, Aussagen über den Energieverbrauch nach Landkreis, Wirtschaftszweig, Energieträger und Anwendungsart im Gewerbe, Handels und Dienstleistungssektor zu treffen.

##### 3.1.1.4 Industrie

Für die Ermittlung der Energienachfrage für die Industrie werden die folgenden Statistiken verwendet.



- Mitarbeiter nach Landkreisen und Wirtschaftszweig [3]
- Umweltökonomische Gesamtrechnung (UGR) [4]
- Anwendungsbilanzen für Industrie [5]
- Jahreserhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes, im Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden (JEVI) [6]

Die verschiedenen Datensätze müssen zunächst harmonisiert werden. Die Statistiken beinhalten Unterschiede bezüglich der Aufteilung von Energieträgern und Wirtschaftszweigen bzw. Produktionsbereichen. Nach der Harmonisierung werden über ein mathematisches Verfahren die Einzelwerte für die Energiebilanz ermittelt. Am Ende entsteht ein Datensatz, der die gleichen Merkmale aufweist wie der Datensatz für den GHD-Sektor.

### 3.1.1.5 Transport

Die im Energiesystemmodell REMod des Fraunhofer ISE berechnete Transportenergie wird anhand der Einwohner auf die Regionen aufgeteilt.

### 3.1.1.6 Abgleich der Zahlen mit Strom- und Gasnetzbetreiber

Die berechneten Statistiken wurden in mehreren Terminen mit verschiedenen Verteilnetzbetreibern besprochen. Nach anfänglichen Ungenauigkeiten konnte der Datensatz angepasst werden und die Verteilnetzbetreiber konnten die Zahlen mit einer angemessenen Genauigkeit bestätigen. Dabei handelt es sich häufig nur um eine ungefähre Angabe, da die Verteilnetzgebiete nicht deckungsgleich mit den Landkreisgebieten des erzeugten Datensatzes sind.

## 3.1.2 Ergebnisse

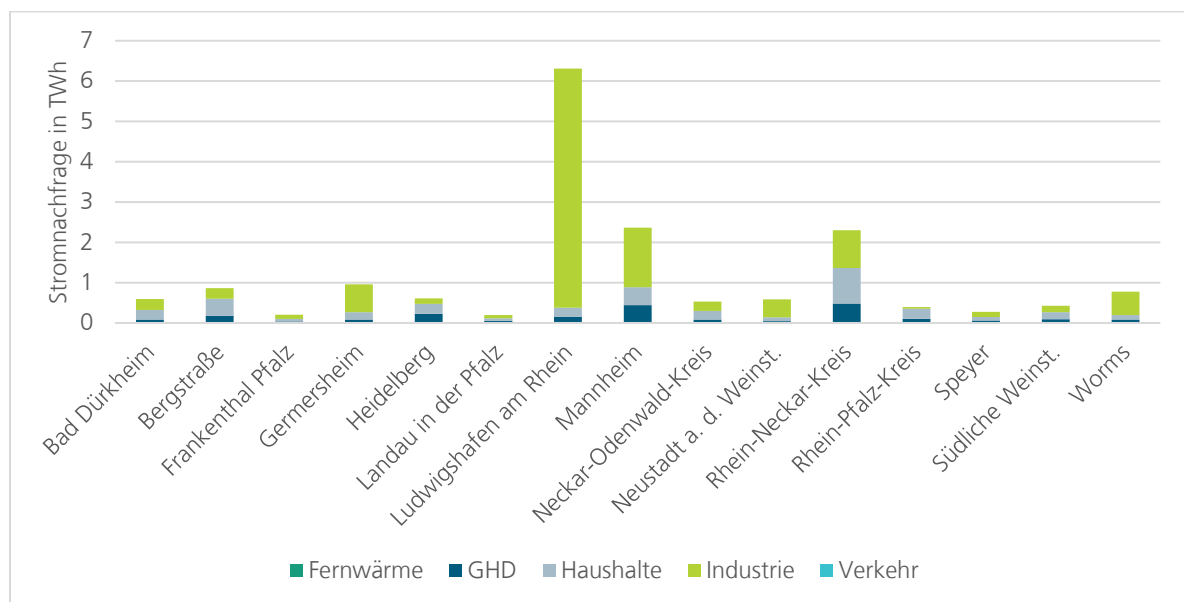


Abbildung 2: Stromnachfrage nach Landkreisen und Sektoren

Dieser Abschnitt stellt die Ergebnisse für den Stromverbrauch in 2018 anhand der entwickelten Methodik vor. Es gibt keine realen Verbrauchsdaten, die zum Vergleich herangezogen werden können. In den Gesprächen mit den Verteilnetzbetreibern zeigte sich aber, dass die Werte des Datensatz als realistisch eingeschätzt werden können. Abbildung 2 zeigt die Stromnachfrage der verschiedenen Landkreise

aufgeschlüsselt nach Sektoren. Die Kreise mit einer hohen Industrienachfrage haben auch eine hohe Gesamtstromnachfrage. In einigen Kreisen ist die Industriestromnachfrage sogar höher als die Nachfrage der anderen Sektoren zusammen. Die energieintensivsten Industrien in den Kreisen sind die Chemische Industrie, Kraftfahrzeughersteller sowie Pappe- und Papierherstellung. Der Stromverbrauch in der Industrie wird aktuell zum größten Teil zur Bereitstellung von mechanischer Energie verwendet.

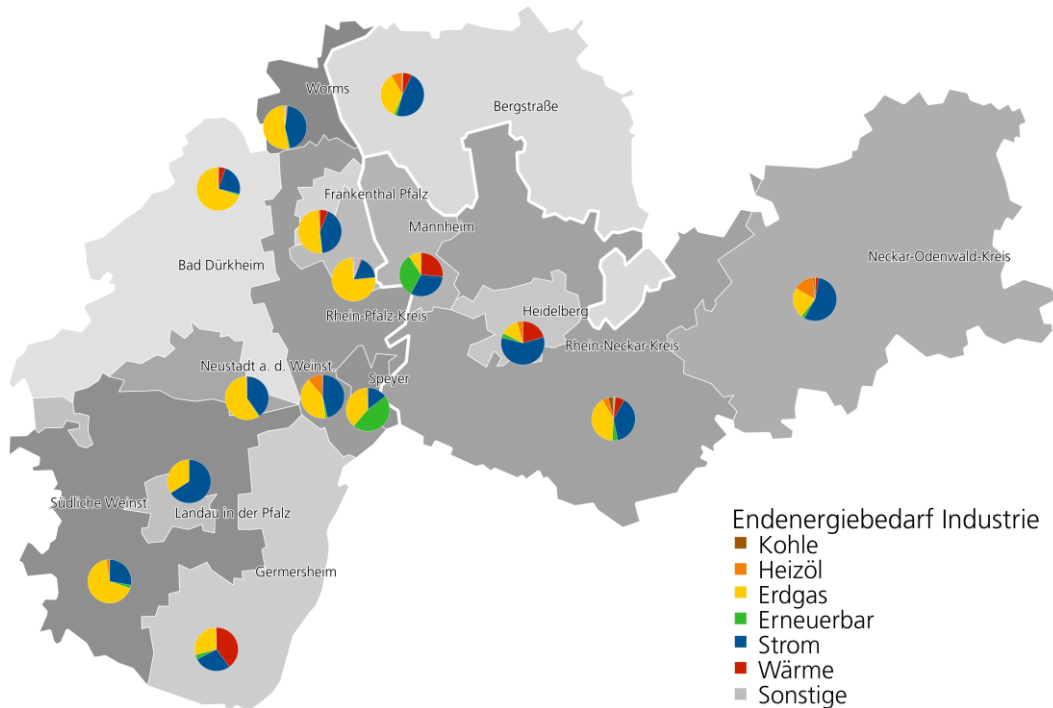


Abbildung 3: Endenergiebedarf in der Industrie (Die Kreise enthalten die Anteile der Energieträger, jedoch nicht die absoluten Mengen)

Abbildung 3 zeigt den Endenergiebedarf in der Industrie für die verschiedenen Landkreise. Die zwei meistgenutzten Energieträger sind Strom und Gas. In einigen Landkreisen werden außerdem noch erneuerbare Energien und Wärme in größeren Mengen verwendet.

### 3.2 Szenarien für die Zukunft

Das Energiesystemmodell REMod berechnet Szenarien, die die Transformation des deutschen Energiesystems hin zur Klimaneutralität beschreiben. Solche Szenarien dienen in dieser Studie als Grundlage, um eine Prognose des zukünftigen Strombedarfs für die Region Rhein-Neckar abzuleiten. Dieser Abschnitt skizziert die Methodik von REMod und beschreibt anschließend Annahmen und Ergebnisse der drei ausgewählten Szenarien für Gesamt-Deutschland.

#### 3.2.1 Methodik des Energiesystemmodell REMod

Mit dem Energiesystemmodell REMod können Transformationspfade des deutschen Energiesystems, also die jährliche technologische Zusammensetzung des Energiesektors, des Gebäudesektors, des Industriesektors und des Verkehrssektors von heute bis 2045 berechnet werden. Ein solcher Transformationspfad ist beispielsweise charakterisiert durch die Entwicklung der installierten Leistungen von Erneuerbaren Energien oder konventionellen Kraftwerken, die Anzahl an Wärmepumpen zur Raumheizung, die Anzahl an Elektrokesseln in der Industrie oder die Anzahl an batteriebetriebenen PKWs. Diese Transformationspfade erfüllen zwei zentrale Randbedingungen: zum einen das Erreichen von politisch gesetzten Klimazielen und

zum anderen eine Deckung des Energiebedarfs auf stündlicher Ebene in Deutschland. Die berechneten Transformationspfade unterscheiden sich je nach den Annahmen, die getroffen werden. Über unterschiedliche Annahmen werden verschiedene Szenarien umgesetzt, die dazu dienen, mögliche Entwicklungen für das deutsche Energiesystem für unterschiedliche zukünftige Welten aufzuzeigen und dafür ein konsistentes Mengengerüst für Leistungen und Energien zu berechnen. Szenarien sind nicht als exakte Prognosen für die Zukunft zu betrachten. Weiterführende Informationen zum Energiesystemmodell REMod finden sich in [7].

### 3.2.2 Szenarien *Basis*, *Effizienz* und *Elektrifizierung*

Für diese Studie sind drei Szenarien ausgewählt worden, die den aktuellen deutschen Klimazielen des Klimaschutzgesetzes entsprechen: einer Reduktion der deutschen Treibhausgasemissionen um 65 % gegenüber 1990 bis 2030 und das Erreichen von Treibhausgasneutralität bis 2045 [8].

- Das Szenario *Basis* trifft technologisch ausgeglichene Maßnahmen und nimmt in den Verbrauchssektoren einen leicht steigenden Endenergiebedarf an, entsprechend der vergangenen Entwicklung.
- Das Szenario *Effizienz* nimmt eine effizientere Energienutzung und gesellschaftliche Verhaltensänderungen an, die zu einem sinkenden Endenergiebedarf in den Verbrauchssektoren führen. Die technologischen Annahmen entsprechen denen des Szenarios *Basis*.
- Das Szenario *Elektrifizierung* trifft optimistische Annahmen für Technologien (in Bezug auf technische Entwicklung und auch dem tatsächlichen Einsatz), die einer direkten Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren entsprechen. Geringe Importmengen und hohe Importpreise für CO<sub>2</sub>-neutrale, synthetische Energieträger sind hier zentrale Annahmen, die dazu führen, dass vermehrt auf direkte Elektrifizierung gesetzt wird. Die Entwicklung des Endenergiebedarfs entspricht dem Szenario *Basis*.<sup>1</sup>

Tabelle 1 zeigt einen Überblick über Ergebnisse im Hinblick auf die direkte Elektrifizierung in den Verbrauchssektoren und den Ausbau der Erneuerbaren Energien.

Tabelle 1: Gesamtdeutsche Ergebnisse der Szenarien *Basis*, *Effizienz* und *Elektrifizierung* für das Jahr 2045 im Überblick. (BEV: battery electric vehicle)

Direkte Elektrifizierung in ...	Basis <sup>1</sup>	Effizienz <sup>2</sup>	Elektrifizierung <sup>1</sup>
Verkehr (BEVs)	PKW: 100 % BEVs LKW: 10 % BEVs	PKW: 100 % BEVs LKW: 7 % BEVs	PKW: 100 % BEVs LKW: 26 % BEVs
Gebäudewärme (v.a. Wärmepumpen)	61 % Wärmepumpen	60 % Wärmepumpen	65 % Wärmepumpen
Industrie (z.B. Wärmepumpen und Elektrodenkessel)	70 % Stromanteil an Endenergie	65 % Stromanteil an Endenergie	86 % Stromanteil an Endenergie
Ausbau Erneuerbare Energien (Wind On-/Offshore, PV)	DE: 750 GW (Wind + PV)	DE: 500 GW (Wind + PV)	DE: 810 GW (Wind + PV)

<sup>1</sup> Die Szenarien *Basis* und *Elektrifizierung* stammen aus dem Ariadne Projekt [9]. Das Szenario *Effizienz* ist ein im Rahmen von Ariadne gerechnetes, bisher unveröffentlichtes Szenario, das auf einer eigenen Studie [7] aufbaut.

Die Ergebnisse in der Tabelle zeigen, dass die drei Szenarien eine Spannweite in Bezug auf die direkte Elektrifizierung ergeben, in der das Szenario *Effizienz* die geringste direkte Elektrifizierung aufweist und das Szenario *Elektrifizierung* die ausgeprägteste: Während in allen Szenarien die PKW-Flotte komplett elektrifiziert wird, liegt der Anteil an batteriebetriebenen LKWs zwischen 7 % (*Effizienz*) und 26 % (*Elektrifizierung*). Wärmepumpen als zentrale Heiztechnologie stellen zwischen 60 % (*Effizienz*) und 65 % (*Elektrifizierung*) aller Heiztechnologien. Der Stromanteil am Endenergiebedarf im Industriesektor bewegt sich zwischen 65 % (*Effizienz*) und 86 % (*Elektrifizierung*). Der unterschiedliche Strombedarf erfordert zwischen 500 GW Wind und Photovoltaik (*Effizienz*) und 810 GW (*Elektrifizierung*) zur erneuerbaren Stromerzeugung.

Abbildung 4 zeigt den gesamtdeutschen Endenergiebedarf in der Industrie bis 2045 aufgeteilt nach Energieträgern für das Szenario *Basis*. Der Endenergiebedarf insgesamt geht bis 2045 um 27 % im Vergleich zu 2020 zurück. Das ist zum einen auf den Umstieg auf effizientere Technologien zur Bereitstellung von Prozesswärme zurückzuführen. Heute werden beispielsweise vielfach Gaskessel mit einem Wirkungsgrad von ca. 90 % genutzt, während in Zukunft im Niedertemperaturbereich auf industrielle Wärmepumpen mit einem durchschnittlichen Wirkungsgrad von ca. 190 % gesetzt wird und im Hochtemperaturbereich z.B. auf power-to-heat über Elektrodenkessel mit einem Wirkungsgrad von 98 %. Dazu kommt eine leicht steigende Prozesseffizienz in der industriellen Produktion, die neben dem Technologiewechsel zur Reduktion des Endenergiebedarfs beiträgt.

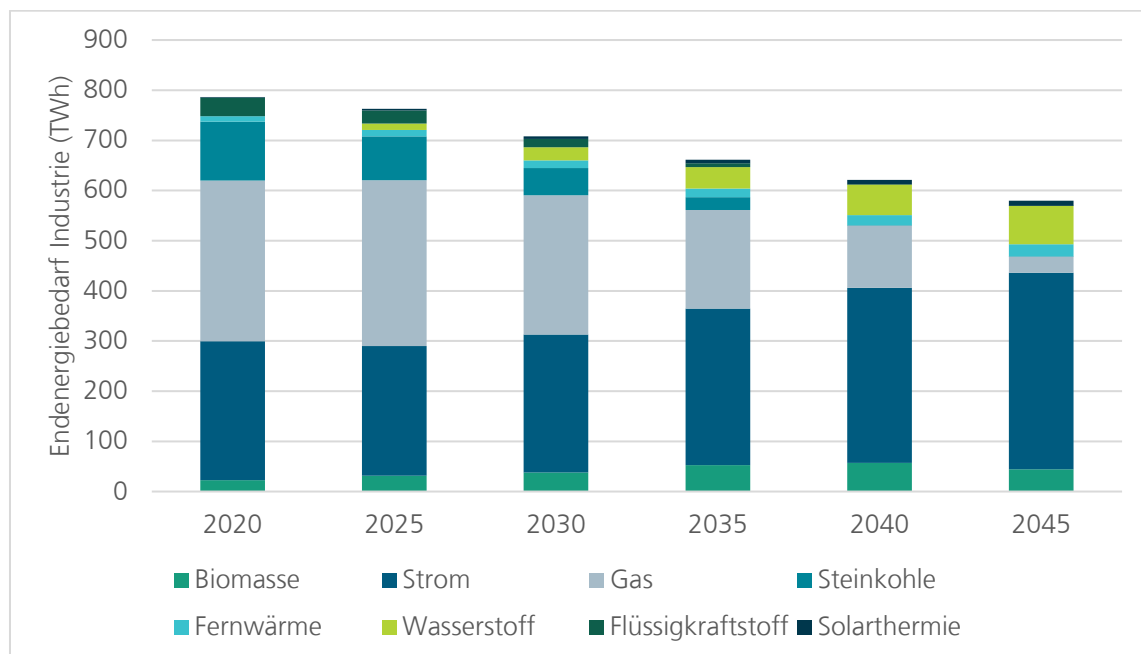


Abbildung 4: Gesamtdeutscher Endenergiebedarf in der Industrie im Szenario Basis

Zudem zeigt die Grafik den kontinuierlichen Umstieg von Gas, Kohle und Flüssigkraftstoffen auf Strom und Wasserstoff. Der Stromanteil steigt auf 68 % im Jahr 2045 an. Zu den hier gezeigten Energiemengen kommen Energiebedarfe für die stoffliche Nutzung zum Beispiel in der Grundstoffchemie hinzu. Während diese stoffliche Nutzung heute noch mit fossilen Energieträgern gedeckt wird, ist hier 2045 mit einem Umstieg auf Wasserstoff und einem Bedarf in der Höhe von 150 - 180 TWh zu rechnen.

### 3.2.3 Methodik zu Prognose des zukünftigen Strombedarfs

Um die Entwicklungen der REMod Szenarien auf die lokalen Bedingungen der Landkreise in der Metropolregion Rhein-Neckar anzuwenden, werden drei Faktoren berücksichtigt:

1. Entwicklung der benötigten Nutzenergie

2. Entwicklung der Elektrifizierungsquote
3. Effizienz der Technologien

Mit der Effizienz wird zunächst die heutige Nutzenergie für die einzelnen Wirtschaftszweige, Energieträger und Anwendungsbereiche berechnet. Die Nutzenergie wird dann mit der Nutzenergieentwicklung aus RE-Mod verrechnet. Durch diese Berechnung ist die Nutzenergienachfrage für die drei Szenarien vorhanden. Mit der Elektrifizierungsquote kann dann berechnet werden welcher Anteil der Nutzenergie durch Stromtechnologien bereitgestellt werden muss. Dabei ist zu beachten, dass die Elektrifizierungsquote sich nur auf die Energieträger und Anwendungsbereiche bezieht, die heute nicht mit Elektrizität versorgt wird.

Über den Technologiemix kann für die Anwendungsbereiche und Sektoren ein durchschnittlicher Effizienzwert für die strombasierten Technologien berechnet werden. Dieser durchschnittliche Effizienzwert wird mit dem Anteil der Nutzenergie verrechnet, der über Strom bereitgestellt werden muss.

### 3.3 Ergebnisse

Die drei Szenarien zeigen einen steigenden Strombedarf für die Metropolregion. Abbildung 5 zeigt die Entwicklung des Strombedarfs für die Jahre 2025, 2035 und 2045, aufgeteilt nach Sektoren. In Summe steigt der Strombedarf von heute 17 TWh auf 32 bis 38 TWh in den drei Szenarien. Bis 2025 ist nur mit einem moderaten Anstieg der Stromnachfrage zu rechnen. Die Bereiche Fernwärme und Transport haben heute keinen nennenswerten Strombedarf und sind auch im Jahr 2045 die Sektoren mit dem geringsten Strombedarf. Bei den Haushalten zeigt sich eine Steigerung von 30 % bis zum Jahr 2045. Der Strombedarf für Gewerbe, Handel und Dienstleistungen steigt um 45 % bis 49 % bis zum Jahr 2045 in den drei Szenarien. Der Industriestrombedarf steigt außerhalb Ludwigshafens um 50 % bis 60 % im Basis- und Effizienz-szenario und um ca. 92 % im Elektrifizierungsszenario. In Ludwigshafen steigt der Industriestrombedarf um 107 % und um 94 % im Basis- und Effizienz-szenario und um Elektrifizierung steigt der Strombedarf in Ludwigshafen um mehr als 160 %. Damit ist der Industriesektor bis einschließlich 2045 der stärkste Treiber für den steigenden Stromnachfrage in der Metropolregion.

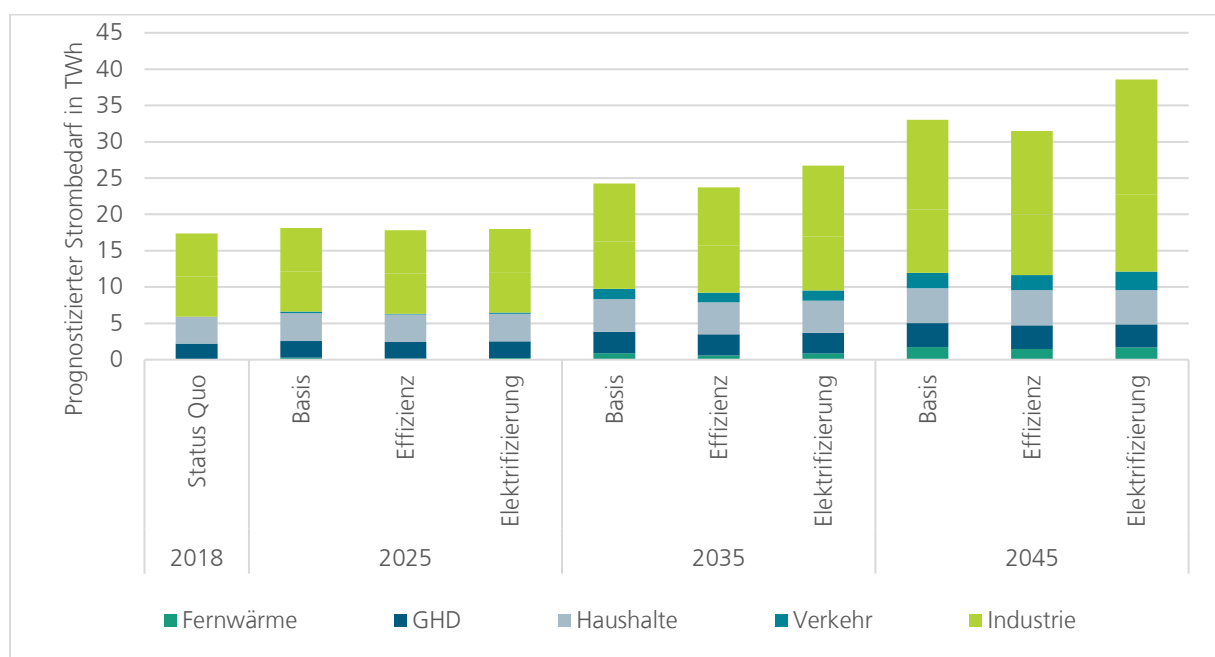


Abbildung 5: Prognostizierter Strombedarf in TWh in der Metropolregion

Die Abbildung 6 zeigt den Gesamtstrombedarf für die einzelnen Landkreise in der Metropolregion in TWh. Die Gesamtstromnachfrage in der Region steigt um 90 % im Basis- und 81 % im Effizienzscenario und 122 % im Elektrifizierungsszenario. Insgesamt ist die Stromnachfrage sehr unterschiedlich zwischen den Landkreisen. Die Stromnachfrage für den Kreis Ludwigshafen liegt bei ca. 13 TWh im Basis- und bei 12 TWh im Effizienzscenario. Im Elektrifizierungsszenario steigt die Stromnachfrage auf ca. 16,5 TWh im Kreis Ludwigshafen an. Damit hat Ludwigshafen im Basis- und Effizienzscenario einen Anteil von 39 % an der Gesamtstromnachfrage in der Metropolregion. Im Elektrifizierungsszenario steigt der Anteil auf 43 % an. Heute liegt der Anteil von Ludwigshafen an der Stromnachfrage nur bei 36 %. Die drei Kreise Ludwigshafen, Mannheim und Rhein-Neckar-Kreis beziehen heute 63 % des Strombedarf in der Region. In den drei Szenarien steigt der Anteil auf 67 - 70 % an.

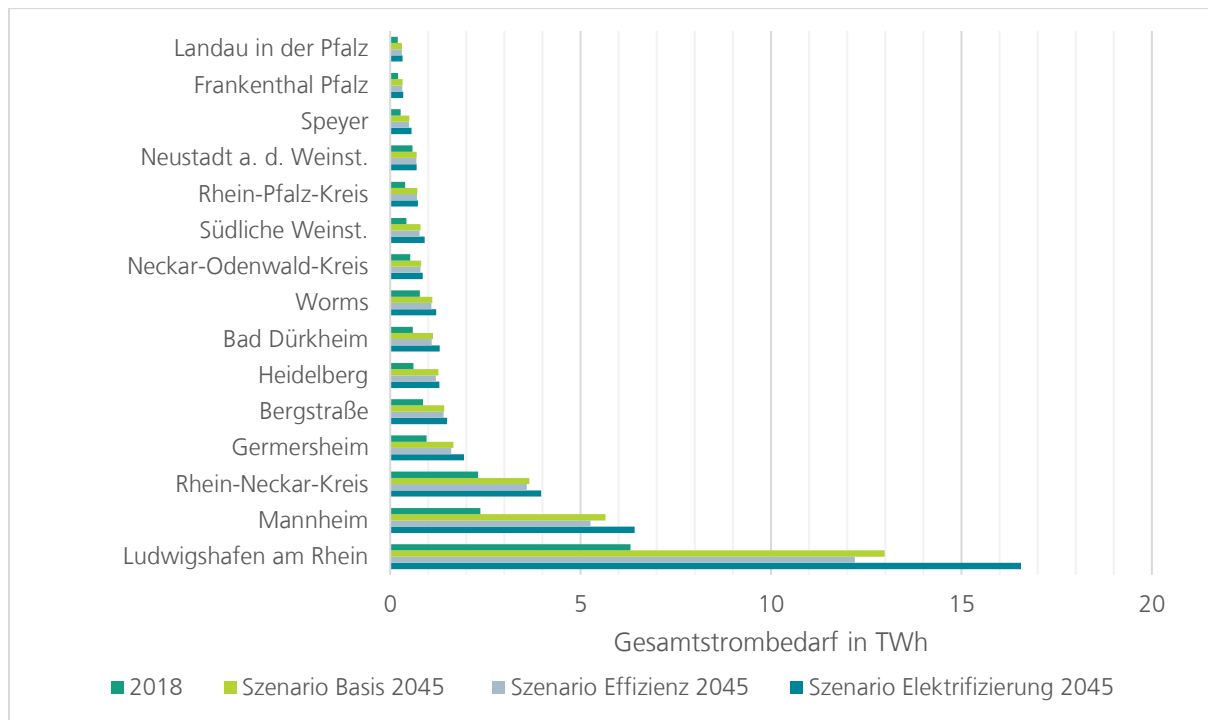


Abbildung 6: Gesamtstrombedarf der Landkreise für 2018 und für 2045 in TWh

In Abbildung 7 wird der prozentuale Anstieg der Stromnachfrage im Vergleich zum Referenzjahr 2018 aufgezeigt. Bei genauerer Betrachtung zeigen sich drei Gruppen von Regionen.

1. Die erste Gruppe zeichnet sich durch einen geringen Anstieg (kleiner 20 %) der Stromnachfrage bis zum Zieljahr 2045 aus. Dies liegt unter anderem daran, dass in diesen Regionen insbesondere in der Industrie schon ein hoher Elektrifizierungsgrad vorhanden ist. Diese Gruppe besteht aus dem Kreis Neustadt an der Weinstraße.
2. Die zweite Gruppe besteht aus den Kreisen mit geringer bis mittlerer Industrieenergienachfrage. Da sich in den anderen Sektoren in allen Szenarien ein hoher Elektrifizierungsgrad bis zum Zieljahr durchsetzt, wird der größte Unterschied zwischen den Szenarien durch den Industriesektor verursacht. Da diese Kreise nicht so stark industrialisiert sind, unterscheiden sich die Szenarien nicht so stark wie in Gruppe 3. In diese zweite Gruppe fallen die Kreise: Worms, Neckar-Odenwald-Kreis, Frankenthal Pfalz, Landau in der Pfalz, Rhein-Neckar-Kreis, Bergstraße, Rhein-Pfalz-Kreis und Heidelberg
3. Die dritte Gruppe zeichnet sich durch eine hohe Industrie- und Gesamtstromnachfrage aus. Da der Unterschied zwischen den Szenarien insbesondere in der Stromnachfrage des Industriesektor liegt, unterscheiden sich in dieser Gruppe der Anstieg der Stromnachfrage stärker zwischen den

Szenarien. Folgende Kreise sind Teil der dritten Gruppe: Germersheim, Speyer, Südliche Weinstraße, Bad Dürkheim, Ludwigshafen am Rhein und Mannheim.

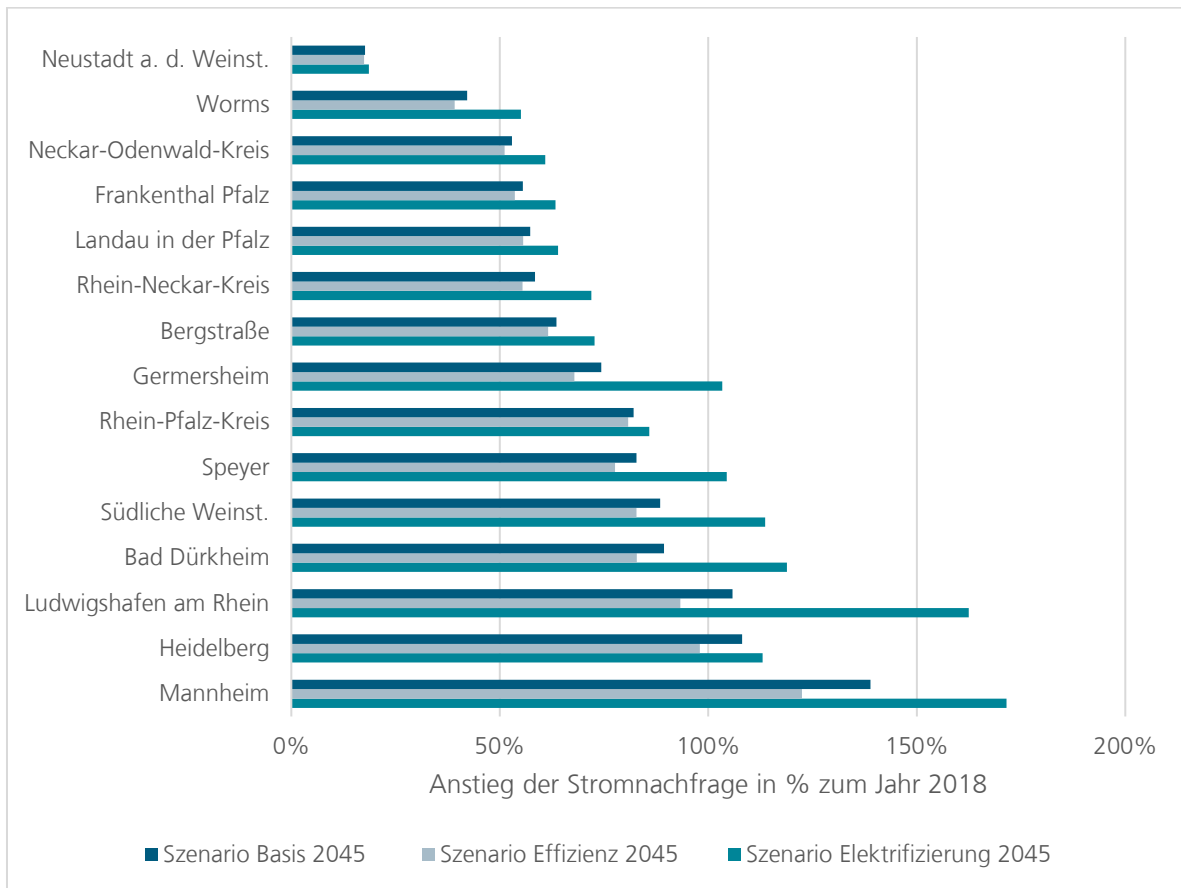


Abbildung 7: Anstieg der Stromnachfrage in % zum Jahr 2018

## 4 Potenziale der erneuerbaren Energien

In diesem Arbeitspaket werden sowohl die technischen als auch die realisierbaren Potenziale erneuerbarer Energien quantifiziert. Folgende Technologien werden analysiert:

- Photovoltaik auf Dächern und Freiflächen mittels GIS-Daten
- Onshore-Windkraft mittels GIS-Daten
- Wasserkraft (Abschätzung auf Basis existierender Analyse, keine eigene GIS-Analyse)
- Biomasse (Abschätzung auf Basis existierender Analyse, keine eigene GIS-Analyse)
- Geothermie (Abschätzung auf Basis existierender Analyse, keine eigene GIS-Analyse)
- Solarthermie (größtenteils identisch wie Flächen für Photovoltaik, keine eigene Analyse)

Ziel dieser Potenzialanalyse erneuerbarer Energien ist es, die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien für die energetische Nutzung für die Metropolregion Rhein-Neckar einzuordnen.

### 4.1 PV-Dachanlagen

#### 4.1.1 Datengrundlagen und Methodik

Der Berechnungsablauf ist abhängig von der Verfügbarkeit der Daten. Da 3D-Gebäudemodelle nicht für das ganze Untersuchungsgebiet zur Verfügung gestellt werden können, wurde die Analyse je nach der Datenverfügbarkeit separat bzw. unterschiedlich durchgeführt.

Für den Landkreis Bergstraße basierte eine detaillierte PV-Dachpotenzialanalyse auf einem aktuellen 3D-Gebäudemodell mit Stand September 2021.

Der Ablauf zur Ermittlung des PV-Potenzials ist in Abbildung 8 schematisch dargestellt:

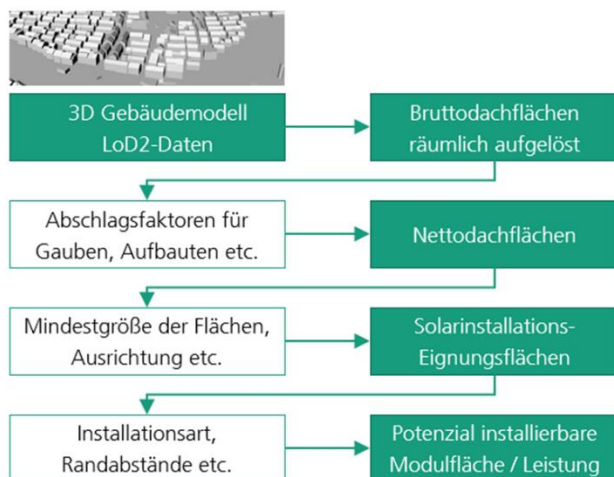


Abbildung 8: Berechnungsablauf zur Berechnung des PV-Potenzials mittels 3D-Gebäudedaten

Zuerst wurden die Bruttodachflächen aus dem 3D-Gebäudemodell extrahiert. Aus den Bruttodachflächen sind dann die Nettodachflächen anhand eines Dachnutzungsfaktors von 0,6 abgeleitet worden (Nettodachfläche = 0,6 x Bruttodachfläche). Damit werden z.B. Flächen von Gauben, Dachaufbauten, Dachfenstern, Glasdächern etc., die für eine Installation von Solaranlagen generell nicht geeignet sind, herausgerechnet.

Anschließend wurden die Ausrichtung, der Neigungswinkel und die Jahressumme der auftreffenden Solarstrahlung für jede Dachfläche berechnet. Im nächsten Schritt wurden die Teildachflächen herausgefiltert,



die nicht die Mindestgröße von 5 m<sup>2</sup> für Schrägdächer und 15 m<sup>2</sup> für Flachdächer aufweisen, da kleinere Anlagen aus ökonomischen Gründen meist nicht installiert werden. Im letzten Schritt wurden diejenigen Dachflächen herausgefiltert, die keine ausreichende Mindeststrahlung (mindestens 65 % gegenüber der maximalen Einstrahlung in optimaler Ausrichtung) aufweisen. Die resultierenden Dachflächen werden als Solarinstallations-Eignungsflächen bezeichnet.

Für die Berechnung der installierbaren PV-Modulfläche muss zwischen Schräg- und Flachdächern unterschieden werden. Auf Schrägdächern werden die PV-Module dachparallel installiert und somit angenommen, dass die Modulfläche der Solarinstallations-Eignungsfläche entspricht. Für Flachdächer hängt die installierbare Modulfläche von der Montageart ab. Es wurde hier von einer abwechselnden Ost-West-Ausrichtung der PV-Modulreihen mit einer Neigung von ca. 10° ausgegangen und einer daraus resultierenden Modulbelegungsichte von 0,8 (Modulfläche = 0,8 x Solarinstallations-Eignungsfläche Flachdach).

Unter der Annahme eines Wirkungsgrads der PV-Module von 20 % und der Solarstrahlungsdaten wurde für jedes Dach die potenzielle PV-Leistung berechnet. Durch Aufsummieren der Teilpotenziale wurde für jedes Gebäude das PV-Potenzial ermittelt.

Für die anderen 14 Landkreise wurde das Flächenmodell von OSM (Stand 2022 Juni) verwendet. Einige Faktoren wurden aus dem 3D-Gebäudemodell abgeleitet, wie zum Beispiel die Anteile an Gesamtgebäudegrundrissflächen mit verschiedenen Dachformen, das Verhältnis zwischen Bruttodachfläche und Gebäudegrundfläche usw. Am Ende wurden die PV-Potenziale nach Kreisen aggregiert.

#### 4.1.2 Ergebnisse

Abbildung 9 stellt die räumliche Verteilung des PV-Dachpotenzials dar. Die Potenziale auf dem Land sind höher als im städtischen Bereich.

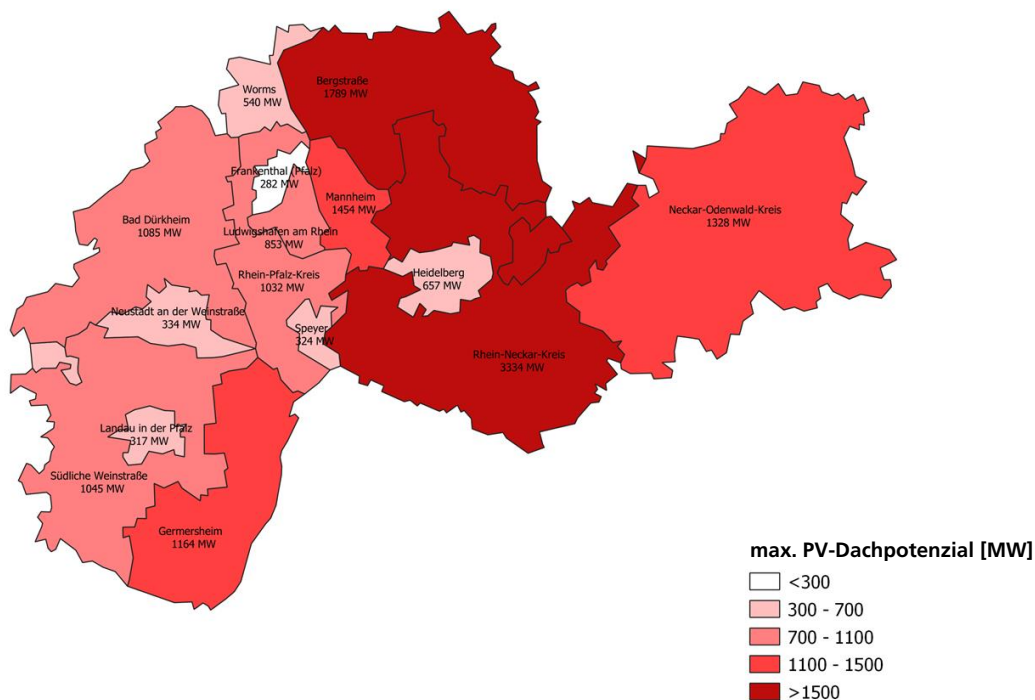


Abbildung 9: Verteilung des PV-Dachpotenzials

In der folgenden Tabelle wurden die PV-Dachpotenziale nach Kreisen aufgelistet. Bei den Landeskreisen oder Städten in Baden-Württemberg, für die PV-Potenziale im Energieatlas BW veröffentlicht sind, wurden die Ergebnisse verglichen.

Tabelle 2: Kreisscharfe PV-Dachpotenziale in Metropolregion Rhein-Neckar

Kreise		PV-Dachpotenzial [MW]	
Bergstraße	Kreis	1789	
Heidelberg	Stadt	657	475
Mannheim	Stadt	1454	1085
Neckar-Odenwald-Kreis	Kreis	1328	1107
Rhein-Neckar-Kreis	Kreis	3334	2852
Frankenthal (Pfalz)	Stadt	282	
Landau in der Pfalz	Stadt	317	
Ludwigshafen am Rhein	Stadt	853	
Neustadt an der Weinstraße	Stadt	334	
Speyer	Stadt	324	
Worms	Stadt	540	
Bad Dürkheim	Kreis	1085	
Germersheim	Kreis	1164	
Südliche Weinstraße	Kreis	1045	
Rhein-Pfalz-Kreis	Kreis	1032	
Metropolregion Rhein-Neckar		15538	
		<i>Berechnung Fraunhofer ISE</i>	<i>Berechnung Energieatlas BW</i>

Die Metropolregion hat ein maximales PV-Dachpotenzial von ca. 16 GW. Die vom Energieatlas BW berechneten PV-Leistungen sind etwa 15 % bis 30 % niedriger. Mögliche Ursachen für die unterschiedlichen Ergebnisse sind im Folgenden zusammengefasst.

1) PV-Modulwirkungsgrad

Eine aktuelle Marktübersicht über PV-Module zeigt, dass von 24 Modulen nur 2 Module einen Wirkungsgrad unter 19 % und nur sieben einen unter 20 % aufweisen, 2 Module weisen sogar einen Wirkungsgrad über 22 % auf. Der mittlere Wirkungsgrad aller Module liegt bei 20,4 % [10]. Für die Berechnung des PV-Potenzials eines Daches im Energieatlas BW wurde ein Wirkungsgrad der PV-Module von 14,65 % angesetzt [11], während in dieser Untersuchung ein Modul-Wirkungsgrad von 20 % verwendet wurde. Ein wesentlich niedrigerer PV-Modulwirkungsgrad führt bei der Berechnung der PV-Leistung zu einem entsprechend niedrigeren Ergebnis.

2) Montageart

Weiterhin hat die Montageart der PV-Module einen relevanten Einfluss auf das Photovoltaikpotenzial. Denn je mehr PV-Module auf einer solargeeigneten Dachfläche installiert werden können, desto höher ist das Potenzial. Bei Schrägdächern werden die PV-Module parallel zur Dachhaut angebracht, Unterschiede in der Belegungsdichte durch verschiedene Montagearten sind gering, da meist die ganze Fläche bis auf Randstreifen und möglicherweise Lücken zur Wartung zwischen Modulfeldern belegt werden. Allerdings gibt es wesentliche Unterschiede bei der Belegung von Flachdächern mit PV-Modulen. In der Vergangenheit wurden die PV-Module meist in nach Süden ausgerichtete Reihen im optimalen Neigungswinkel von 30° bis 40° aufgestellt. Im Energieatlas BW wurde auch diese Montageart angenommen. Damit wird zwar der optimale Jahresertrag für die einzelnen Module erzielt. Um jedoch die gegenseitige Abschattung der Modulreihen bei tief stehender Sonne zu begrenzen, ist ein ausreichender Abstand zwischen den Reihen erforderlich, was die Belegungsdichte pro Dachflächeneinheit reduziert. Alternativ dazu werden zunehmend PV-Modulreihen auf Flachdächern abwechselnd leicht nach Osten und nach Westen geneigt. Die Neigung beträgt dabei nur 10° bis 15°. Die gegenseitige Verschattung wird dabei vermieden, allerdings

---

ergibt sich durch die ungünstigere Ausrichtung ein gegenüber optimaler Südausrichtung um etwa 15 % verminderter Solarstromertrag. Angesichts des geringeren Anteils der Module an den Gesamtanlagenkosten fällt dies heute jedoch weniger ins Gewicht als früher. Durch diese Montageart können auf derselben Flachdachfläche mindestens 30 % mehr Modulfläche installiert werden. Zudem ist die Montage weniger aufwändig, da auch weniger Windlasten auftreten, weshalb diese Montageart zunehmend gewählt wird. Gleichzeitig werden durch diese Ausrichtung Einspeisespitzen vermieden.

## 4.2 PV-Freiflächenanlagen

### 4.2.1 Datengrundlagen und Methodik

In dieser Studie wurden die geeigneten Flächen für PV-Freiflächenanlagen in zwei Bereichen untersucht:

- 1) EEG-geförderte Flächen (Acker- und Grünlandflächen innerhalb von benachteiligten Gebieten; Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Schienenstrecken)
- 2) Nicht EEG-geförderte Flächen (landwirtschaftliche Flächen außerhalb von benachteiligten Gebieten).

Konversionsflächen kommen zwar für die Nutzung durch Photovoltaikanlagen in Frage und sind nach dem EEG förderungsfähig, aber deren Potenzial wurde in dieser Studie nicht analysiert, da für die Analyse die nötige Datengrundlage in Form eines digitalen Landschaftsmodells (DLM) nicht zur Verfügung gestellt werden konnte und Informationen zum Status der Flächen (z.B. außer Betrieb, stillgelegt, verlassen usw.) fehlen.

Die in Frage kommenden Flächen wurden weiter durch Anwendung pauschaler Faktoren reduziert (s. Beschreibung der einzelnen Flächenkategorien im Folgenden), um die PV-Potenzialfläche abzuleiten. Unter der Annahme, dass pro Hektar 0,8 MW PV-Freiflächenanlagen installierbar sind, wurde aus den ermittelten und addierten PV-Potenzialflächen ein theoretisches Leistungspotenzial an PV-Freiflächen berechnet.

#### **Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten**

Durch Verschneidung von drei Karten (die von der EU definierte landwirtschaftlich benachteiligte Gebiete, die Landbedeckungskarte Corine Land Cover und geschützte Gebiete aus der World Database on Protected Areas WDPA) wurden die Flächen von Acker- und Grünlandflächen innerhalb von benachteiligten Gebieten außerhalb von Schutzgebieten identifiziert (siehe Abbildung 10).

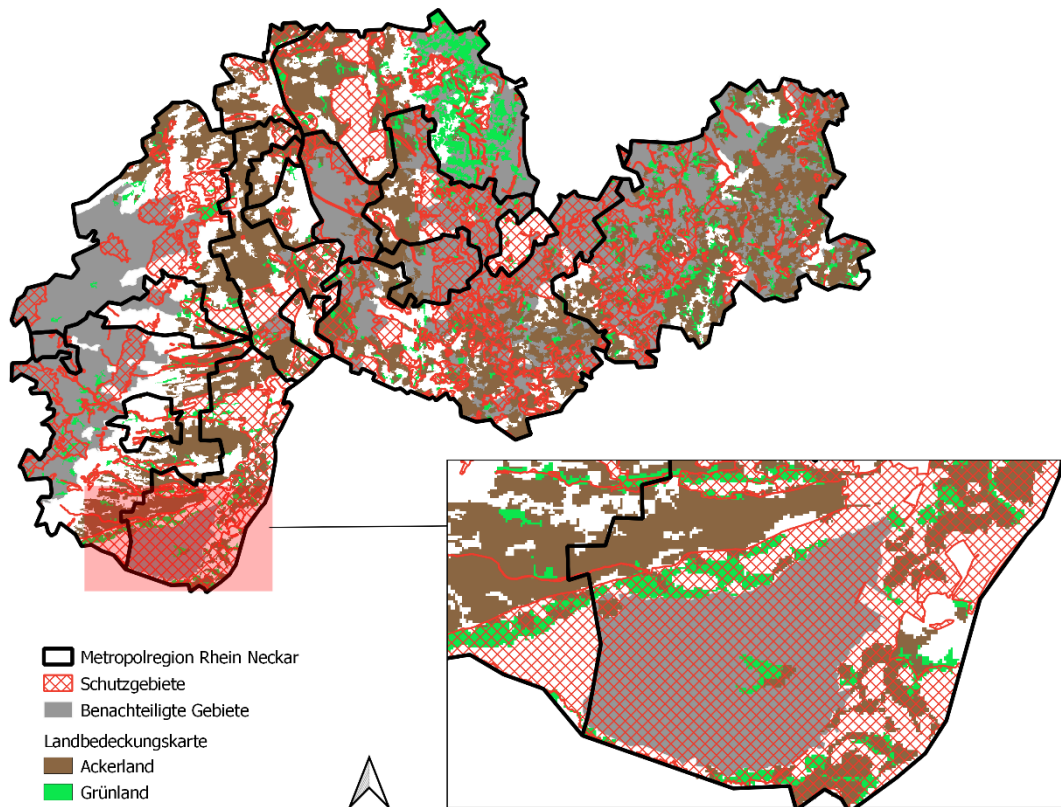


Abbildung 10: Potenzial für Photovoltaikanlagen auf offenen Flächen

Der Umfang der Schutzgebiete ist sehr groß. Zu Schutzgebieten zählen z.B. Naturschutzgebiete, FFH-Gebiete, Landschaftsschutzgebiete, Naturdenkmale, Naturparks, Wasserschutzgebiete, Überschwemmungsgebiete usw. Es war nicht möglich, Daten zu allen Schutzgebieten im Untersuchungsgebiet in einem GIS-Format zu erhalten. Deshalb wurde der globale Datensatz WDPA verwendet. Da dieser Datensatz jedoch nicht vollständig ist, wurden zwei pauschale Abschlagsfaktoren (50 % für Kreis und 10 % für Stadt) verwendet, um die geeigneten Acker- und Grünlandflächen in den benachteiligten Gebieten zu ermitteln.

### Seitenrandstreifen entlang von Autobahnen und Schienenstrecken

Das PV-Potenzial an Seitenrandstreifen wurde auch untersucht. Die Daten von Bundesautobahnen, Bundesstraßen und Schienenstrecken wurden von OSM und der Deutschen Bahn bezogen. Ein Puffer mit einem Radius von 110 m entlang der Strecke wurde generiert. Abbildung 11 zeigt die bei der Potenzialanalyse berücksichtigten Autobahnen, Schienenwege und die überlappenden Flächen von Autobahnen und Schienenstrecken, die bei der Berechnung abgezogen wurden, um die Doppelzählung zu vermeiden. Die übrigen Flächen wurden weiterhin durch Verwendung eines Grenzwerts auf 1 % reduziert, um Konkurrenzflächen wie Bebauungsflächen, Schutzgebiete, usw. auszuschließen.

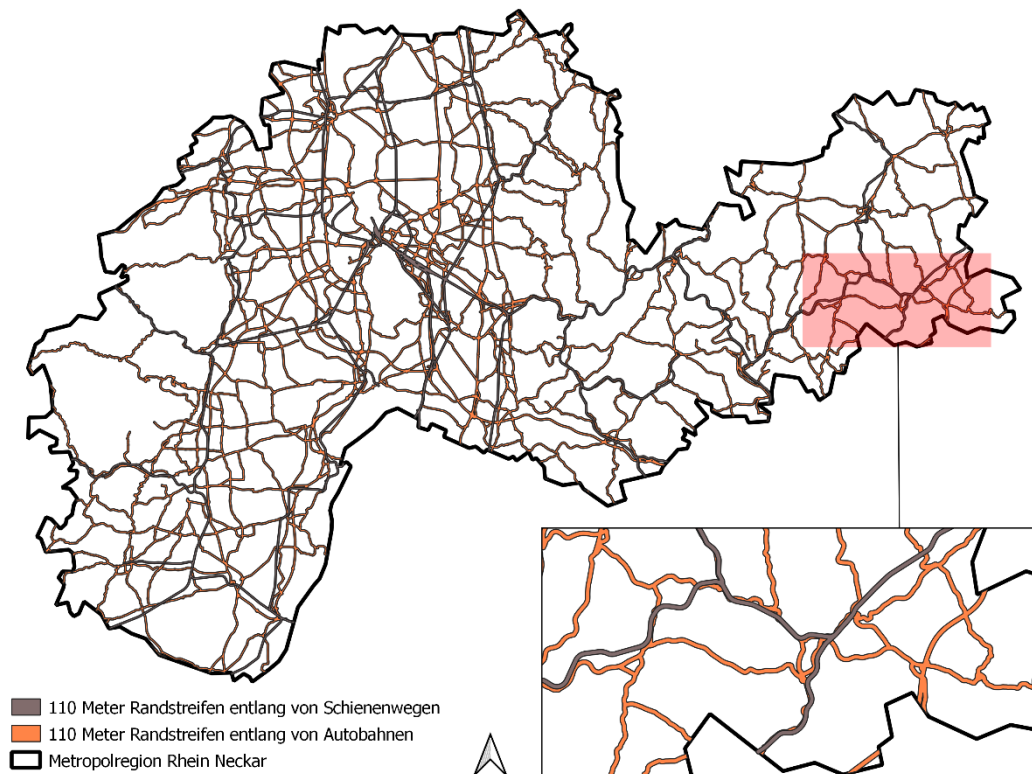


Abbildung 11: Bei der Potenzialanalyse berücksichtigte Autobahnen und Schienenwege mit einem Puffer von 110 m

#### Landwirtschaftliche Flächen außerhalb von benachteiligten Gebieten

Die Differenz aus der gesamten landwirtschaftlichen Fläche und den Acker- und Grünlandflächen in benachteiligten Gebieten ergibt die landwirtschaftliche Fläche außerhalb von benachteiligten Gebieten. Es wurde angenommen, dass 1 % dieser Fläche für PV-Freiflächenanlagen geeignet sind.

#### 4.2.2 Ergebnisse

Abbildung 12 stellt die räumliche Verteilung des PV-FFA für die RN-Region dar. Eine Aufstellung der für PV-Freiflächenanlagen geeigneten Flächen von Acker- und Grünland in benachteiligten Gebieten, auf Seitenrandstreifen sowie von den landwirtschaftlichen Flächen außerhalb benachteiligter Gebiete samt ihrer Leistung findet sich im Anhang.

Mit 42.056 ha sind rund 8 % der Gesamtfläche des Untersuchungsgebiets zur Installation von PV-FFA geeignet. Unter der oben genannten Annahme, dass pro Hektar 0,8 MW PV-FFA installierbar sind, beträgt das theoretische, maximale Leistungspotenzial von PV-FFA 34 GW.

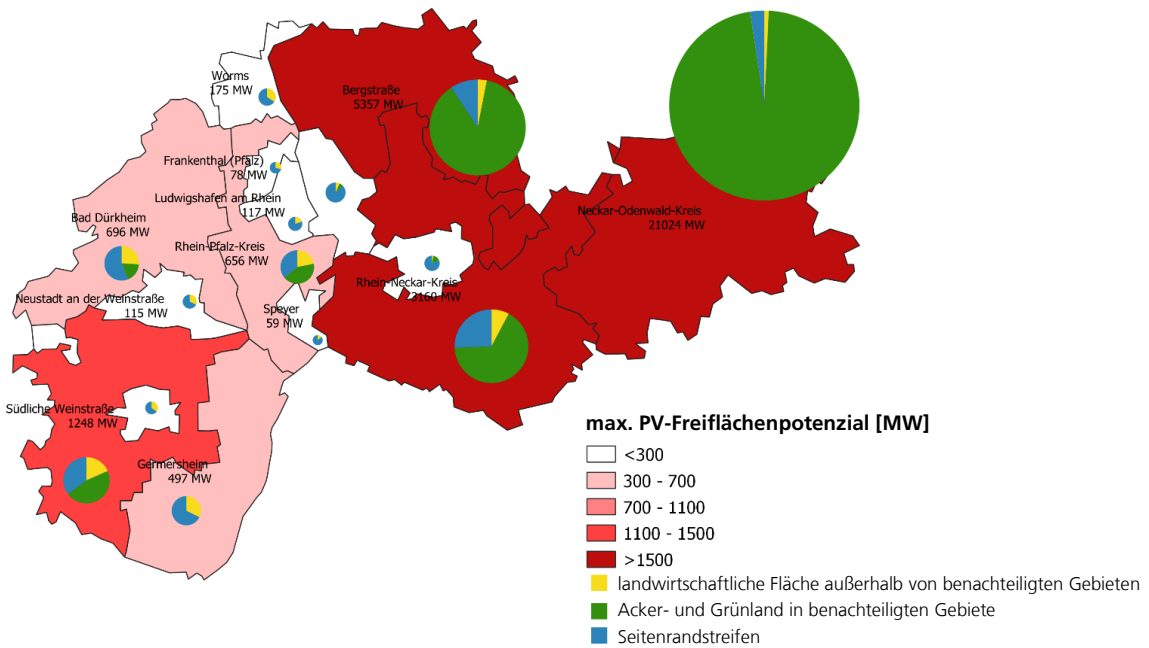


Abbildung 12: Die räumliche Verteilung des FFA-PV-Potenzials

Entlang der Autobahnen und Schienenwege beträgt die technische PV-FFA-Potenzialfläche in einem 110 m Randstreifen insgesamt 4970 ha. Im Vergleich zu den Flächen entlang der Verkehrswege sind die Potenzialflächen in landwirtschaftlichen Gebieten um ein Vielfaches größer (Faktor 7). Insbesondere in den Kreisen Neckar-Odenwald und Rhein-Neckar, wo landwirtschaftliche Flächen am größten sind. Die Kreise Frankenthal, Ludwigshafen am Rhein, Speyer und Worms haben kein PV-FFA-Potenzial in landwirtschaftlichen benachteiligten Gebieten, da sie keine landwirtschaftlichen Flächen in benachteiligten Gebieten haben. Die Kreise Landau in der Pfalz und Germersheim hätten zwar theoretisch Potenzialflächen, die jedoch aufgrund diverser Schutzgebiete ausgeschlossen sind.

### 4.3 Onshore-Windkraft

Die Bestimmung des lokalen Windenergiepotenzials besteht aus zwei Schritten. Im ersten Schritt werden die geeigneten Flächen für Windkraftanlagen identifiziert. Der zweite Schritt dient zur simulierten Platzierung von Referenzanlagen unter Berücksichtigung von Abstandsellipsen.

Die Bestimmung geeigneter Flächen für Windkraftanlagen wird mittels Multikriterienanalyse durchgeführt. In Frage kommen Flächen mit einer Windhöffigkeit von mindestens 5,6 m/s und einer Windleistungsdichte von mindestens 200 W/m<sup>2</sup> (in 50 m Höhe). Eine Begrenzung auf 50 % der Fläche wurde verwendet, um ungünstige Standorte, wie Siedlungsgebiete, Wasserflächen und Schutzgebiete auszuschließen.

Danach wurden Anlagen auf die identifizierten Flächen (simuliert) platziert. Dazu wurden Referenzanlagen anhand der durchschnittlichen installierten Anlagenkonfiguration für die drei Bundesländer ausgewählt [12]. Nach der Platzierung wurden die geschätzten Leistungen summiert.

Eine Studie zum Windpotenzial für die Rhein-Neckar Region ist bereits in einer früheren Veröffentlichung enthalten [13]. Dort wurden 23 Standorte mit einer Fläche von ca. 2271 Hektar als Vorranggebiete für Windenergienutzung identifiziert.

Abbildung 13 stellt den Vergleich des maximalen Onshore-Windkraftpotenzials und des Potenzials aus den Vorranggebieten dar. Das Metropolregion hat ein maximales Windpotenzial von ca. 7500 MW. Davon

entfallen 6 % auf Vorranggebiete. Die Landkreise Neckar-Odenwald und Bergstraße haben das größte Windpotenzial, während in den städtischen Gebieten keine Flächen zur Verfügung stehen und damit keine Potenziale bestehen.

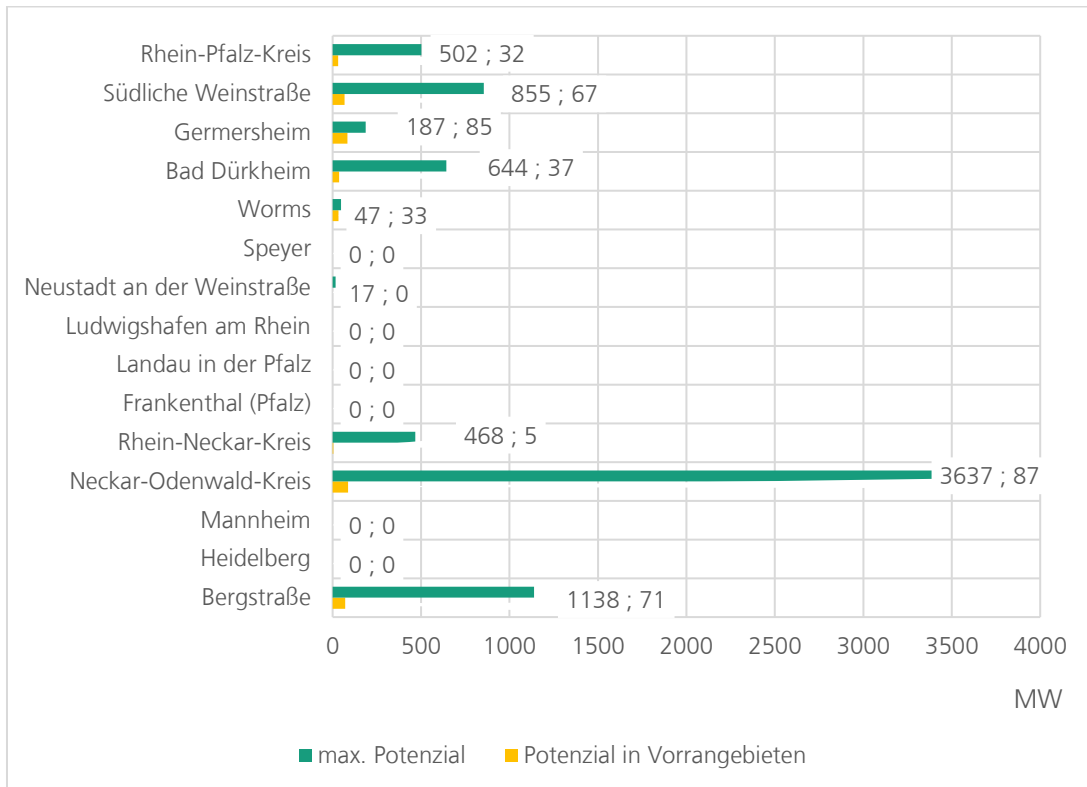


Abbildung 13: Potenzial von Windkraft nach Landkreis

## 4.4 Biomasse

Für das Biomassepotenzial wurden die Biomasse aus der Forst- und Landwirtschaft (Ernterückstände und Tierhaltung) untersucht. Die Potenziale wurden ermittelt, indem statistische Daten über Flächen sowie die Anzahl von Biomasseprodukten (z.B. Anzahl von Tieren) mit entsprechenden Kennzahlen verknüpft wurden.

### 4.4.1 Waldholz

Die Metropolregion hat eine Waldfläche von ca. 2214 km<sup>2</sup> (39 % von der gesamten Fläche der Region). Anhand des durchschnittlichen Holzvorrats von 358 Vfm pro Hektar in Deutschland ergibt sich ein gesamter Holzvorrat von 79 Mio. Vfm in der Metropolregion.

Laut statistischem Bundesamt liegt der aktuelle Holzeinschlag in Deutschland bei ca. 80 Mio. m<sup>3</sup> (knapp 90 % des Nettozuwachs) [14].

Das statistische Bundesamt hat die Holzeinschlagsmenge zur Energiegewinnung für jedes Bundesland erfasst. Anhand der Waldfläche wurde die Erntemenge von Energieholz für jeden Kreis mit dem gleichbleibenden Anteil von Baumarten berechnet. Für die Umrechnung des Volumens in die Energiemenge wurde die angegebene Dichte für die verschiedenen Baumarten sowie deren Heizwert verwendet.

Die Metropolregion hat einen Holzeinschlag von ca. 1,5 Mio. Efm. Davon sind ca. 11 % für die energetische Nutzung. Insgesamt verfügt die RN-Region über eine Energiemenge von ca. 410 GWh pro Jahr aus Energieholz.

## 4.4.2 Biomasse aus der Landwirtschaft

### Stroh

Die Anbauflächen von verschiedenen Stroharten auf regionaler Ebene finden sich bei den statistischen Landesämtern für jedes Bundesland. Durch Multiplikation der durchschnittlichen Erntemenge pro Hektar pro Jahr mit dem Korn-Strohverhältnis ergibt sich das Strohpotenzial. Allerdings können nur 20 % des ermittelten Strohpotenzials für energetische Zwecke verwendet werden [15], weil der größte Anteil als Einstreumaterial in der Tierhaltung oder als Dünger auf Feldern zum Einsatz kommt. Die Biogasausbeute aus Stroh beträgt etwa 320 GWh.

### Gülle

Der Tierbestand wurde aus statistischen Daten entnommen. Bei der Berechnung des Biomassepotenzials wurden die Haupttiergruppen Rinder und Schweine abgedeckt, während die übrigen Tiergruppen (bspw. Geflügel, Schafe, Ziegen) in dieser Studie nicht betrachtet wurden. Die Abschätzung der Methanmenge, die durch ein Tier pro Jahr produziert werden kann, basiert auf den FNR-Werten [16]. Je nach Stallhaltungsform fallen die Tierexkrememente unterschiedlich an, daher wurde angenommen, dass durchschnittlich 50 % des Festmist und der Gülle gesammelt werden können. Es ergibt sich knapp 3 GWh Biogasausbeute pro Jahr aus Viehhaltung.

### Grünlandpotenzial

In der Rhein-Neckar-Metropolregion gibt es ca. 48.000 Hektar Grünland. Die Verfügbarkeit der Grünlandpotenziale auf regionaler Ebene hängt mit den Viehbeständen und dem damit verbundenen Futterbedarf zusammen. Es wurde pauschal ein Grünlandflächenanteil von 10 % für die energetische Nutzung angesetzt.

Mit einem mittleren Ertrag von 5t TM/ha und einer spezifischen Methanausbeute von 300 Normlitern pro kg oTM (organische Trockenmasse) wurde der Methanertrag abgeschätzt.

Abbildung 14 gibt die Verteilung des Biogaspotenzials aus verschiedenen Quellen für jeden Kreis an. Insgesamt beträgt das ermittelte Biogaspotenzial 813 GWh. Davon entfallen rund 50 % auf den Wald, 40 % auf das Ackerland, 6 % auf Grünland, 4 % auf die Viehhaltung.

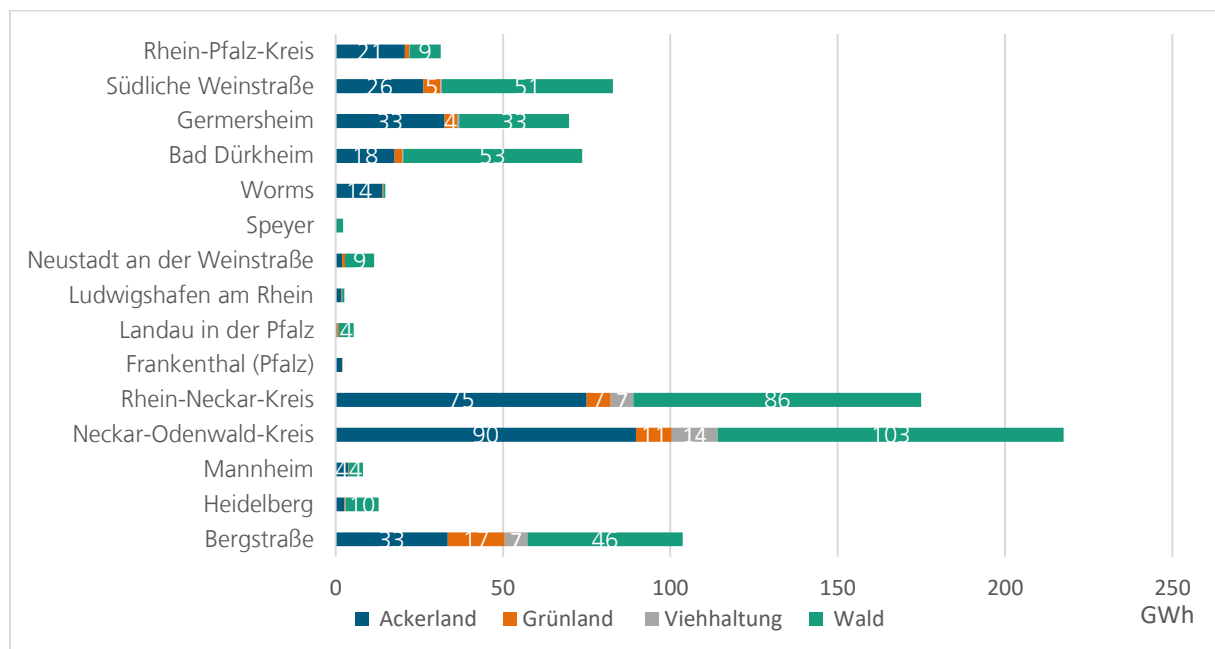


Abbildung 14: Verteilung des Biogaspotenzials aus verschiedenen Quellen



## 4.5 Wasserkraft

Das Neubaupotenzial von Wasserkraftanlagen in Metropolregionen ist in der Regel ausgeschöpft. Das heißt, dass sich das Wasserkraftpotenzial nur auf Modernisierung und Nachrüstung vorhandener Anlagen beschränkt.

Bei einer Modernisierung wird der Nutzungsumfang nicht geändert. Das heißt die Leistungssteigerung durch die Modernisierung ist meist sehr gering. Bei der Nachrüstung wird der Nutzungsumfang geändert, z.B. durch Vergrößerung der Fallhöhe. Eine Genehmigung ist sehr von ökologischen Aspekten abhängig und muss für jede Anlage individuell vor Ort geprüft werden.

Es wurde angenommen, dass das künftige Wasserkraftpotenzial nur geringfügig über der heutigen installierten Leistung liegt. Abbildung 15 stellt die installierte Leistung von Wasserkraftanlagen im Jahr 2021 dar.

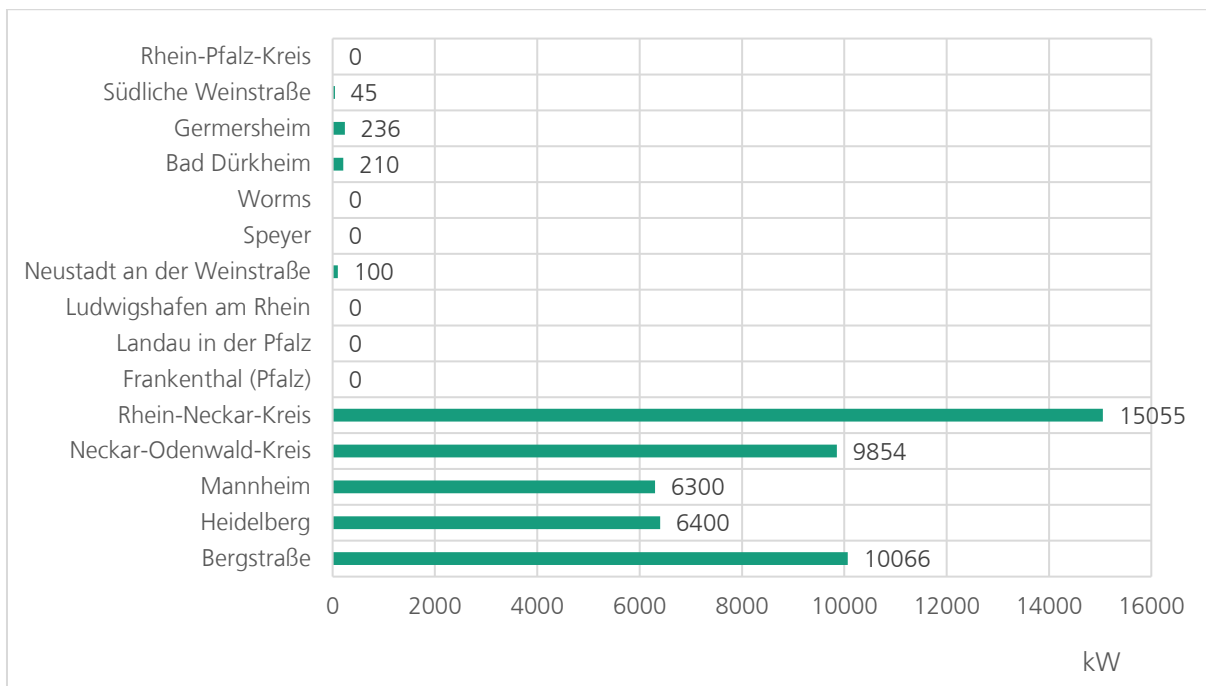


Abbildung 15: Installierte Leistung von Wasserkraftanlagen aus dem Jahr 2021 (Quelle: [17])

## 4.6 Solarthermie

Eine thermische Solaranlage lässt sich für zwei verschiedene Zwecke nutzen – zur Trinkwassererwärmung und zur Raumheizungsunterstützung. Die für Solarthermie geeigneten Dachflächen sind zwar identisch mit den geeigneten Dachflächen für PV-Anlagen, aber man sollte bei der Abschätzung des Solarthermiepotezials auch den Energiebedarf berücksichtigen. Der Energiebedarf der Gebäude für Raumwärme und Warmwasserbereitstellung ist von vielen Faktoren abhängig, z.B. vom Gebäudetyp, Baualter und Siedlungstyp usw.

Eine Studie hat diese Einflussparameter berücksichtigt und das technische Potenzial von Solarthermieanlagen auf EWH (Ein-Wohneinheiten-Häuser-Dichte) auf Gemeindeebene ermittelt [18].

In dieser Studie wurde die Höhe der solar substituierbaren Energiemenge je m<sup>2</sup> Wohnfläche in den Gebäuden angegeben. Da eine Wohneinheit ein einzelnes Haus oder eine einzelne Wohnung sein kann, wird das solarthermische Endenergie-Substitutions-Potenzial als Energiemenge abgeleitet, durch Multiplikation der durchschnittlichen Wohnfläche von Deutschland (92 m<sup>2</sup>) mit der Anzahl der Einwohneinheitenhäuser in dieser Region.

Abbildung 16 gibt das Solarthermiepotezial für das Untersuchungsgebiet für Einfamilienhäuser an. Das Solarthermiepotezial beträgt insgesamt ca. 1700 GWh. Der Rhein-Neckar-Kreis hat aufgrund der größten Anzahl an Wohneinheiten das größte Solarthemiepotezial.

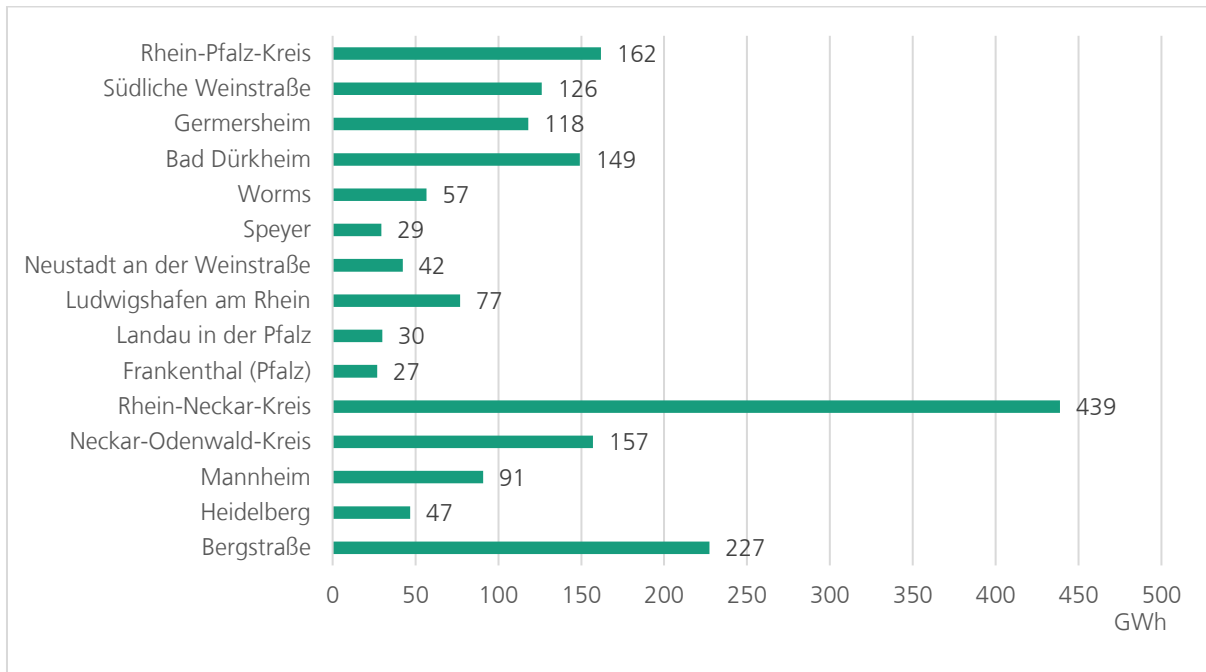


Abbildung 16: Solarthermiepotezial von Einfamilienhäusern

## 4.7 Geothermie

Bei der Geothermie werden oberflächennahe Geothermie und Tiefengeothermie unterschieden. Unter oberflächennaher Geothermie wird die energetische Nutzung von Erdwärme oder Grundwasser bis in Tiefen von etwa 400m verstanden. Die gewonnene Energie wird zum Heizen oder zum Kühlen von Gebäude verwendet.

„Vom geologischen Hintergrund her ist es im Prinzip überall auf der Welt möglich, oberflächennahe Wärmeversorgung zu installieren“ [19]. Allerdings sind bei der Auswahl des Standorts nicht nur die individuellen Gegebenheiten, sondern auch Rahmenbedingen zu berücksichtigen, z.B. Einschränkungen in Wasser- und Heilquellenschutzgebieten.

Die Ressourcen von heißem Tiefengestein werden aus technischen und wirtschaftlichen Gründen erst begrenzt für die Tiefengeothermie genutzt. Die hydrothermalen Reservoirs sind in Deutschland hingegen überwiegend erschlossen, in erster Linie, um Wärme bereitzustellen, aber auch für die Stromerzeugung. Der Oberrheingraben zählt zu den drei größten hydrothermalen Reservoirs in Deutschland. In der folgenden Grafik (Abbildung 17) ist zu sehen, dass etwa 50 % der Rhein-Neckar-Metropolregion zum Oberrheingraben gehören. D.h. die dunkelgrün dargestellten Gebiete haben sehr gute Potenziale für die hydrothermale Geothermie.

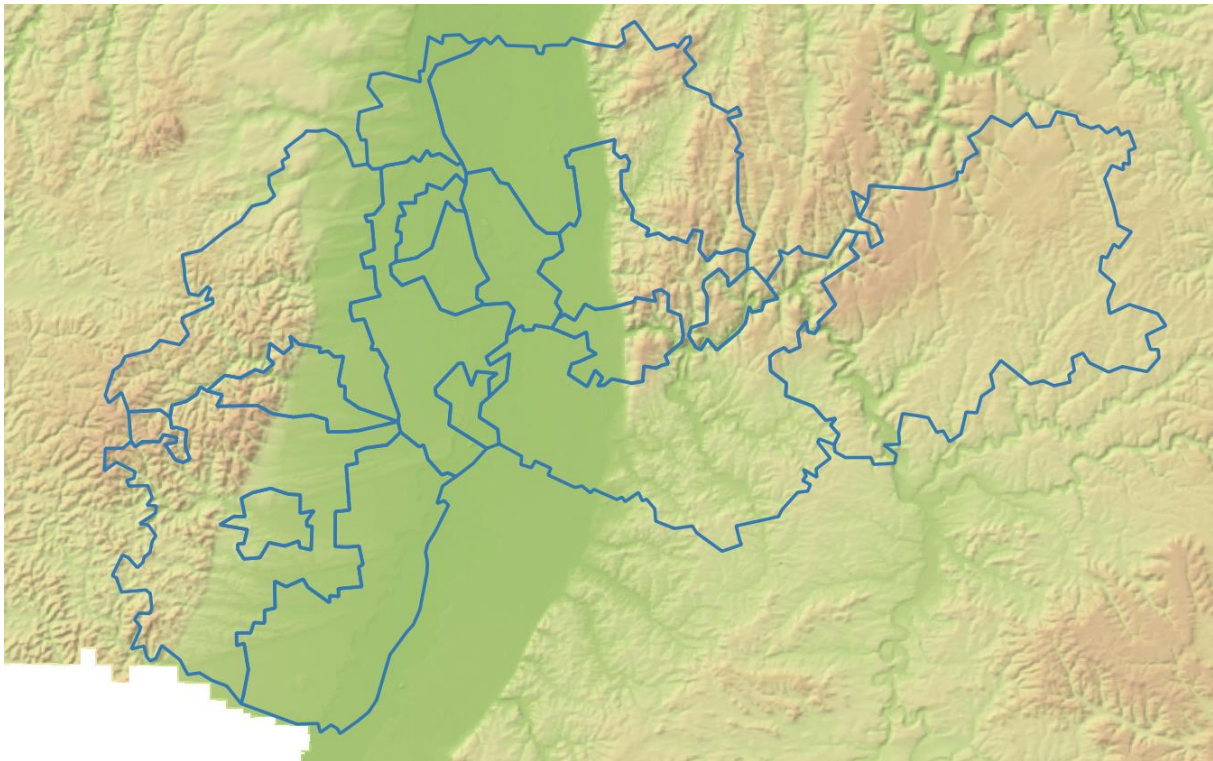


Abbildung 17: Digitales Geländemodell der Rhein-Neckar-Region (dunkelgrün: flaches Gelände; braun: höhere Gelände)

Das Umweltbundesamt hat das technische Potenzial für eine Wärmebereitstellung aus hydrothormaler Geothermie für die Oberrheingraben-Region untersucht. Das technische Potenzial schwankt zwischen 4 GW (9 TWh/a) und 9 GW (23 TWh/a) [20].

## 4.8 Zusammenfassung

Die folgende Abbildung 18 fasst das maximale technische Potenzial, die aktuell installierte Leistung sowie das verbleibende Potenzial nach Technologien für das gesamte Untersuchungsgebiet zusammen.

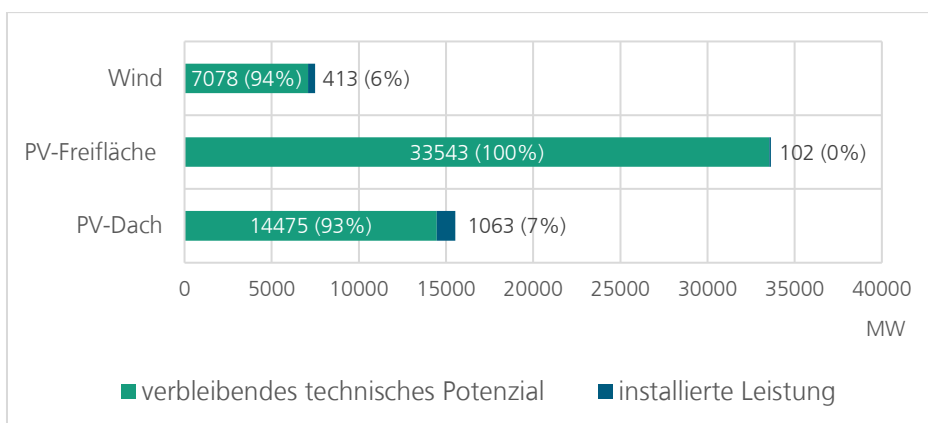


Abbildung 18: verbleibendes Potenzial und installierte Leistung für Solar und Wind

In Summe ergibt sich ein maximales technisches Potenzial von ca. 57 GW für Solar und Wind. Die Anteile des verbleibenden Potenzials am maximalen Potenzial bei Solar und Wind liegt bei mehr als 90 %. Insbesondere ist das verbleibende Potenzial bei PV-Freifläche sehr hoch (100 %).

Aktuell sind ca. 5,5 % aller Dächer in Deutschland schon mit etwa 40 GW PV-Leistung ausgestattet (eigene Auswertung auf Basis MaStR-Daten registriert ab 31.01.2019). Bis 2045 sollen ca. 294 GW auf Dächern installiert werden, was ca. 40 % der Häuser entspricht. D.h. ca. 40 % des maximalen PV-Dachpotenzials ist notwendig, um die Klimaschutzziele zu erreichen. Bei der Windenergie und Freiflächen-PV wurde angenommen, dass jeweils 2 % der Fläche für Wind und PV zur Verfügung stehen.

In Abbildung 19 wird das verbleibende Potenzial mit dem realistischen verbleibenden Zubau und der bereits installierten Leistung verglichen. Abgeleitet aus langfristigen Zielen ergibt sich ein realistischer Zubau von ca. 14,6 GW (13,2 GW PV und 1,4 GW Wind). Aktuell sind weniger als 10 % des realistischen Gesamtpotenzials installiert. Nach den einzelnen Energieträgern differenziert beläuft sich die installierte Leistung auf 413 MW durch Windkraftanlagen, 102 MW durch PV-Freiflächenanlagen und 1.063 MW durch PV-Dachanlagen.

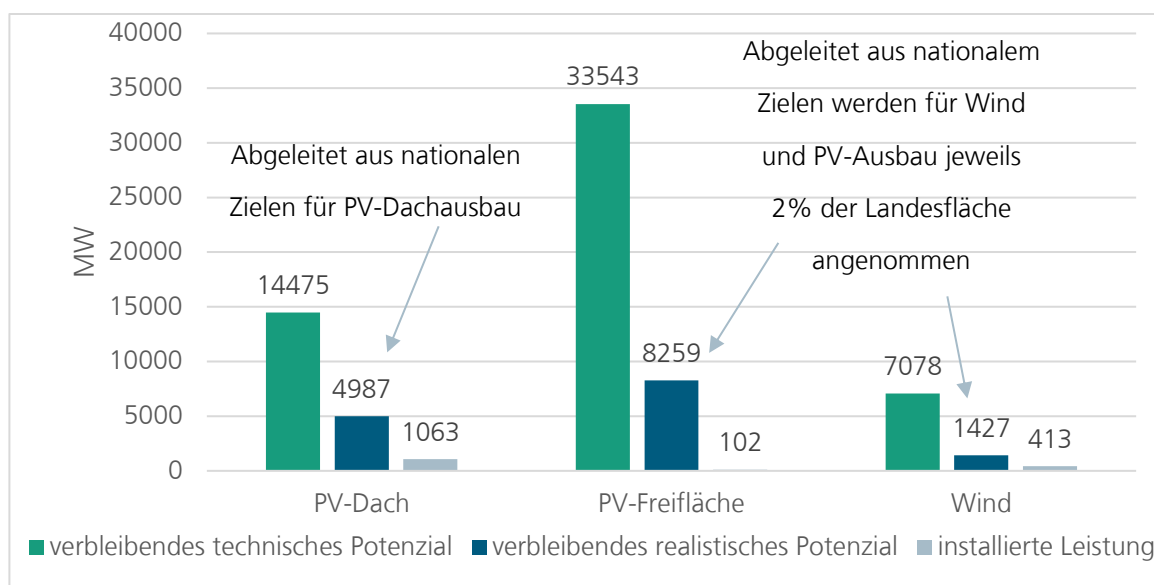


Abbildung 19: Vergleich des verbleibenden Potenzials mit dem realistischen Zubau und der bereits installierten Leistung

In Abbildung 20 wird die aktuell installierte Leistung in den einzelnen Kreisen mit dem realistischen verbleibenden Potenzial der jeweiligen Kreise verglichen. Beim genutzten Windpotential zeigen sich starke lokale Unterschiede. Der Nutzungsgrad der PV-Potentiale ist allgemein niedrig, wobei er bei den PV-Dachanlagen deutlich höher liegt als bei den PV-Freiflächenanlagen, wie sich schon in Abbildung 18 andeutete.

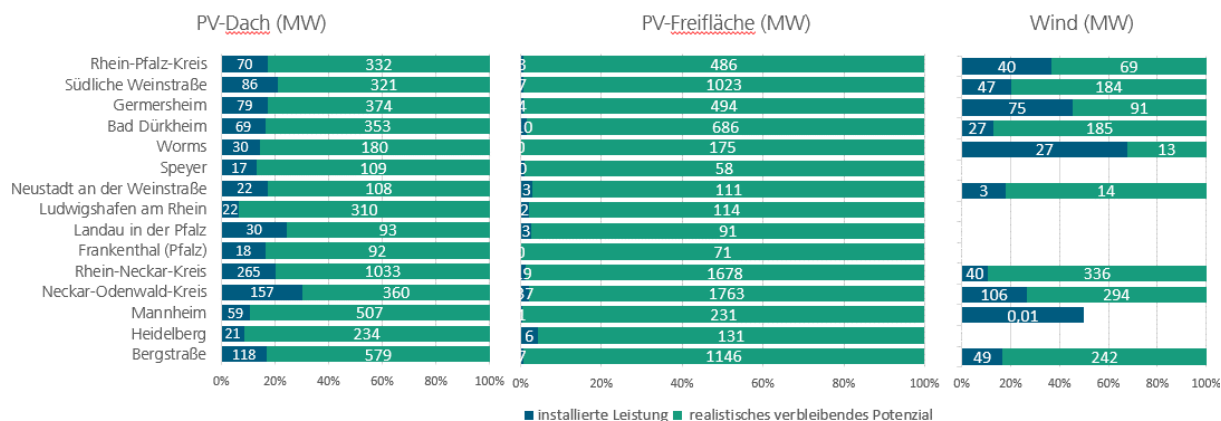


Abbildung 20: Vergleich des verbleibenden realistischen Potenzials mit der bereits installierten Leistung nach Kreisen

## 5 Langfristige Deckung von Angebot und Nachfrage

Die Abbildung 21 zeigt die potenzielle Stromerzeugung und -nachfrage für die drei Szenarien. Bei der Stromerzeugung wird zwischen zwei Szenarien unterschieden. Das erste Szenario bezieht sich auf das realistische Stromerzeugungspotenzial aus Kapitel 4.8, das zweite Szenario geht von einer Ausnutzung des gesamten technischen Potenzials aus. Die Jahreserzeugung wurde mit typischen Volllaststunden berechnet.

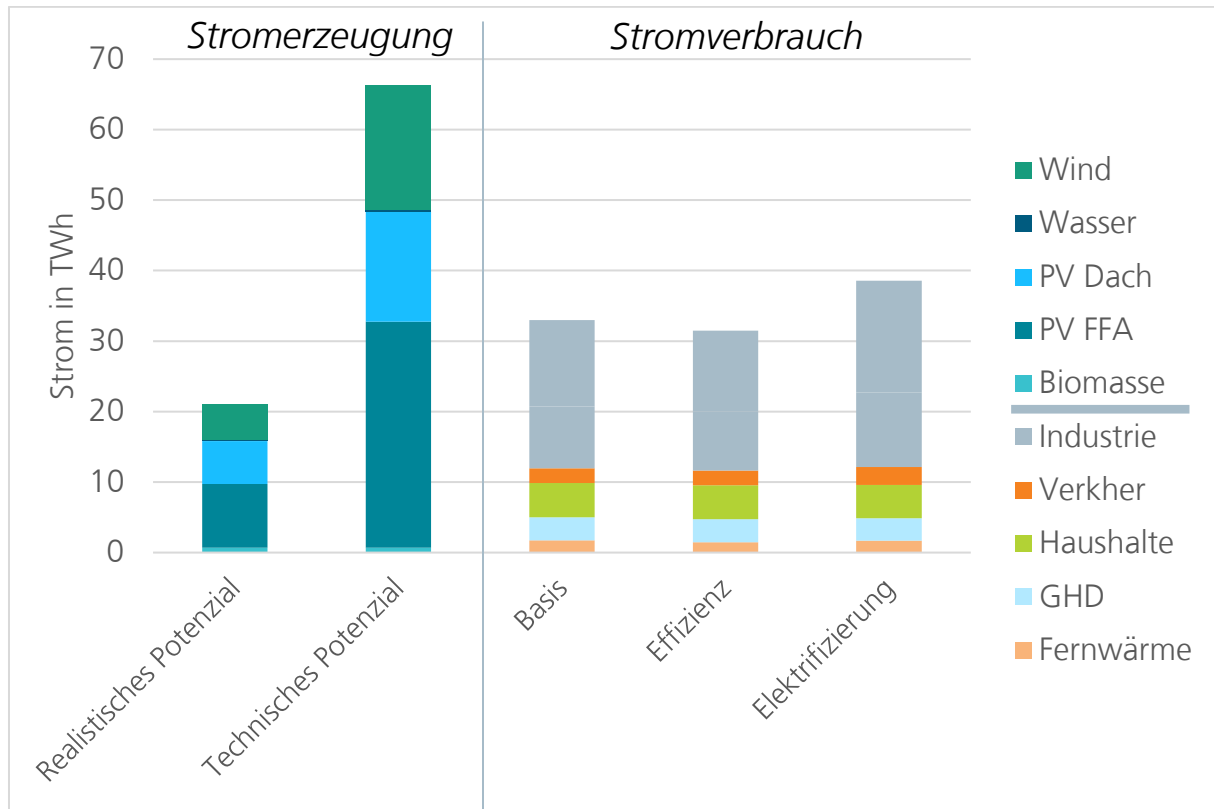


Abbildung 21: Bilanzielle Bedarfsdeckung im Jahr 2045

Die Abbildung zeigt, dass bei einer Ausnutzung des realistischen Flächenpotenzials der Strombedarf der Region bilanziell nicht gedeckt werden kann. Bei voller Ausnutzung des Flächenpotenzials kann die erzeugte Energiemenge um ca. 45 TWh ansteigen. Wenn das gesamte technische Potenzial genutzt wird, kann der Strombedarf in der Region bilanziell gedeckt werden. Dies ist aber nicht mit einer Vollversorgung bzw. Autonomie gleichzusetzen. Der Import-/Export-Saldo liegt bei 11,80 TWh im Basisszenario, 10,35 TWh im Effizienzzenario und 17,44 TWh im Elektrifizierungsszenario. Bei diesen Werten ist es wichtig zu berücksichtigen, dass die Gleichzeitigkeit der Erzeugung und Nachfrage nicht berücksichtigt werden kann, da hierfür eine deutlich aufwendigere Systematische Betrachtung der Region und Restdeutschlands mithilfe eines Energiesystemmodells notwendig wäre.

Abbildung 22 zeigt beide Potenzialgrenzen und den Energiebedarf der drei Szenarien bezogen auf die Kreise der Region. Dabei haben 5 Kreise (Bergstraße, Bad Dürkheim, Südliche Weinstraße, Neckar-Odenwald-Kreis, Rhein-Pfalz-Kreis) genug realistisches Potenzial, um bilanziell ihren Bedarf zu decken. Berücksichtigt man das maximale Potenzial für Erneuerbare Energieträger in der Region, kommen 4 weitere Kreise hinzu (Rhein-Neckar-Kreis, Germersheim, Frankenthal Pfalz, Landau in der Pfalz).

Mit Ludwigshafen, Mannheim und dem Rhein-Neckar-Kreis gibt es drei Landkreise in der Region, die 68 % des Strombedarfs im Basisszenario ausmachen. Des Weiteren gibt es mit dem Neckar-Odenwald-Kreis, dem Rhein-Neckar-Kreis und der Bergstraße drei Landkreise, die 51 % des realistischen Potenzials in der Metropolregion ausmachen. Diese 5 Landkreise sind damit von besonderer Bedeutung für die Erreichung eines hohen lokalen erneuerbaren Stromanteils in der Region.

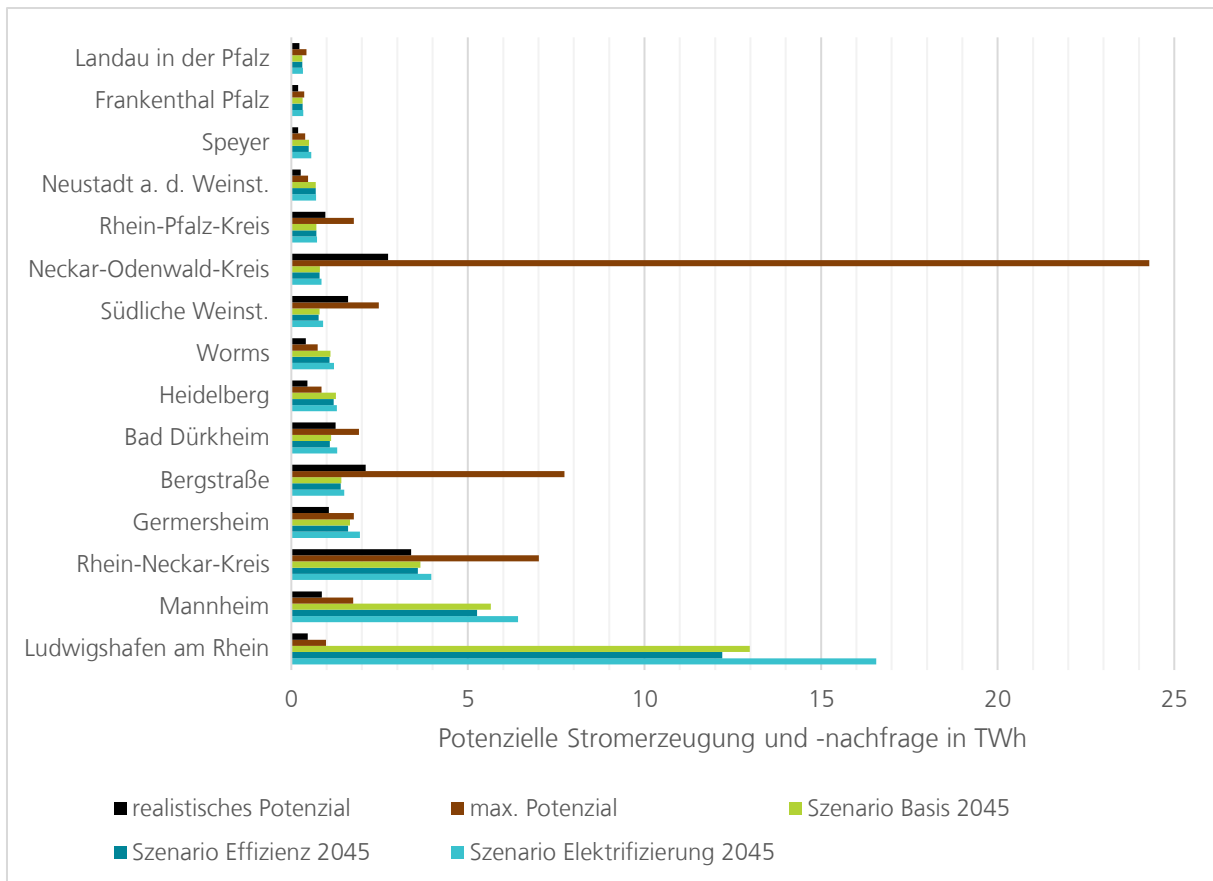


Abbildung 22: Gegenüberstellung von Stromerzeugung und Stromverbrauch je Kreis

Das Energiesystem im Jahr 2045 zeichnet sich durch einen hohen Anteil an erneuerbaren Energien aus. Die Abbildung 23 zeigt die Stromerzeugung, Stromverbrauch und Import/Export für eine Woche. Die Stromerzeugung orientiert sich an der Ausnutzung des realistischen Potenzials, der Stromverbrauch am Basisszenario. Die Abbildung zeigt deutlich, dass die zukünftige Stromerzeugung deutlich höheren, wetterbedingten Schwankungen ausgesetzt ist als die heutige. Diese Schwankungen können umso leichter kompensiert werden, je größer das betrachtete Einzugsgebiet ist. Das bedeutet, dass ein Stromaustausch zwischen verschiedenen Regionen und Ländern mit unterschiedlichen Wetterlagen anzustreben ist.

Eine flexible Nachfrage ist notwendig, um auf die Schwankungen in der Stromerzeugung reagieren zu können. Um die Stromnachfrage zu flexibilisieren, kann eine Vielzahl von Technologien eingesetzt werden, beispielsweise Wärmepumpen oder Elektrolyseure.

Trotz dieser Maßnahmen ist es unwahrscheinlich, dass sich Regionen in Deutschland selbstversorgen. Dies sollte auch nicht angestrebt werden, da ein vernetztes und großflächiges ausgelegtes Energiesystem deutlich niedrigere Gesamtkosten hat als mehrere kleinere separate autarke Energiesysteme. Dementsprechend kommt dem Ausbau der weiträumigen Übertragungsnetze und der Vollendung des Energie-Binnenmarktes in der EU eine herausragende Rolle zu. Ein lokaler Ausbau der Erneuerbaren Energien ist trotzdem anzustreben, da eine fehlende lokale Stromerzeugung zu höheren Endkundenpreisen führen könnte.

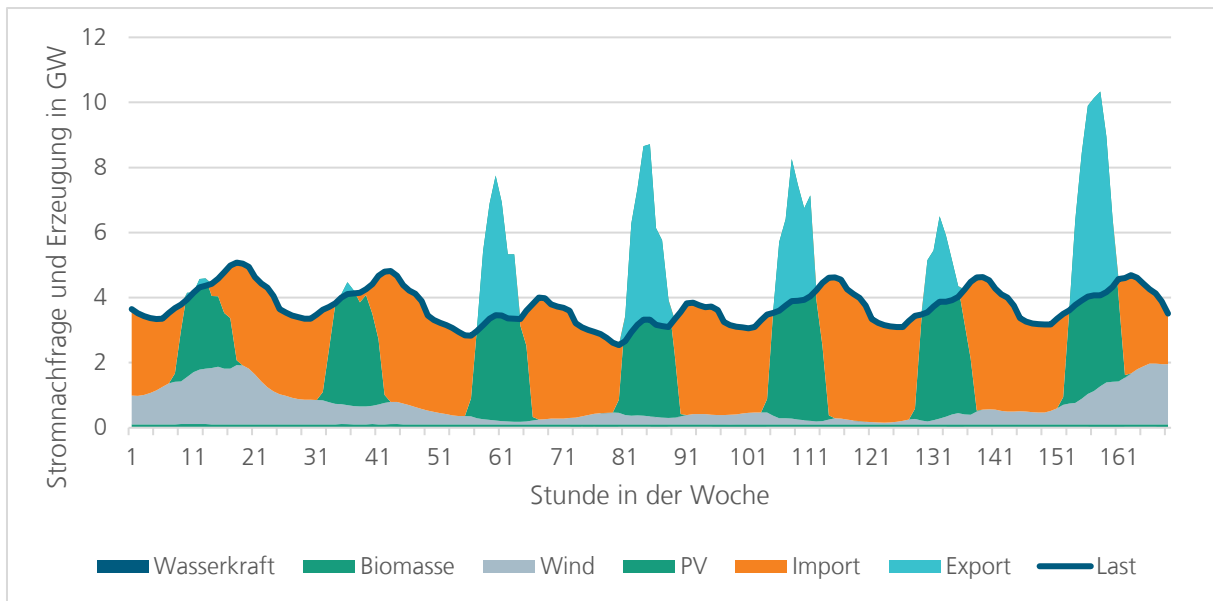


Abbildung 23: Beispielhafte Stromerzeugung, Stromverbrauch und Import/Export

Die Abbildung 24 zeigt den Netzentwicklungsplan 2035 der Übertragungsnetzbetreiber für Deutschland und die Metropolregion. Die Planungen zeigen, dass unter anderem eine Höchstspannungs-Gleichstrom-Übertragungsleitung aus Niedersachsen in der Region endet. Des Weiteren zeigen die Planungen mehrere Stromtrassen, die verstärkt werden sollen, sowie eine zusätzliche neugeplante Hochspannungsnetztrasse, die durch den Osten der Metropolregion verläuft. Mit deren Fertigstellung hat die Region gute Bedingungen, Strom überregional zu importieren oder exportieren. Die Pläne zeigen, aber auch, dass keine Leitungen in Ost-West-Richtung innerhalb der Region geplant sind. Dies würde bedeuten, dass Strom aus der Region Neckar-Odenwald-Kreis, die das größte Potenzial aufweist, nur schwer in andere Kreise der Metropolregion auf direktem Weg geleitet werden kann. Auch wenn der Strom aus dem Neckar-Odenwald-Kreis nicht in die anderen Regionen geleitet werden könnte, ist es weiter möglich, einen bilanziell hohen Eigenversorgungsanteil in der Metropolregion zu erreichen.

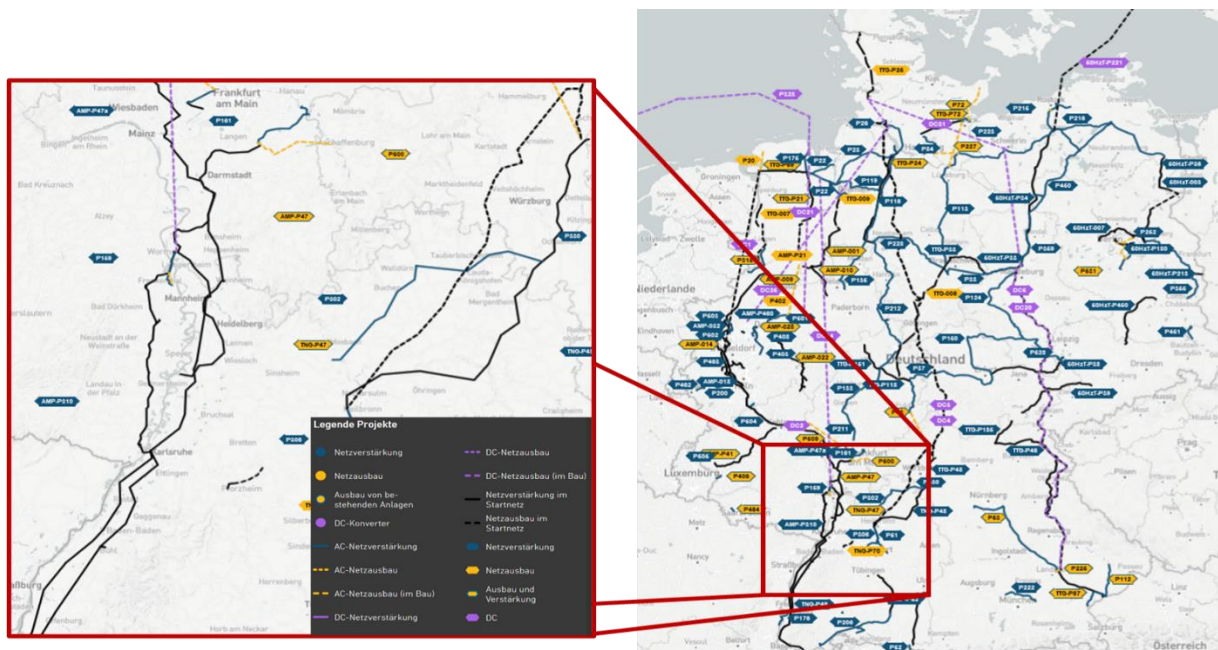


Abbildung 24: Aktuell angestrebter Netzausbau in der MRN-Region auf Basis des Netzentwicklungsplanes 2035 der Übertragungsnetzbetreiber [21]

---

## 6 Empfehlungen zur Ausschöpfung der Potenziale der erneuerbaren Energien

Im folgenden Abschnitt werden konkrete Umsetzungsstrategien für verschiedene Akteure in der Metropolregion gegeben, um den Ausbau der Erneuerbaren Energien zu beschleunigen und das Angebotspotenzial in der Region zu heben.

### **Politische Akteure:**

Die politischen Akteure haben den größten Einfluss auf den weiteren Verlauf des EE-Zubaus in der MRN Region. Zunächst sollten konkrete Ausbauziele definiert und diese zielstrebig verfolgt werden. Um den Ausbau der erneuerbaren Energien zu beschleunigen, ist es wichtig, Vorrangflächen auszuweisen. Hierbei sollten neben Flächen für Windkraftanlage auch solche für PV-Anlage vorgesehen werden. Bei der Ausweisung von Vorrangflächen sollte ein politischer Diskurs über die Lastenverteilung des EE-Ausbaus geführt werden, da die Stromlast und die Erzeugungspotenziale häufig nicht im gleichen Kreis vorhanden sind. Es ist unausweichlich, dass einige Regionen mehr EE-Zubau schultern müssen als andere. Zur Harmonisierung des Ausbaus sollten die Regionen entsprechend ihrer Potentiale erneuerbare Energien zubauen. Hierbei sollte durch vielfältige Beteiligungs- und Informationsformate die Akzeptanz bei der Bevölkerung gefördert werden. Durch die Initiierung und Förderung von Pilot- und Leuchtturmprojekten und den konsequenten Ausbau auf öffentlichen Gebäuden können Projekte mit Vorbildfunktion geschaffen und damit die Akzeptanz und Etablierung der EE-Technologien weiter gefördert werden.

Für eine reibungslose Verteilung der EE-Erzeugung und eine sichere Stromversorgung in Zukunft ist es wichtig, frühzeitig die Weichen für einen ausreichenden Stromnetzausbau zu stellen, da es sich dabei um langfristige Planungen handelt. Der Netzausbau geht dabei weit über die MRN Region hinaus. Insofern muss die Politik die Strombedarfe der Region deutlich kommunizieren und darauf achten, dass die Bedarfe in die nationalen und internationalen Netzentwicklungsplanungen einfließen.

Weitere Instrumente, die eingeführt werden können, sind kommunale Förderprogramme und eine PV-Pflicht für Neubau und Sanierungen. Um den Ausbau weiter zu beschleunigen können durch eine Überprüfung und Anpassung der Denkmalschutzanforderungen und des Baurechts unnötige Hürden beseitigt werden. Hierfür ist es auch wichtig in Zusammenarbeit mit den lokalen Verteilnetzbetreibern die Netzanschlussbedingungen zu überprüfen.

### **Interessenvertretungen (IHK, Handwerks-, Architekten-, Ingenieurskammer):**

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien und die Elektrifizierung der verschiedenen Sektoren ist ein wichtiges und komplexes Thema für die Zukunftsfähigkeit von Unternehmen. Diesen Umstand sollte Rechnung getragen werden, indem die Interessenvertretungen eigene Stellen schaffen, die sich mit diesen Themen ausreichend beschäftigen können. Dies hilft auch dabei die Thematik breiter zu kommunizieren, so dass nicht nur der Ausbau der Erneuerbaren Energien als Fokus gesetzt wird, sondern auch die damit verbunden Themen, wie zum Beispiel Initiativen gegen den Fachkräftemangel vorangetrieben werden können.

Eine wichtige Aufgabe der Interessenvertretungen ist die Information und Weiterbildung von Mitgliedern in den Bereichen EE-Ausbau, Eigenerzeugung und Elektrifizierung ihrer Prozesse. Darüber hinaus können sie Informationen zu Fachbetrieben bündeln und diese gezielt an ihre Mitglieder weitergeben.

Sie können außerdem den Wissensaustausch unter den Mitgliedern fördern, indem sie z.B. Plattformen für Best-Practices schaffen oder Leuchtturmprojekte unterstützen. Bei einer besonders guten Zusammenarbeit sind auch Partnerschaften für den EE-Ausbau oder die Beschaffung von Strom und Material denkbar.



---

### **Beratungsstellen (Energieagenturen):**

Die Aufgaben der Beratungsstellen ähneln denen der Interessenvertretungen. Sie richten sich aber nicht nur an einzelne Gruppen, sondern können sich breiter aufstellen und damit auch Menschen erreichen, die nicht in Interessensgruppen vertreten sind. Sie können sich zum Beispiel verstärkt auf Eigenheimbesitzer und Haushalte fokussieren und diese beraten und motivieren.

### **Unternehmen (Gewerbe, Industrie, Wohnungsbau):**

Unternehmen sind ein enorm wichtiger Baustein für das Gelingen der Energiewende, daher ist es wichtig, dass sie sich aktiv damit auseinandersetzen und dabei bestmöglich unterstützt werden. Die Unternehmen müssen sich mit ihren Geschäftsmodellen auseinandersetzen, um mögliche Veränderungen in diesen abschätzen zu können. Dies kann zum Beispiel die Elektrifizierung von bestimmten Prozessen sein oder die Versorgung mit selbsterzeugtem Solarstrom, um Teile des eigenen Strombedarfs zu decken und sich damit unabhängiger von externen Faktoren zu machen. Dabei ist es wichtig, eine Reihe von Faktoren zu berücksichtigen, wie z.B. die Preisentwicklung von Erdgas und Wasserstoff oder die Stromnachfrageentwicklung des eigenen Unternehmens. Da es sich hierbei um komplexe Themen handelt, die im Alltag von kleinen und mittelgroßen Unternehmen nur eine untergeordnete Rolle spielen, kann die Unterstützung durch externe Hilfe sehr vorteilhaft sein. Ein erster Schritt für die Entwicklung einer solchen Strategie kann mit einem einfachen CO<sub>2</sub>- und Energiemonitoring beginnen, um Klarheit über die Energieverbräuche innerhalb des Unternehmens zu gewinnen.

Ein einfacher Weg, um einen ersten Beitrag für die Dekarbonisierung des Unternehmens zu leisten, ist die Installation einer Solaranlage. Dabei ist es wichtig, eigene Flächen zu identifizieren und den Ausbau mithilfe von Installateuren und Projektentwicklern zu planen. Eine eigene PV-Anlage bietet darüber hinaus eine Absicherung gegenüber schwankenden Marktpreisen.

### **Netzbetreiber:**

Netzbetreiber können den EE-Ausbau durch eine schnellere Bearbeitung der Anträge auf Netzanschluss unterstützen. Sie können außerdem bei Netzanschlussfragen beraten und die Stabilität des Netzes durch Netzverträglichkeitsprüfungen gewährleisten. Ein verstärkter Netzausbau und intelligente Betriebsstrategien erhöhen die Stabilität des Netzes und reduzieren die Notwendigkeit von Einspeisemanagementmaßnahmen.

### **Energieversorger:**

Die Energieversorger können bei der Identifikation von Zubaupotenzialen auf Dächern helfen und dann gezielt Besitzer ansprechen. Auch Unterstützung von Mieterstromprojekten ist eine mögliche Maßnahme. Durch den Aufbau von EE-Kapazitäten und durch Direktlieferungen kann die Energiewende in der Region weiter unterstützt werden.

---

## 7 Offene Fragestellungen

### EE-Ausbau

Eine Auswahl an konkreten Maßnahmen zur Stärkung des EE-Ausbau in der Region ist zu empfehlen. Als Grundlage für eine Auswahl von Maßnahmen können die Empfehlungen in Kapitel 6 dienen. Der Ausbau sollte mit anderen strategischen Entscheidungen harmonisiert werden. Ein Beispiel hierfür sind die zeitlichen Veränderungen in der Versorgungssituation durch den Kohleausstieg.

### Sektorkopplung

Die zwei größten Themenfelder bei der Sektorkopplung in der Region sind die Wärmeversorgung und die Energieversorgung von Industrieunternehmen. Bei der Wärmeversorgung muss zwischen der Versorgung durch Fernwärme und der Wärmebereitstellung vor Ort unterschieden werden. Bei der Fernwärme kann eine Dekarbonisierung durch den Einsatz von Großwärmepumpen, die Nutzung von Abwärme aus Industrie und Kraftwämen, Geothermie und P2H zur Deckung von Spitzenlast angestrebt werden. Bei der Wärmebereitstellung vor Ort wird der Einsatz von Sole-Wasser- und Luft-Wärmepumpen empfohlen.

Bei der Industrie ist die Dekarbonisierung deutlich komplexer, da hier die Unternehmen individuell entscheiden müssen. Bei der Dekarbonisierung der Prozesskette innerhalb der Unternehmen gibt es viele spezifische Umstände, die berücksichtigt werden müssen. Trotzdem lassen sich über Interessenvertretungen und Politik hier Synergien schaffen. Entscheidungen in Unternehmen zur zukünftigen Energieversorgung sind von elementarer Bedeutung für die Versorgungssituation in der Region.

### Versorgungssicherheit

Die Versorgungssicherheit ist Aufgabe der Netzbetreiber und Energieversorger. Die Netzbetreiber müssen die Energietransformation mit dem Ausbau der Netzkonnektoren und der Verteilnetze begleiten. Darüber hinaus müssen sie dafür sorgen, dass die notwendige Netzreserve abgerufen werden kann.

Die Energieversorger können die Transformation durch einen starken Ausbau der EE-Kapazitäten und den Ausbau von flexiblen Kraftwerken unterstützen. Die Elektrifizierung der Energienachfrage hat starke Auswirkungen auf die zukünftige Spitzenlast und die Lastkurve, welche von entscheidender Bedeutung für die Stabilität des Netzes und damit die Versorgungssicherheit ist.

---

## 8 Literaturverzeichnis

- [1] *Disaggregator*. [Online]. Verfügbar unter: <https://github.com/DemandRegioTeam/disaggregator>
- [2] Fabian Gotzens, Dr.-Ing. Bastian Gillessen, Simon Burges, Wilfried Hennings, Prof. Dr.-Ing. Joachim Müller-Kirchenbauer, Stephan Seim, Paul Verwiebe, Dr.-Ing. Tobias Schmid, Fabian Jetter, Timo Limmer, *DemandRegio: Harmonisierung und Entwicklung von Verfahren zur regionalen und zeitlichen Auflösung von Energienachfragen*. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2020/10/DemandRegio\\_Abschlussbericht.pdf](https://www.ffe.de/wp-content/uploads/2020/10/DemandRegio_Abschlussbericht.pdf) (Zugriff am: 22. September 2022).
- [3] Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., *Datensätze aus dem DemandRegio Projekt*. [Online]. Verfügbar unter: <http://opendata.ffe.de/project/demandregio/> (Zugriff am: 20. Juni 2022).
- [4] Statistisches Bundesamt, *Umweltökonomische Gesamtrechnung 85131-0002 Verwendung von Energie: Deutschland, Jahre, Produktionsbereiche, Energieträger*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=85131-0002&by-pass=true&levelindex=0&levelid=1663858479887#abreadcrumb> (Zugriff am: 7. Juni 2021).
- [5] Prof. Dr.-Ing. Clemens Rohde, *Erstellung von Anwendungsbilanzen für die Jahre 2018 bis 2020 für die Sektoren Industrie und GHD*. [Online]. Verfügbar unter: [https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/10/isi\\_anwendungsbilanz\\_industrie\\_2020\\_20210903.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/wp-content/uploads/2020/10/isi_anwendungsbilanz_industrie_2020_20210903.pdf) (Zugriff am: 22. Juli 2022).
- [6] Statistisches Bundesamt, *Jahreserhebung über die Energieverwendung der Betriebe des Verarbeitenden Gewerbes, im Bergbau und der Gewinnung von Steinen und Erden (JEVI)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www-genesis.destatis.de/genesis//online?operation=table&code=43531-0002&by-pass=true&levelindex=0&levelid=1663933606458#abreadcrumb> (Zugriff am: 23. Juni 2022).
- [7] Julian Brandes, Markus Haun, Daniel Wrede, Patrick Jürgens, Christoph Kost, Hans-Martin Henning, „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem: Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen. Update November 2021: Klimaneutralität 2045“, Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, 2021. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Fraunhofer-ISE-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem-Update-Klimaneutralitaet-2045.pdf>.
- [8] Bundesregierung, *Klimaschutzgesetz 2021: Generationenvertrag für das Klima*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.bundesregierung.de/breg-de/themen/klimaschutz/klimaschutzgesetz-2021-1913672> (Zugriff am: 28. September 2022).
- [9] G. Luderer, C. Kost und Dominika, *Deutschland auf dem Weg zur Klimaneutralität 2045 - Szenarien und Pfade im Modellvergleich*. Potsdam Institute for Climate Impact Research, 2021.
- [10] B. Jens, *Solarmodule Test & Vergleich: Wirkungsgrad, Preis, Haltbarkeit*. [Online]. Verfügbar unter: <https://echtsolar.de/solarmodule-test-vergleich/> (Zugriff am: 15. September 2022).
- [11] Landesanstalt für Umwelt Baden-Württemberg, *Potenzialanalyse*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.energieatlas-bw.de/sonne/dachflächen/potenzialanalyse/wirtschaftlichkeitsrechner> (Zugriff am: 16. September 2022).
- [12] Deutsche WindGuard GmbH, „Status des Windenergieausbaus an Land in Deutschland: Jahr 2021“. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet\\_Status\\_Windenergieausbau\\_an\\_Land\\_2021.pdf](https://www.wind-energie.de/fileadmin/redaktion/dokumente/publikationen-oeffentlich/themen/06-zahlen-und-fakten/Factsheet_Status_Windenergieausbau_an_Land_2021.pdf).
- [13] Verband Region Rhein-Neckar, „Einheitlicher Regionalplan Rhein-Neckar: Teilregionalplan Windenergie“, Mannheim, 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.m-r-n.com/projekte/teilregionalplan-windenergie-zum-einheitlichen-regionalplan-rhein-neckar/Ver%C3%B6ffentlichung/Teilregionalplan\\_Windenergie\\_2021\\_web.pdf](https://www.m-r-n.com/projekte/teilregionalplan-windenergie-zum-einheitlichen-regionalplan-rhein-neckar/Ver%C3%B6ffentlichung/Teilregionalplan_Windenergie_2021_web.pdf). Zugriff am: 10. August 2022.
- [14] Umweltbundesamt, „Umweltschutz, Wald und nachhaltige Holznutzung in Deutschland“, 2021. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021\\_hgp\\_umweltschutzwald\\_u\\_nachhaltigeholznutzung\\_bf.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2021_hgp_umweltschutzwald_u_nachhaltigeholznutzung_bf.pdf).

- 
- [15] Agentur für Erneuerbare Energien (AEE) e.V., „Potenzialatlas: Bioenergie in den Bundesländern“. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/240.AEE\\_Potenzialatlas\\_Bioenergie\\_Einleitung\\_jan13.pdf](https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/240.AEE_Potenzialatlas_Bioenergie_Einleitung_jan13.pdf).
- [16] Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe e. V., „Faustzahlen Biogas“. [Online]. Verfügbar unter: <https://biogas.fnr.de/daten-und-fakten/faustzahlen/>.
- [17] BNetzA, *Marktstammdatenregister: MaStR-Daten registriert ab 31.01.2019 (Stand 22.08.2022)*. Bundesnetzagentur (BNetzA). [Online]. Verfügbar unter: [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Marktstammdatenregister/MaStR\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschundMonitoring/Marktstammdatenregister/MaStR_node.html).
- [18] Wüstenrot Stiftung, *Solarthermie: Technik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz für solarthermische Systeme in Einfamilienhäusern*. [Online]. Verfügbar unter: [http://www.solarthermie-potenziale.de/cms/wp-content/uploads/2014/05/Solarthermie\\_in\\_Einfamilienhausern\\_Wuestenrot\\_Stiftung\\_2014.pdf](http://www.solarthermie-potenziale.de/cms/wp-content/uploads/2014/05/Solarthermie_in_Einfamilienhausern_Wuestenrot_Stiftung_2014.pdf).
- [19] M. Bauer, W. Fren, H. Jacobi und T. Neu, *Handbuch Oberflächennahe Geothermie*. Berlin: Springer Spektrum, 2018.
- [20] S. Matthias *et al.*, „Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Kommunaler Klimaschutz durch Verbesserung der Effizienz in der Fernwärmeversorgung mittels Nutzung von Niedertemperaturwärmequellen am Beispiel tiefengeothermischer Ressourcen“, 2018. [Online]. Verfügbar unter: [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020\\_10\\_21\\_climate\\_change\\_31\\_2020\\_kommunaler\\_klimaschutz\\_durch\\_verbesserung\\_der\\_effizienz\\_abschlussb\\_0.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/5750/publikationen/2020_10_21_climate_change_31_2020_kommunaler_klimaschutz_durch_verbesserung_der_effizienz_abschlussb_0.pdf).
- [21] 50Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH und TransnetBW GmbH, *Pro-jek-te NEP 2035 (2021)*. [Online]. Verfügbar unter: <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/projekte/projekte-nep-2035-2021> (Zugriff am: 30. September 2022).

## 9 Anhang

Tabelle 3: PV-Freiflächenpotenzial für die Metropolregion Rhein-Neckar

	Fläche der Stadt/ des Kreises	Geeignete landwirtschaftliche Fläche		Geeignete Fläche auf Seitenrandstreifen	Gesamt geeignete Fläche für FFA	Anteil an der Gesamtkreisfläche	Gesamt max. Leistungspotenzial
		Außerhalb benachteiligter Gebiete	Innerhalb benachteiligter Gebiete				
	[ha]	[ha]	[ha]	[ha]	[ha]	%	[MW]
<b>Bergstraße</b>	72061	205	5868	624	6696	9	5357
<b>Heidelberg</b>	10875	5	26	141	171	2	137
<b>Mannheim</b>	14487	20	18	252	291	2	232
<b>Neckar-Odenwald-Kreis</b>	112498	197	18185	820	26280	23	21024
<b>Rhein-Neckar-Kreis</b>	106071	306	8764	1014	3950	4	3160
<b>Frankenthal (Pfalz)</b>	4430	29	0	68	98	2	78
<b>Landau in der Pfalz</b>	8189	41	0	76	118	1	94
<b>Ludwigshafen am Rhein</b>	7710	29	0	117	146	2	117
<b>Neustadt an der Weinstraße</b>	11492	46	1	97	144	1	115
<b>Speyer</b>	4290	10	0	64	73	2	59
<b>Worms</b>	11172	75	0	143	218	2	175
<b>Bad Dürkheim</b>	59357	226	158	486	870	1	696
<b>Germersheim</b>	46427	201	0	421	622	1	497
<b>Südliche Weinstraße</b>	64374	287	726	548	1560	2	1248
<b>Rhein-Pfalz-Kreis</b>	30559	180	346	294	820	3	656
<b>Summe</b>	<b>563992</b>	<b>1857</b>	<b>36292</b>	<b>4970</b>	<b>42056</b>	<b>8</b>	<b>33645</b>