

Gefördert durch:



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Klimaschutz

aufgrund eines Beschlusses  
des Deutschen Bundestages

# Gesamtstrategie für den Energie- und Netzausbau im Landkreis Görlitz

## Projektbericht



MEIN ZUHAUSE  
LANDKREIS  
GÖRLITZ  
WOKRJES ZHORJELC



MEIN ZUHAUSE  
LANDKREIS  
GÖRLITZ  
WOKRJES ZHORJELC



Fraunhofer  
IEG



CONSULTING



Hochschule  
Zittau/Görlitz  
UNIVERSITY OF APPLIED SCIENCES



### **Projektkonsortium**

Fraunhofer-Einrichtung für Energieinfrastrukturen und Geothermie IEG, Guldener Str. 23, 03046 Cottbus

BBH Consulting AG, Magazinstr. 15-16, 10179 Berlin

Hochschule Zittau Görlitz, Schwenninger Weg 1, 02763 Zittau

### **Verantwortlich für den Inhalt des Textes**

Tanja Kneiske, [tanja.kneiske@ieg.fraunhofer.de](mailto:tanja.kneiske@ieg.fraunhofer.de); Ella Middelhoff, [ella.middelhoff@bbh-beratung.de](mailto:ella.middelhoff@bbh-beratung.de); Martin Herling, [martin.herling@hszg.de](mailto:martin.herling@hszg.de); Björn Drechsler, [bjoern.drechsler@ieg.fraunhofer.de](mailto:bjoern.drechsler@ieg.fraunhofer.de); Elena Timofeeva, [elena.timofeeva@ieg.fraunhofer.de](mailto:elena.timofeeva@ieg.fraunhofer.de); Philipp Jahnke, [philipp.jahnke@bbh-beratung.de](mailto:philipp.jahnke@bbh-beratung.de); Clemens Schneider, [clemes.schneider@ieg.fraunhofer.de](mailto:clemes.schneider@ieg.fraunhofer.de); Sree Paruchuri, [sree.paruchuri@ieg.fraunhofer.de](mailto:sree.paruchuri@ieg.fraunhofer.de); Sadia Ferdous Snigdha, [sadia.snigdha@ieg.fraunhofer.de](mailto:sadia.snigdha@ieg.fraunhofer.de); Maryam Daneshfar, [maryam.daneshfar@ieg.fraunhofer.de](mailto:maryam.daneshfar@ieg.fraunhofer.de); Matthias Kunick, [m.kunick@hszg.de](mailto:m.kunick@hszg.de)

### **Verfasst im Auftrag von**

Entwicklungsgesellschaft Niederschlesische Oberlausitz mbH, Elisabethstraße 40, 02826 Görlitz

### **Hinweise**

Dieser Bericht einschließlich aller seiner Teile ist urheberrechtlich geschützt. Die Informationen wurden nach bestem Wissen und Gewissen unter Beachtung der Grundsätze guter wissenschaftlicher Praxis zusammengestellt. Die Autorinnen und Autoren gehen davon aus, dass die Angaben in diesem Bericht korrekt, vollständig und aktuell sind, übernehmen jedoch für etwaige Fehler, ausdrücklich oder implizit, keine Gewähr. Die Darstellungen in diesem Dokument spiegeln nicht notwendigerweise die Meinung des Auftraggebers wider.



## Inhalt

Impressum.....	2
1 Hintergrund und Projektkonzeptionierung.....	5
2 Projektergebnisse auf einen Blick .....	12
3 Vorstellung der Modelle .....	21
<b>Für die Modellierung würden zwei Modelle verwendet, die im Folgenden kurz beschrieben werden:..</b>	<b>21</b>
3.1 <b>Datengrundlage des Ausbaus Erneuerbarer Energie Anlagen.....</b>	<b>24</b>
3.1.1 Windenergieanlagen .....	24
3.1.2 PV-Freiflächenanlagen.....	26
3.2 <b>Datengrundlage von Wasserstofferzeugung und Verbrauch .....</b>	<b>27</b>
3.3 <b>Batterien und Energiespeicher .....</b>	<b>29</b>
3.3.1 Einsatzmöglichkeiten von Batteriegroßspeichern .....	30
3.3.2 Batteriegroßspeicher Projekte in der Region des Landkreises Görlitz.....	31
3.3.3 Mögliche weitere Standort im Landkreis Görlitz .....	32
3.4 <b>DC Netze .....</b>	<b>35</b>
3.5 <b>Betreiberkonzepte.....</b>	<b>36</b>
3.5.1 Ausgangssituation.....	36
3.5.2 Anschlusspflicht für EE-Anlagen nach EEG.....	36
3.5.3 Einspeisenetz als eine Alternative zum konventionellen Netzausbau .....	37
3.5.4 Trassenführung und Grobkostenschätzung .....	38
3.5.5 Betreiberkonzepte für ein Einspeisenetz.....	44
3.6 <b>Wärmetransformation .....</b>	<b>47</b>
3.6.1 Dezentrale Wärmeversorgung.....	49
3.6.2 Zentrale Wärmeversorgung.....	50
3.6.3 Prozesswärme .....	50
3.6.4 Auswirkungen auf die Netze .....	50
3.7 <b>Wasserstofferzeugungspotential .....</b>	<b>51</b>
4 Chancen für mehr regionale Wertschöpfung im Landkreis Görlitz .....	53
5 Literaturverzeichnis.....	64

# 01 Hintergrund und Projekt-konzeptionierung



# 1 Hintergrund und Projektkonzeptionierung

---

Das Fraunhofer IEG, die BBH Consulting AG und die Fachhochschule Zittau/Görlitz wurde vom Landkreis Görlitz und durch die Entwicklungsgesellschaft Niederschlesische Oberlausitz mbH (ENO) im Rahmen des Projekts Multiprojektmanagement Strukturwandel im Landkreis Görlitz – Strukturwandel-Task Force (Förderrichtlinie STARK des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz) zur Erstellung einer Gesamtstrategie für den Energie- und Netzausbau beauftragt. In drei Projektphasen wurde i) durch gezielte Stakeholder Konsultation ein Digitaler Zwilling der Energielandschaft im Landkreis erstellt, ii) die derzeitige und zukünftige Energieversorgung im Energiesystemmodell und Netzflusssimulation abgebildet und iii) eine Ergebnisstrategie entwickelt. Die Ergebnisse der Studie unterstützten den Landkreis bei der Einschätzung des erforderlichen Netzausbau für den Ausbau von Erneuerbaren Energien, sowie einer ersten Indikation für die kommunale Wärmeplanung und Versorgung des Landkreises in der Zukunft.

## Hintergrund

Das Projekt wählt den integrierten Ansatz und beachtet bei der Erstellung der Gesamtstrategie für den Energie- und Netzausbau im Landkreis Görlitz nicht mehr das „Ob“, sondern vor allem darum, „wie schnell“, „mit welchen Maßnahmen“ und „in welcher Abfolge“ die Transformation der Energieversorgung umgesetzt werden kann, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Versorgungssicherheit ist im Wärmesektor und in der Industrie genauso elementar und wertvoll wie im Stromsektor und benötigt auf dem Weg zu 100 % Erneuerbaren demzufolge auch entsprechende, neue Regularien und Marktmechanismen für deren Bereitstellung und Vergütung. Besondere Herausforderungen bestehen im Kontext des Ausbaus der Erzeugungskapazitäten für erneuerbaren Energien, der Sektorenkopplung und der Entwicklung integrierter Energiesysteme und -infrastrukturen.

Die Energiewende und der Strukturwandel in der Oberlausitz sind sowohl Chance wie Herausforderung. Zahlreiche Erneuerbare Energien (EE)- Ausbauprojekte sind aktuell in Planung. Dies hängt auch mit der nationalen Zielsetzung zusammen: Als Teil des Erneuerbare-Energien-Gesetzes<sup>1</sup> (EEG) sind die Länder beispielsweise verpflichtet, ihre Freiflächenpotentiale für PV und Windanlagen stärker als bisher zu nutzen und so den Ausbau der erneuerbaren Energien voranzutreiben. Beispielsweise sollen bis zum Jahr 2032 2 % der Bundesflächen für die Erzeugung von Windenergie genutzt werden, wobei es von Bundesland zu Bundesland leichte Unterschiede gibt. Ähnliche Zielsetzungen gibt es auch für den Ausbau von PV-Anlagen. Diese zusätzliche und zunehmend dezentral installierte Stromerzeugungsleistung erfordert vielerorts nicht nur neue Leitungsinfrastruktur in den Stromübertragungs- und -verteilnetzen, sondern insbesondere auch neue Speicherkapazitäten sowie eine stärkere Kopplung der Sektoren Strom, Gas/Wasserstoff, Wärme, Verkehr und Industrie. Im Landkreis Görlitz gibt es verschiedene Investorenanfragen, die dem Landkreis zu mehr Aufschwung verhelfen könnten. Gleichzeitig erfordert der EE-Ausbau den beschleunigten Netzausbau sowie Energiespeicher zur Netzstabilisierung. Einen genauen Überblick vermittelt die Energiekarte in Abbildung 1.

Ein weiter kritischer Punkt ist die Sektorenkopplung, verknüpft mit der Notwendigkeit einer integrierten Energiesystemplanung sowie Regional- und Raumplanung und setzt eine enge Zusammenarbeit aller Akteure der Energiewirtschaft, Industrie und Verwaltung voraus. Nicht zuletzt zeigen die Anforderungen der Industrie in Bezug auf zunehmend CO<sub>2</sub>-freie Lieferketten und die dafür erforderliche Bereitstellung von CO<sub>2</sub>-freiem Grünstrom, klimaneutraler Wärme oder auch grünem Wasserstoff, dass auch die Wirtschaftsförderung und Ansiedlungspolitik der Länder, Landkreise und Kommunen zukünftig noch besser mit der Energiewende verzahnt und mit der Energieinfrastrukturplanung harmonisiert werden müssen. Eine Gesamtversorgungsstrategie für den Energie- und Netzausbau in einem definierten Betrachtungsraum zu haben, ist folglich absolut erstrebenswert.

Dank der Fördermittel aus dem Strukturstärkungsgesetz und des über Jahrzehnte gewachsenen Know-hows seiner Unternehmen und Fachkräfte hat der Landkreis Görlitz die einmalige Chance, sich in den

---

1 <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Schlaglichter-der-Wirtschaftspolitik/2022/10/05-neuer-schwung-fuer-erneuerbare-energien.html>

nächsten zwei Jahrzehnten neu zu erfinden, ohne dabei seine Identität zu verlieren. Die Transformation der Energieversorgung mit Innovationen und Wertschöpfung aus der Region spielt dafür eine entscheidende Rolle.

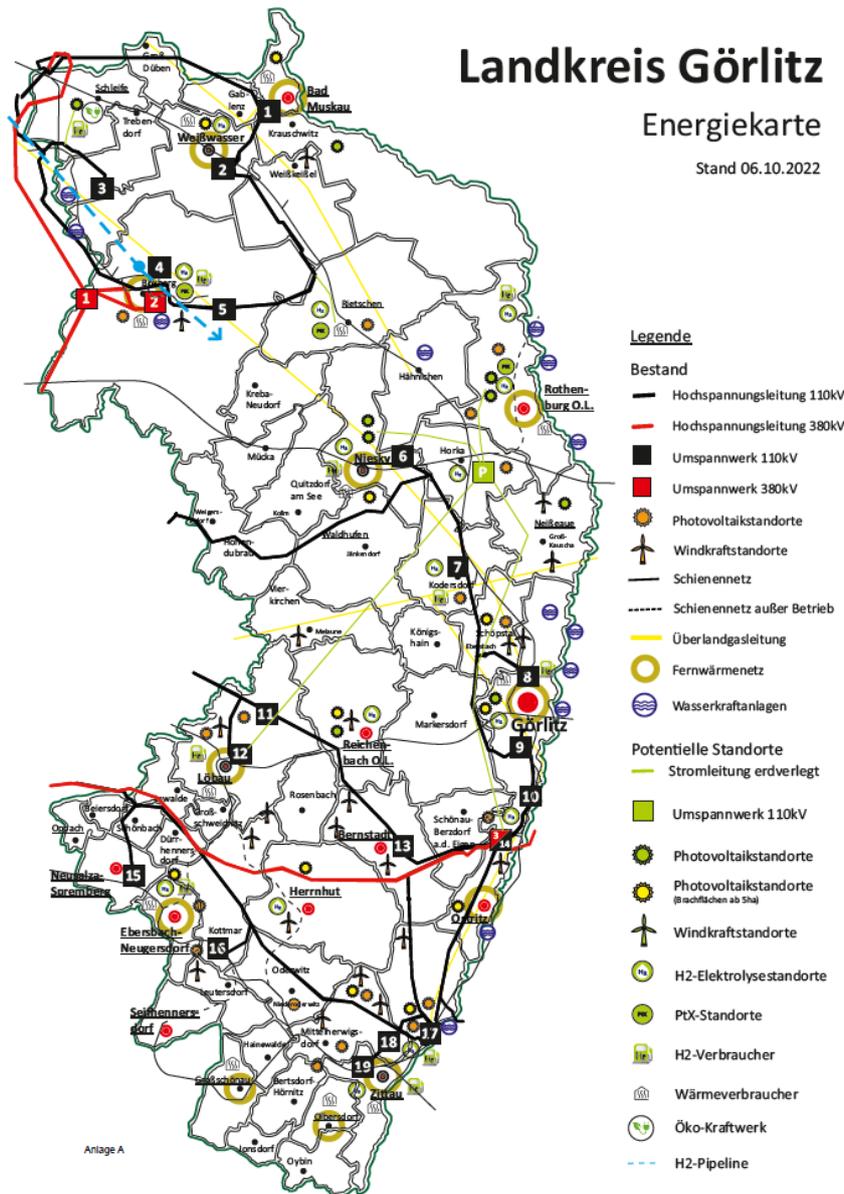


Abbildung 1: Energiekarte für den Landkreis Görlitz.

## Projektkonzeptionierung

Um die vielfältigen Trends und Entwicklungen im Landkreis Görlitz zu bündeln, umfasst dieser Bericht eine Gesamtstrategie für den Energie- und Netzausbau. Das Projekt wurde von der Entwicklungsgesellschaft Niederschlesische Oberlausitz mbH (ENO) im Rahmen des Projektes „Multiprojektmanagement Strukturwandel im Landkreis Görlitz – Strukturwandel-Task-Force“ (gefördert aus den Mitteln der Förderlinie „STARK“ des Bundesministeriums für Wirtschaft und Klimaschutz) beauftragt. Das Projekt wurde im Zeitraum von Dezember 2022 bis Juni 2023 durchgeführt.

Die verwendete Methodik wird im Folgenden nur kurz beschrieben und folgt im Wesentlichen drei Arbeitsschritten, die in Abbildung 2 dargestellt sind. Im ersten Schritt erfolgt die Erstellung eines digitalen Zwillings der Energielandschaft im Landkreis Görlitz. Hierbei wird eine umfassende Datengrundlage geschaffen, die die derzeitige Energieversorgung und -infrastruktur erfasst. Wichtige Arbeiten umfassten die Abfrage, Recherche, Sichtung, Aufarbeitung und ggf. Ergänzung der relevanten Daten aus dem Betrachtungsgebiet auch mittels der gezielten Konsultation ausgewählter, lokaler Akteure. Abbildung 3 gibt einen Überblick über die berücksichtigten Parameter, zu den Daten erhoben wurden:

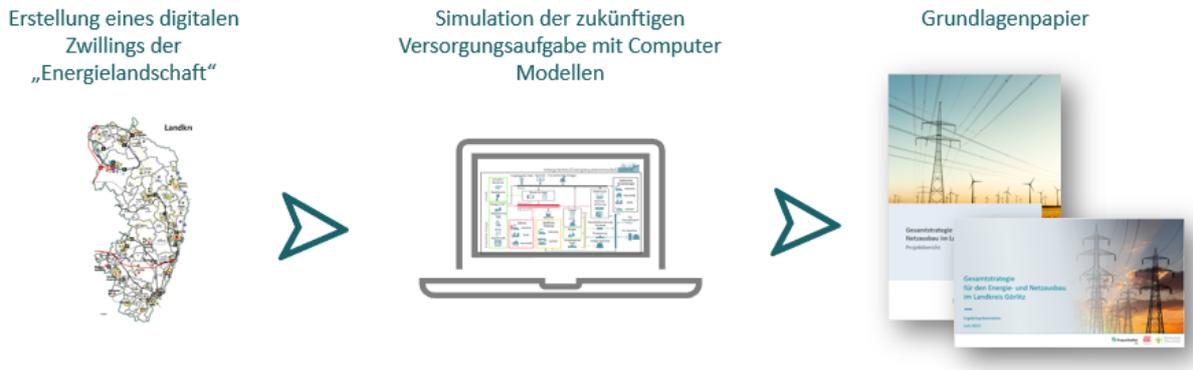


Abbildung 2: Die wesentlichen Arbeitsschritte



Abbildung 3: Übersicht über die erhobenen Daten

Im zweiten Schritt erfolgt die Simulation der derzeitigen und zukünftigen Energieversorgung in verschiedenen Computer Modellen. Hierbei wird zuerst das Energiesystemmodell R<sup>2</sup>EnSysMod der BBH Consulting AG verwendet. Es handelt sich um ein lineares Optimierungsmodell, welches für die hinterlegten Energiebedarfe den kostengünstigsten Versorgungsmix ermittelt. Im Energiesystemmodell werden sowohl Strom wie Wärme, Wasserstoff, Gas usw. simuliert, sodass am Ende eine integrierte Betrachtung möglich wird. Zur Simulation im Energiesystemmodell werden einzelnen Cluster gebildet, in denen die Bedarfe und Erzeugung zusammengefasst sind. Die einzelnen Cluster werden durch ihr zugehöriges Umspannwerk auf Hochspannungsebene zusammengefasst. Die Übergabe des Stroms im Hochspannungsbereich wird ebenfalls im Energiesystemmodell mit modelliert, allerdings gibt es hier keine technischen Grenzen für den Stromtransport. Um zu analysieren, ob die bestehenden Stromnetze genug Kapazität haben, um die

benötigten und generierten Strommengen zu transportieren, wird im zweiten Schritt das Modell pandpower genutzt (weitere Erklärungen folgen auf den nächsten Seiten).



**Abbildung 4: Übersicht über die Modellstruktur der verwendeten Modelle im Projekt**

Bei der Abbildung der Stromnetze wurden die Leitungen auf Hoch- und Höchstspannungsebene betrachtet, diese sind in Abbildung 5 dargestellt. Die Netzdaten entstammen öffentlichen Quellen und wurden zum Teil mit den lokalen Netzbetreibern evaluiert. Der Landkreis Görlitz wird über zwei Übergabepunkte zwischen Höchst- und Hochspannungsebene versorgt.



**Abbildung 5: Hoch- und Höchstspannungsebenen der Stromnetze im Landkreis Görlitz**

Für die Modellierung würden die Netzknoten und Umspannwerke auf Hochspannungsebene als Betrachtungsebene ausgewählt. Im Landkreis Görlitz sind 21 solcher Punkte vorhanden, von dem ein

Umspannwerk im Suchraum „Horka“ noch nicht existiert. Abbildung 6 zeigt, wie die Umspannwerke zur Bildung von Clustern verwendet wurden. Hierbei wurde jeder Punkt auf der Karte einem Netzknoten bzw. Umspannwerk zugeordnet, welches diesem Punkt am nächsten ist (Voronoi-Aufteilung). Die Cluster bilden die Grundlage für die Modellierung. Energiebedarfe und Erzeugung wird für jeden Cluster separat im Modell optimiert.



Abbildung 6: 21 Umspannwerke und Netzknoten als Ausgangslage für die Cluster im Modell

Bei der Simulation der zukünftigen Versorgungsaufgabe wurde sowohl das Basisjahr (2021-23) wie das Zieljahr 2030 simuliert. Der sich abzeichnende Trend wurde bis zum Jahr 2045 weitergeführt, um die Komptabilität mit den nationalen Transformationszielen zu überprüfen. Im Zieljahr 2030 wurde weiterhin zwischen zwei Szenarien unterschieden. Im Basisszenario wurden alle bis 2030 geplanten EE-Anlagen im Modell berücksichtigt. Dieses Szenario hat das Ziel, eine möglichst wahrscheinliche Entwicklung vorherzusagen. Außerdem gibt es noch eine progressive Betrachtung, in dem ein maximaler EE-Ausbau angenommen wird. Hierbei geht es darum, Wasserstoffexportkapazitäten zu verstehen, wie in Abbildung 7 dargestellt.

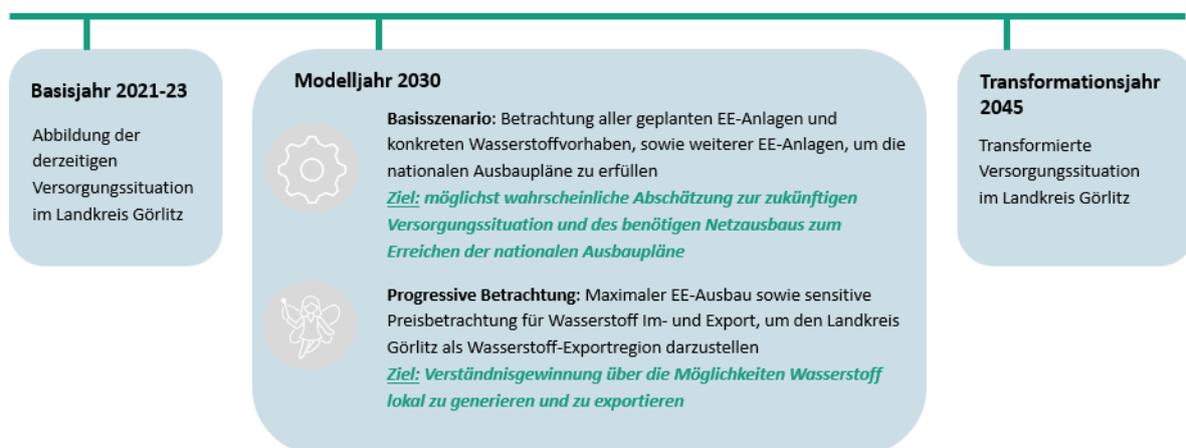


Abbildung 7: Modelljahre und Szenarios

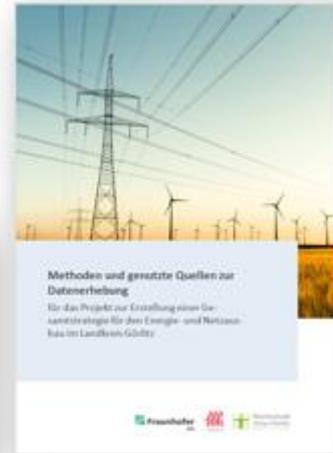
Die Ergebnisse zum Projekt Gesamtstrategie für die Energie- und Netzausbauplanung im Landkreis Görlitz sind in diesem Bericht sowie einem Foliensatz zusammengetragen. Die genutzten Methoden und Datensätze sind in einem separaten Methodenpapier zusammengefasst, wie in Abbildung 8 dargestellt.



Projektbericht mit  
Erklärungen zu den  
Ergebnisfolien



Ergebnisfolien



Methodenpapier

**Abbildung 8: Überblick über die verschiedenen Ergebnisteile**

Beim Betrachten der Ergebnisse ist generell zu beachten, dass das Projekt auf hoher Flughöhe durchgeführt wurde. Die Ermittlung von Strukturen, Entwicklungen, Bedarfen und Versorgungsmöglichkeiten durch „Top-Down“ Ansätze. Aufgrund des kurzen Projektablaufs und aus Datenschutzgründen war es zum Teil nicht möglich detaillierte Strom-, Gas- und Wärmenetzinformationen zu verarbeiten. Diese Studie hatte das Ziel, die generellen Trends abzubilden. Genaue Versorgungsmöglichkeiten müssen durch detaillierte Fall- und Machbarkeitsstudien ermittelt werden.

## 02 Projektergebnisse auf einen Blick



## 2 Projektergebnisse auf einen Blick

Die Projektergebnisse wurden in vier Teilen zusammengefasst, die in Abbildung 9 abgebildet sind. Für jeden der Ergebnisteile sind im Folgenden die Kernthesen zusammengefasst.



Abbildung 9: Die vier Ergebnisteile der Studie

### Strategieempfehlung zum Stromnetzausbau



#### Stromnetzanalyse

Wie viel Erneuerbare Energien Ausbau (nationale Ziele) findet im Landkreis Görlitz bis 2030?

➔ EE-Ausbauplanung ist weitestgehend konform mit den nationalen Ausbauzielen.

#### EE-Ausbau im LK Görlitz bis 2030



Welche Probleme gibt es bei der Umsetzung der geplanten Projekte?

- Viele der geplanten Anlagen finden keinen Netzanschluss. Der Stromnetzausbau geht schleichend voran und kann die geplanten Erneuerbare Energien-Projekte nicht rechtzeitig in das Stromnetz integrieren.



Welche konkreten Netzausbaumaßnahmen sind erforderlich und welche Umsetzungsschritte werden empfohlen (inkl. Kostenschätzungen)?

- Die geplanten Netzausbaumaßnahmen der Netzbetreiber lösen die Probleme im Netz. ABER, die Realisierung ist derzeit bis 2037 geplant und kommt daher zum Erreichen der nationalen EE-Ausbauziele zu spät.

Wie ist die Option des privatwirtschaftlichen Stromnetzausbaus zu bewerten?

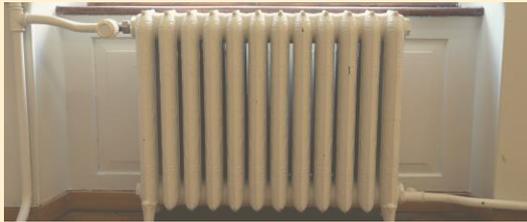
*Privatwirtschaftlicher Stromnetzausbau als sinnvolle Option (inkl. Kostenschätzungen)?*

- Kosten von etwa 200 Millionen Euro für das Errichten von Einsammelnetzen
- Enge Abstimmung mit ÜNB und VNB erforderlich:
  - optimale Trassenführung und Dimensionierung für Synergie mit Netzausbau
  - Übergabe privat errichteten Einspeisernetzes oder einzelner Netzbetriebsmittel an ÜNB bzw. VNB kann ggf. die Kosten mindern
  - rechtlicher Rahmen für die Übergabe ist genauer zu bewerten
- weiterführende Machbarkeitsstudie inkl. Detailplanung

Wie sind Alternativen zum Stromnetzausbau (Elektrische Batterien und Wasserstoff) zu bewerten?

- Elektrische Energiespeicher und Elektrolyseure können flexibel eingesetzt werden, um Netzüberlastungen zu reduzieren.
- Die dadurch eingespeicherte Energie und resultierende Volllaststunden der Anlagen rechnen sich allerdings nicht allein gegenüber den immer noch hohen Investitionen.
- Weitere Nutzung der Energiespeicher und Elektrolyseure müssen in Kombination mit Netzentlastungsverhalten geplant werden, um wirtschaftlich zu sein.
- Diese Überlegungen sind für Erzeugungsanlagen im Einzelfall detaillierter zu untersuchen.

## Strategieempfehlung zur Wärmetransformation



Veränderung der Wärmeversorgung für Haushalte, Gewerbe-Handel-Dienstleistung (GHD) und Industrie bis 2030?



- Dezentrale Wärmeversorgung der Haushalte über Wärmepumpen, Holzpellets, Solarthermie etc.
- Ausbau von regenerativen Wärmenetzen (u. a. Quartierslösung) zunehmend wichtig
- Kombination mehrerer Wärmequellen wird zukünftig immer wichtiger (z. B. mehrere Quellen von Umweltabwärme)
- Gasverteilnetze verlieren ihre Wichtigkeit



- Dekarbonisierung der Hochtemperaturprozesswärme wird eine Herausforderung (aber auch eine Chance)
- Vorhandensein von lokal erzeugten regenerativen Energien kann ein Grund für neue Industriensiedlung sein
- Gasförmige Energieträger wie Biomethan und Wasserstoff vor allem auch nach 2030 immer wichtiger
  - > **Aufbau eines lokalen Wasserstofftransportnetzes zur Versorgung der Industrie wichtig**

Wie entwickelt sich der Gasabsatz und welche Folgen hat dies für die Gasverteilnetze?



-> Steigerung der Elektrifizierung um 83 % (Wärmepumpen)

-> **Stromnetzausbau wichtig**

Steigerung der Nutzung von Wärmenetzen um 19 % (Görlitz und Krauschwitz)

-> **Wärmenetzausbau zu bewerten und zu fördern**



Verminderung des Wärmebedarfs (durch Sanierung)

Verminderung der fossilen Brennstoffe (Heizöl und Erdgas)

-> **Gasnetze verlieren an Bedeutung für dezentrale Versorgung**

### Konkrete Handlungsempfehlungen



**Ergebnisse konkretisieren**, Daten in diesem Projekt wurden auf Gemeindeebene betrachtet



**Anträge zur kommunalen Wärmeplanung stellen:**

**Zusammenschuss von Kommunen wichtig (für günstige und schnelle Durchführung)**

-> gemeinsame, zentrale Datensammlung

ENO und Landkreis können dies vermittelnd unterstützen

-> Hilfe bei Fördermittelbeantragung

-> Informationsbereitstellung

-> Auswahl und Kontaktmanagement mit externen Einrichtungen zur Durchführung der kommunalen Planung

## Strategieempfehlung Wasserstoff



Wasserstoffbedarf und -herstellungspotential besteht im Landkreis Görlitz bis 2030?

- ➔ 5 konkrete Wasserstoffvorhaben im Landkreis Görlitz bis 2030 mit einer Gesamtleistung von 35 MW (in Görlitz, Reichenbach, Zittau, Boxberg und Niesky)
- ➔ 4 konkrete Wasserstoffnachfrager im Landkreis Görlitz bis 2030 mit einer Gesamtnachfrage von 120 Tonnen
- ➔ Wasserstofferzeugungskosten sind bis 2030 zu hoch, um vom Modell ausgebaut zu werden

Wie viel Wasserstoff kann im Landkreis Görlitz bis 2030 erzeugt werden (Abschätzung der Wasserstofferzeugungskapazitäten nach Nutzung aller verfügbaren Freiflächen)?

- ➔ Bis zu 18,3 TWh an Stromexporten im Landkreis Görlitz bei Nutzung der kompletten EE-Potentiale im Landkreis zur theoretischen Erzeugung von Wasserstoff

Wie viel Wasserstoffbedarf besteht im Landkreis Görlitz für die Dekarbonisierung der Hochtemperatur Prozesswärme?

- ➔ **Für eine erfolgreiche Energiewende ist vor allem die Erstellung eines Gesamtkonzepts für die Versorgung der Industrie mit Prozesswärme im Hochtemperaturbereich wichtig**
- ➔ Bis 2045 könnten etwa 335 GWh (6.500 Tonnen) Wasserstoff benötigt werden
- ➔ **Um den Prozess zu beschleunigen, sollten vor allem Elektrolyseure in Regionen mit vielen Industrien im Hochtemperaturbereich realisiert werden**
- ➔ Besonders hervorzuheben sind hierbei die Regionen um Ebersdorf-Neugersdorf, Görlitz, Zittau und Weißwasser
- ➔ **Besonders wichtig ist auch die Entwicklung einer integrierten Wasserstoffstrategie zur Versorgung dieser Standorte, bei denen verschiedene Transport- und Speichermöglichkeiten verglichen werden**

### Konkrete Handlungsempfehlungen:

**Standortfrage** gezielt adressieren



Identifizieren & Ausweisen besonders geeigneter Standorte, Erzeuger, Versorger, Abnehmer an einen Tisch

**"Ei-Henne-Hahn"-Problem** aufbrechen: Angebot, Transport, Nachfrage



Standortbezogene Entwicklung des Geschäftsmodells mit den Akteuren vor Ort um im ersten Schritt lokale Demonstratoren umzusetzen

**Politik in die Pflicht** nehmen



Kommunikation von Genehmigungsverfahren und Voraussetzungen (z. B. Genehmigungsleitlinie) Förderung für Pilotprojekte einfordern

## Zusammenfassung und nächste Schritte

### Fokus: Ausbau der Erneuerbaren Energien & Stromnetze als Voraussetzung für künftigen Wohlstand

Der ländliche Raum verfügt über viele Flächen und große Potentiale zur Produktion von Strom aus erneuerbaren Energien (s. Abbildung 10). Er ist damit der ideale Partner für Energieverbrauchszentren, wie beispielsweise Städte und Industrieparks. Wenn die überwiegende Anzahl der geplanten Projekte realisiert wird, wird der Landkreis Görlitz daher auch in Zukunft ein bedeutender Energieexporteur bleiben (s. Abbildung 11). Insgesamt ergibt sich ein über die Jahre verteiltes Investitionsvolumen in Höhe von knapp 2 Mrd. Euro und eine jährliche Wertschöpfung aus den Leistungen für Betrieb, Wartung und Instandhaltung sowie Pachteinnahmen in Höhe von rund 40 Mio. Euro p. a.

Die Gemeindeabgabe gemäß § 6 EEG würde zu Einnahmen der Standortkommunen in Höhe von knapp 5 Mio. Euro/Jahr führen.

Die künftige erneuerbare Stromproduktion im Landkreis Görlitz sollte konkret so weit wie möglich sowohl für den steigenden Bedarf in der Region genutzt werden. Gegenüber heute wird der Stromverbrauch dabei vorbehaltlich demografischer Aspekte in Zukunft weiter zunehmen. Insbesondere Wärmepumpen, die Elektromobilität, Rechenzentren, die Produktion von grünem Wasserstoff sowie die Ansiedlung neuer Industriezweige werden einen Anstieg des Strombedarfs zur Folge haben.

Die Voraussetzung dafür und eine erfolgreiche und beschleunigte Energiewende insgesamt ist ein schneller und vorausschauender Stromnetzausbau durch die verantwortlichen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber. Wenn diese den Netzausbau jedoch nicht zügig genug realisieren können, stellt auch die Errichtung eines Einspeisenetzes durch die Projektentwickler bzw. Investoren der neuen Wind- und PV-Freiflächenanlagen eine sinnvolle Handlungsoption dar (Einspeisenetz bis zu den Umspannwerken Hagenwerder und/oder Bärwalde).

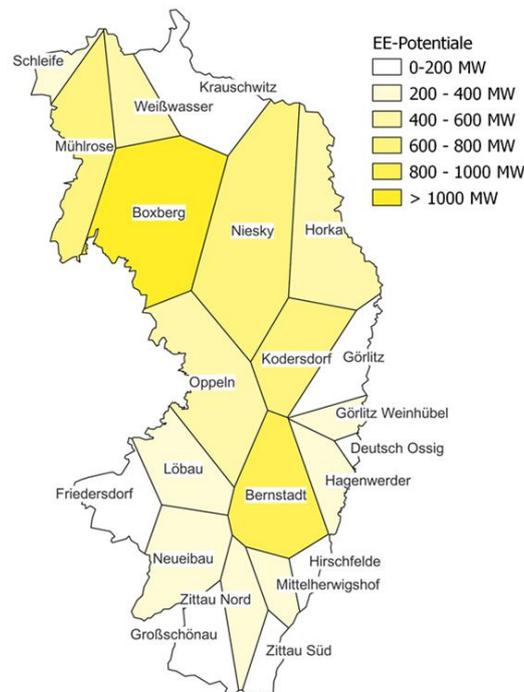
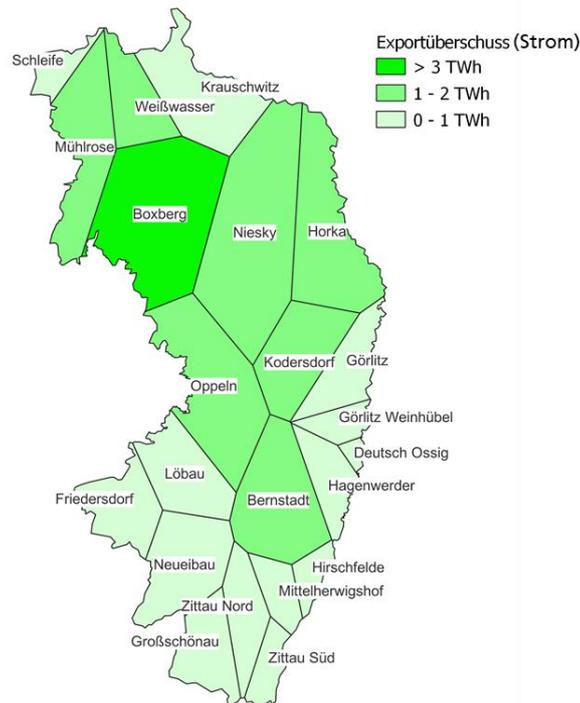


Abbildung 10: EE-Stromerzeugungspotenziale im Landkreis Görlitz (Bezeichnungen der Cluster entsprechen den im Projekt zugeordneten Stromnetzknotten)

Die im Rahmen der Entwicklung der Energiegesamtstrategie identifizierten und diskutierten, wichtigsten nächsten Schritte lauten (Verantwortliche in Klammern):

- Genauere Untersuchung der techno-ökonomischen Machbarkeit und möglichen Trassenverläufe für ein Einspeisenetz für die geplanten EE-Projekte durch die EE-Investoren
- Fortführung des Dialogs zwischen der ENO und den im Landkreis aktiven EE-Projektentwicklern, dem Übertragungsnetzbetreiber und den beiden zuständigen Verteilnetzbetreibern
- Digitale Zusammenführung der für die Daseinsvorsorge, Regionalplanung und Wirtschaftsförderung relevanten und vorhandenen „Datenschätze“ der Netzbetreiber und Wirtschaftsförderer. Ziel muss es sein, mehr Transparenz für Kommunen, Investoren und die Öffentlichkeit zu schaffen sowie Orientierung zu geben.
- Bürgerbeteiligung ernst nehmen, idealerweise auch über bestehende gesetzliche Verpflichtungen hinaus und vor Ort vorantreiben: kommunikativ sowie vor allem finanziell und über günstige Strompreise für die betroffenen Kommunen, Ämter und Gemeinden.



**Abbildung 11: Modellierter Stromexportüberschüsse im Landkreis Görlitz im Jahr 2030 (Clusterbezeichnungen gemäß der im Projekt zugeordneten Stromnetzknotten)**

### Fokus: Grüner Wasserstoff und neue Industriensiedlungen für mehr nachhaltige und zukunftssichere Wertschöpfung

Für eine effiziente Energiewende und Sektorenkopplung ist es wichtig, dass alle Beteiligten auch auf eine intelligente Standortwahl für Elektrolyseure achten. Diese sollten von Anfang an möglichst in der Nähe zu

- Wärmesenken (Abwärmenutzung),
- Industrie- & Gewerbeparks (Hochtemperatur-Prozesswärme, Chemie, Power-to-X),
- bestehenden Kraftwerksstandorten (Wasserstoffrückverstromung) sowie
- ausreichend Wasser

errichtet und betrieben werden.

Ein in den kommenden Jahren zu erwartender Überschuss von grünem Strom sollte einerseits zur lokalen Produktion von grüner Wärme in bestehenden und neuen Wärmenetzen (s. Abbildung 12) sowie von grünem Wasserstoff verwendet werden. Andererseits kann eine hohe Verfügbarkeit von günstigem grünem Strom auch dazu dienen, mehr energieintensive Industrien und energiewendekritische Branchen anzulocken und anzusiedeln. Ziel muss es sein - im Landkreis Görlitz genauso wie anderswo - grüne Energien so weit wie möglich regional zu verbrauchen. Letztendlich kann dies auch dazu beitragen, dass die Netznutzungsentgelte sinken oder zumindest nicht so stark steigen, weil dann Netzkosten auf einen insgesamt höheren Stromverbrauch umgelegt werden können.

Die im Rahmen der Entwicklung der Energiegesamtstrategie identifizierten und diskutierten, wichtigsten nächsten Schritte lauten:

- Prüfung / Untersuchung der Machbarkeit, ob und wie der Landkreis Görlitz an das künftige Wasserstoffnetz Deutschlands angeschlossen werden kann
- Kooperationen von Wirtschaftsförderern, EVU/Netzbetreibern, Kommunen und Behörden intensivieren oder etablieren (auch landkreis- und länderübergreifend)
- Bewerbung der Vorteile des künftigen grünen Energieüberschusses als prominenter Teil der künftigen Standortvermarktung (auch international und inklusive Herstellung der digitalen Transparenz diesbezüglich)

#### Fokus: Vorantreiben der kommunalen Wärmewende als einem Kern der Daseinsvorsorge

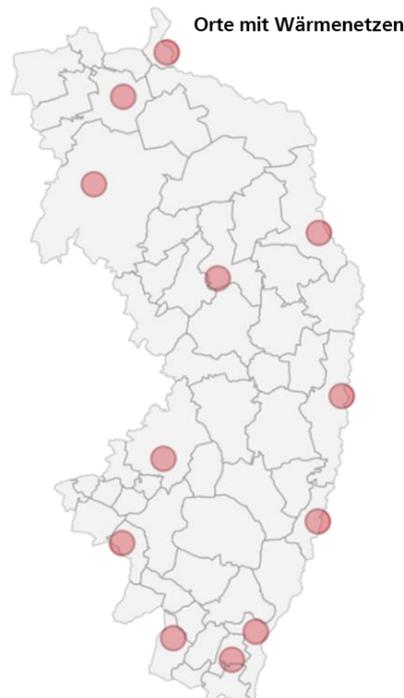


Abbildung 12: Lage bestehender Wärmenetze im Landkreis Görlitz

Entscheidend für den Erfolg der Wärmewende sind die Transformationen bestehender Wärmenetze in Richtung Klimaneutralität bis zum Jahr 2045 sowie der starke Ausbau neuer, klimaneutraler Fern- und Nahwärmenetze. Für eine volkswirtschaftlich effiziente Energiewende ist bundesweit gemäß aktueller Studien eine Verdreifachung des Wärmeabsatzes in Wärmenetzen nötig (Fraunhofer ISI et al. 2022).<sup>2</sup>

<sup>2</sup> mehr Informationen unter: <https://www.langfristszenarien.de/enertile-explorer-de/index.php>

Daher ist es notwendig, dass kommunale Wärmepläne und eine integrierte Energiesystementwicklung auch durch die Stadtwerke, die Fernwärmeversorger, die Energienetzbetreiber, die kommunale Verwaltung und die Kommunalpolitik als die Zukunftsaufgabe der nächsten Jahre verstanden werden. Dabei ist es im Sinne einer nachhaltigen und verlässlichen Daseinsvorsorge sowie der Bürgerbeteiligung und gesellschaftlichen Akzeptanz wichtig, dass der kommunale Einfluss auf diese Themen insgesamt (wieder) zunimmt. Alles in allem müssen Stadtwerke zu auch im Landkreis Görlitz zu zentralen Akteuren der regionalen Energiewende werden.

Die im Rahmen der Entwicklung der Energiegesamtstrategie identifizierten und diskutierten, wichtigsten nächsten Schritte lauten:

- Erstellung von Wärmetransformationsplänen durch Stadtwerke/Fernwärmeversorger (Förderung möglich im Rahmen der BEW-Richtlinie<sup>3</sup>) und Unternehmen der Region (förderfähig über die EEW-Richtlinie<sup>4</sup>)
- Kommunale Wärmepläne (KWP) erstellen:
- Kommunalrichtlinie der NKI (100 % Förderquote bis Ende 2023 für Kommunen aus Braunkohlerevieren, danach 80 % Förderquote)
- Geplantes Wärmeplanungsgesetz (WPG, Pflicht für alle Kommunen >10.000 EW bis spätestens 31.12.2028)

---

<sup>3</sup> Bundesförderung für effiziente Wärmenetze (BEW); mehr Informationen verfügbar unter: [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente\\_Waermenetze/effiziente\\_waermenetze\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/Effiziente_Waermenetze/effiziente_waermenetze_node.html)

<sup>4</sup> Bundesförderung für Energie- und Ressourceneffizienz in der Wirtschaft (EEW); mehr Informationen unter: [https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz\\_und\\_Prozesswaerme/energieeffizienz\\_und\\_prozesswaerme\\_node.html](https://www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Energieeffizienz_und_Prozesswaerme/energieeffizienz_und_prozesswaerme_node.html)

# 03 Vorstellung der Modelle



### 3 Vorstellung der Modelle

Für die Modellierung würden zwei Modelle verwendet, die im Folgenden kurz beschrieben werden:



#### R2EnSysMod:

- Lineares Optimierungsmodell
- Entstanden in langjähriger Forschungs- und Projektarbeit durch die BBHC (auf Grundlage des oemof Frameworks\*)
- Abbildung von Energieinfrastrukturen, Energieträgern und verschiedenen Technologien mit ökonomischer Optimierung



#### pandapower:

- pandapower ist eine open-source-Software zur Simulation und Analyse von Stromnetzwerken ([www.pandapower.org](http://www.pandapower.org))
- Die Software ermöglicht die Modellierung von Netzwerktopologien, Lastflüssen, Kurzschlüssen und Spannungsstabilität.
- pandapower bietet eine umfangreiche Sammlung von Funktionen zur Berechnung von Netzwerkkenngrößen wie Spannungsprofilen, Leistungs- und Transformatorauslastungen

Im ersten Schritt wurde das R<sup>2</sup>EnSysMod verwendet. Energiebedarfe und -erzeugung werden gesamtsystemisch ökonomisch optimiert. Wie bereits in Abbildung 4 gezeigt, wird im R<sup>2</sup>EnSysMod die Modellierung für einzelne Clustern durchgeführt. Die Cluster orientieren sich an den Netzknoten und Umspannwerken im Landkreis. Hierbei wird das Stromnetz durch zwei Stromnetzbetreiber versorgt. Im Norden des Landkreises gibt es fünf Netzknoten (siehe Abbildung 13) und die Netze werden über die Mitteldeutsche Netzgesellschaft mbH (Mitnetz) versorgt. Im Süden des Landkreises gibt es 17 Einspeisepunkte (siehe Abbildung 14), die über die SachsenNetze GmbH versorgt werden. Für jedes Cluster werden die Energiebedarfe für den Bestand sowie zusätzliche Bedarfe, die durch die zunehmende Elektrifizierung und Elektromobilität hinzukommen betrachtet. Auch die Einbindung neuer PV- und Windanlagen (außer Dach-PV) erfolgt über die Netzknoten.

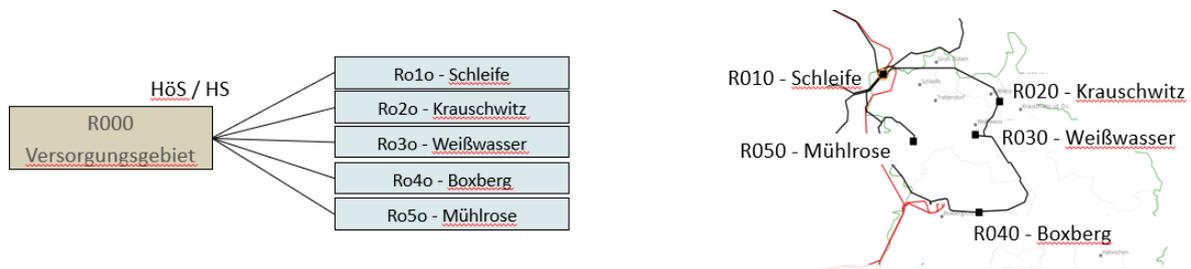


Abbildung 13: Cluster im Norden des Landkreises

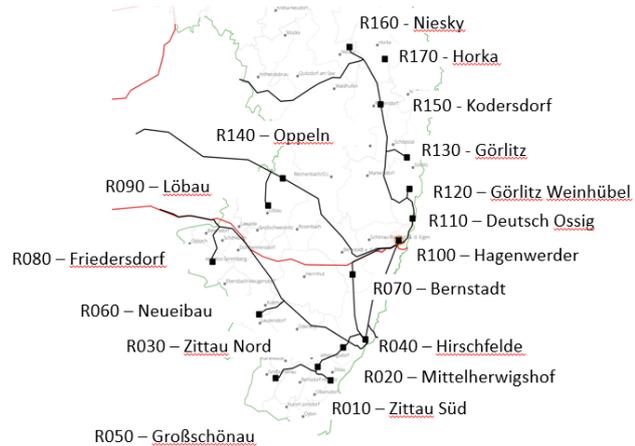
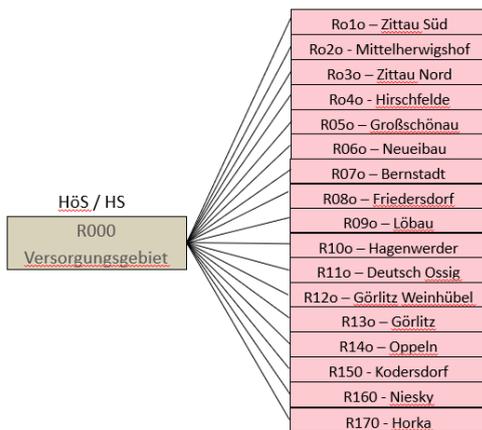


Abbildung 14: Cluster im Süden des Landkreises

Im R<sup>2</sup>EnSysMod werden die Stromnetze nur vereinfacht dargestellt. Die eigentliche Netzsimulation erfolgt im zweiten Schritt über pandapower. pandapower erhält hierfür die Stromlastgänge aus dem R<sup>2</sup>EnSysMod. Die vereinfachte Modellierung der Stromnetze im R<sup>2</sup>EnSysMod ist in Abbildung 15 dargestellt. Die Höchstspannungsebene ist über einen Im- und Export abgebildet, während die Mittel- und Niederspannung schemenhaft über eine Bedarfsstruktur abgebildet ist. Die Bedarfe werden je nach Art (Strom oder Heiz- und Raumwärme) über einen Mix von verschiedenen Technologien versorgt. Im Temperaturbereich unter 500 °C kann dies über Kraftwärmekopplung (KWK), Heizöl, Gasheizungen, Biomassekessel, Wärmenetze und Wärmepumpen erfolgen. Im Temperaturbereich über 500 °C stehen vor allem gasförmige Energieträger, wie Erdgas, Wasserstoff und Biomethan zur Verfügung.

Vereinfachte Modelldarstellung Strom

Basisjahr 2020-23

Höchst- zu Hochspannungsebene

Übergabepunkt am Umspannwerk „Schleife“  
Betrachtung von Strom Im- und Export

Hochspannungsebene

Betrachtungsebene für die Stromnetzanalyse  
Bestandsanlagen Stromerzeugung

Mittel- und Niederspannungsebene

Zusammengefasster Strombedarf  
Erzeugung durch PV-Dachflächen

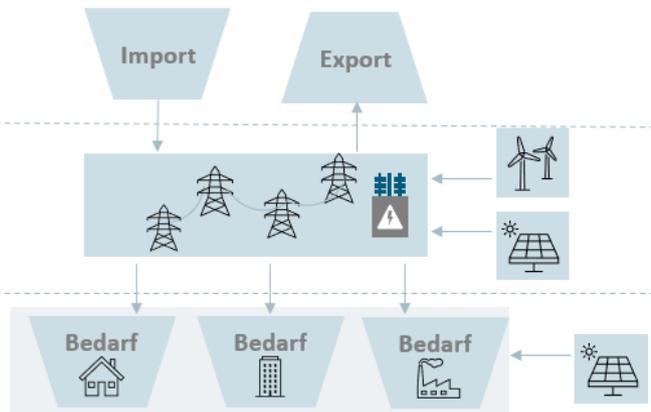


Abbildung 15: Vereinfachte Modelldarstellung Strom

Im zweiten Schritt wird mit dem Modell pandapower gearbeitet. In diesem Abschnitt werden die Auswirkungen der Integration erneuerbarer Energien auf das Höchst- und Hochspannungsnetz im Raum Görlitz untersucht. Durch die Durchführung von Leistungsflussberechnungen mit pandapower wurde die Auslastung des bestehenden Netzes bewertet. Zeitreihendaten zum Stromverbrauch und zur Stromerzeugung in der Region wurden für die Jahre 2020 und 2030 analysiert, wobei die Installation neuer erneuerbarer Energiequellen berücksichtigt wurde.

## Stromnetzdaten

Die offen zugängliche Datenplattform DAVE (Datenfusionstool für die autonome Erstellung von Energienetzmodellen auf der Grundlage offener Daten) stellte die Netzinfrastruktur, einschließlich Hoch- und Höchstspannungsleitungen, Knoten, Umspannwerke usw., im json-Dateiformat zur Verfügung.

Die Daten sind keine Daten vom Netzbetreiber und können Abweichungen zur realen Netzinfrastruktur in der Hoch- und Höchstspannung aufweisen. Die Trassierung der Leitungen ist recht gut bekannt, wo hingegen die genauen Leitungstypen und Informationen zu Umspannwerken größere Unsicherheit mit sich bringen.

Da es im Folgenden allerdings nicht um eine konkrete Netzausbauplanung geht, sondern um eine Einschätzung wie und wo das Netz am stärksten belastet ist, wurde die Datengrundlage als hinreichend genau erachtet.

## Einspeise- und Ausspeisezeitreihen

Zeitreihendaten des Stromverbrauchs und der Stromerzeugung für die Umspannwerke/Netzknoten wurden jeweils für ein Jahr mit einer Auflösung von einer Stunde für den Raum Görlitz (Nord und Süd) für die Jahre 2020 und 2030 in das Stromnetzmodell eingefügt. Die Zeitreihen stammen aus dem Optimierungsmodell R<sup>2</sup>EnSysMod. Die Zeitreihen schließen aggregiert für jeden Cluster Stromverbräuche aller Netzebenen der heutigen und zukünftigen Verbraucher ein. Damit sind neben Haushalten, Gewerbe-Handel-Dienstleistung und Industrie, auch Elektroladesäulen, elektrische Wärmeerzeuger wie Wärmepumpen und Elektrolyseure gemeint. Außerdem werden derzeitige und in Planung befindliche erneuerbare Energieerzeuger, wie PV- und Windparks mitberücksichtigt.

Zur Abbildung des Kraftwerks Boxberg wurden für das Jahr 2020 jeden der vier Blöcke eine konventionelle Kraftwerkszeitreihe aus dem SMARD Datensatz übernommen. Die Bundesregierung beschloss, dass die ersten beiden Blöcke (Blöcke N und P, Werk 3) des Kohlekraftwerks Boxberg bis Ende 2029 abgeschaltet werden sollen. Die restlichen Blöcke sollen bis 2038 stillgelegt werden. Deshalb wurde für das Jahr 2030 zwei der vier Zeitreihen wieder entfernt, um die Abschaltung der beiden Blöcke darzustellen. Der Netzanschluss des Kraftwerks erfolgt über die Schaltanlage Bärwalde auf der 380-kV-Höchstspannungsebene in das Netz von 50Hertz Transmission.

Die grenzüberschreitende Zeitreihe Deutschland-Polen wurde von Cross-border electricity exchange - physical flows - PSE eng abgeleitet. Dieser Datensatz besteht für zwei grenzüberschreitenden Standorten zwischen Deutschland und Polen. Daher wurde hier nur die Hälfte der verfügbaren Daten aus dieser Quelle verwendet, um die Konsistenz zu gewährleisten.

Die Stromflussberechnung des Netzes wurde mit *pandapower* simuliert (ein einfach zu bedienendes Open-Source-Tool für die Modellierung, Analyse und Optimierung von Stromsystemen mit einem hohen Automatisierungsgrad). Die Stromnetzsimulation berechnet einen Lastfluss für das gesamte Hoch- und Höchstspannungsnetz in Görlitz. Ergebnisse sind Spannungswerte, Leitungsauslastungen und Auslastungen der Transformatoren und Leitungen in den Umspannwerken. Ob eine Überlastung des Stromnetzes gegeben ist, wird anhand eines Vergleichs mit definierten Grenzwerten festgestellt. In dieser Studie wurden folgende Grenzwerte angenommen:

- Spannungsgrenzwerte: Maximale Busspannung in p. u. ist auf 1,05 eingestellt, minimale Busspannung in p. u. ist auf 0,95 eingestellt
- Belastungsgrenzen: Die maximale prozentuale Leitungsbelastung ist auf 100 % eingestellt.

Die maximale Leistung an den projektierten Umspannwerken pro Stunde ist unten aufgetragen.

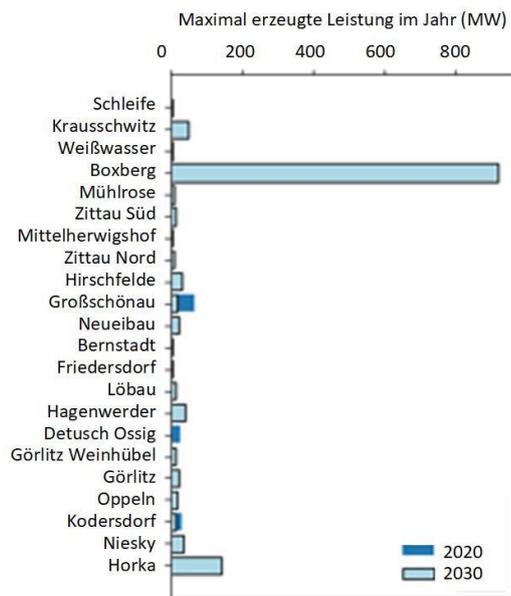


Abbildung 16: Maximale Leistung in MW, die in einer Stunde im angegebenen Jahr (2020 und 2030) an den einzelnen Umspannwerken für die Netzberechnung angenommen wurde.

### 3.1 Datengrundlage des Ausbaus Erneuerbarer Energie Anlagen

Die Energiewende bietet für die Oberlausitz die Chance, die Folgen des Strukturwandels in der Region abzufedern und neue Wirtschaftszweige aufzubauen. Um den Ausbau der erneuerbaren Energien zu ermöglichen, muss das Netz, das für die Stromerzeugung aus zentralen thermischen Kraftwerken mit vergleichsweise hoher Leistung ausgelegt ist, für die dezentrale Stromerzeugung aus Sonne und Wind mit vergleichsweise geringer Leistung ausgebaut werden. Dazu werden Daten zu den geplanten Anlagen benötigt. Diese wurden vom Auftraggeber ENO zur Verfügung gestellt. Weitere relevante Daten wurden durch eine ergänzende Abfrage bei den Projektentwicklern ermittelt. In den folgenden Kapiteln wird auf den Ausbau der erneuerbaren Energien im Landkreis Görlitz eingegangen.

#### 3.1.1 Windenergieanlagen

Das „Wind an Land Gesetz“ der Bundesregierung verpflichtet, bis 2032 2 % der Bundesfläche für Windenergie auszuweisen. Im Landkreis Görlitz entspricht dies einer Fläche von 42,3 km<sup>2</sup>. Bei einer Ausbauleistung von 20 MW/km<sup>2</sup> entspricht dies einem Zubau von 845 MW installierter Leistung an Windenergieanlagen.

Im Landkreis Görlitz sind 10 Windparkprojekte geplant, was einer installierten Gesamtleistung von 846 MW entspricht. Abbildung 17 zeigt die Verteilung der Windparkprojekte im Landkreis Görlitz, ebenfalls dargestellt sind die Hoch- und Höchstspannungsnetze Stand 2023 und die Clusterverteilung für die Modellierung. Die Zuordnung der geplanten Windparks zu den Clustern zeigt Tabelle 1.

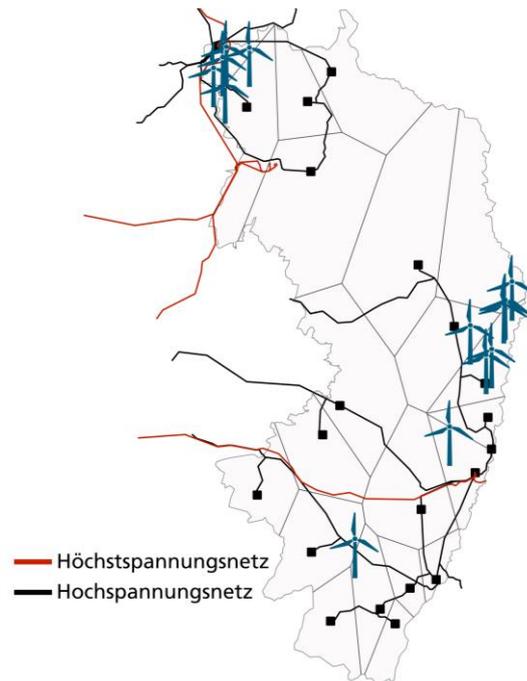


Abbildung 17 Potenzielle Windparks im Landkreis Görlitz. Dargestellt sind auch die Hoch- und Höchstspannungsnetze und die Clusterverteilung für die Modellierung.

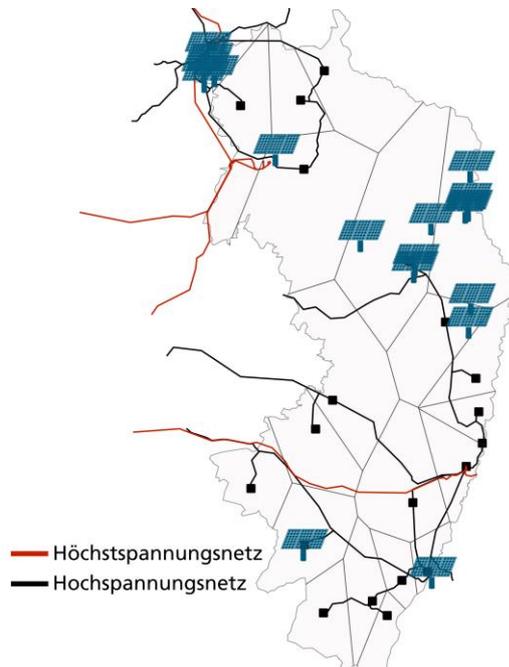
Tabelle 1 Potenzielle Windparks nach Clustern im Landkreis Görlitz

Cluster	Umspannwerk im Cluster	Größe [MW]
1	Zittau Süd	-
2	Mittelherwigshof	-
3	Zittau Nord	-
4	Hirschfelde	-
5	Großschönau	-
6	Neueibau	24
7	Bernstadt	-
8	Friedersdorf	-
9	Löbau	-
10	Hagenwerder	114
11	Deutsch Ossig	-
12	Görlitz Weinhübel	-
13	Görlitz	20,4
14	Oppeln	-
15	Kodersdorf	60,6
16	Niesky	-
17	Horka	82,8
18	Boxberg	614,1
19	Mühlrose	-
20	Weißwasser	-
21	Krauschwitz	-
22	Schleife	-
<b>Summe:</b>		<b>915,9</b>

Vom Landkreis Görlitz wurde mündlich mitgeteilt, dass von den geplanten 846 MW installierter Leistung 271 MW nicht auf das nationale Ausbauziel anrechenbar sind, da sich die Windparks auf Bergbaufolgelandschaften befinden. Zusammen mit der bereits vorhandenen installierten Windleistung von 201 MW ergibt sich eine installierte Windleistung von 776 MW, die auf das nationale Ausbauziel anrechenbar ist. Damit sind noch Projekte in Höhe von 70 MW für das Ausbauziel erforderlich. Die benötigten 70 MW wurden in der Modellierung als zusätzliche Einspeisung aus Boxberg modelliert. Insgesamt ist im Landkreis Görlitz bis 2030 mit einer installierten Leistung von 1117 MW zu rechnen.

### 3.1.2 PV-Freiflächenanlagen

Für den Ausbau von PV-Anlagen gibt es kein klares Ausbauziel wie für Windenergieanlagen. Das auf die Fläche des Landkreises Görlitz bezogene bundesweite Ausbauziel sieht einen Zubau von 1.270 MW installierter PV-Leistung im Landkreis bis 2030 vor. Die zu installierende Leistung wird mit 800 MW für Freiflächenanlagen und 470 MW für Dachanlagen angenommen. Bis 2030 sind im Landkreis Görlitz 13 Freiflächenprojekte mit einer installierten Gesamtleistung von 591 MW geplant. Zusammen mit dem Bestand von 209 MW wird bis 2030 eine installierte Leistung von 800 MW Freiflächenanlagen erwartet. Es wird davon ausgegangen, dass weitere 470 MW durch PV-Dachanlagen abgedeckt werden, so dass die nationalen Ausbauziele angepasst an die Fläche des Landkreises Görlitz erreicht werden. Abbildung 18 zeigt die Verteilung der PV-Freiflächenanlagen im Landkreis Görlitz, dargestellt sind auch die Hoch- und Höchstspannungsnetze im Jahr 2023 und die Clusterverteilung für die Modellierung. Die geplanten PV-Freiflächenanlagen, geordnet nach Clustern, sind in Tabelle 2 dargestellt.



**Abbildung 18** Potenzielle PV-Freiflächenanlagen im Landkreis Görlitz. Dargestellt sind auch die Hoch- und Höchstspannungsnetze und die Clusterverteilung für die Modellierung.

**Tabelle 2** Potenzielle PV-Freiflächenanlagen nach Clustern im Landkreis Görlitz

Cluster	Umspannwerk im Cluster	Größe [MW]
1	Zittau Süd	-
2	Mittelherwigshof	-
3	Zittau Nord	-
4	Hirschfelde	18
5	Großschönau	-
6	Neueibau	1,36
7	Bernstadt	-
8	Friedersdorf	-
9	Löbau	-
10	Hagenwerder	40
11	Deutsch Ossig	-
12	Görlitz Weinhübel	-
13	Görlitz	-
14	Oppeln	30
15	Kodersdorf	-
16	Niesky	48,9
17	Horka	-
18	Boxberg	452,8
19	Mühlrose	-
20	Weißwasser	-
21	Krauschwitz	-
22	Schleife	-
<b>Summe:</b>		<b>591,06</b>

Für die geplanten Projekte nördlich von Görlitz ergeben sich jedoch Schwierigkeiten bei der Netzanbindung, da das Umspannwerk Niesky keine freien Kapazitäten mehr hat.

### 3.2 Datengrundlage von Wasserstoffherzeugung und Verbrauch

Wasserstoff wird in einem von erneuerbaren Energien dominierten Stromnetz einen wichtigen Beitrag zur Netzstabilisierung und zur Schaffung von Synergien zwischen u. a. den Sektoren Strom, Chemie, Wärme und Verkehr leisten. Die Energiemodellierung sollte daher auch den zukünftigen Bedarf von Wasserstoffprojekten berücksichtigen. Auf dem 1. und 2. Wasserstoffforum Oberlausitz haben einige Interessenten die Erzeugung und den Bedarf gemeldet. Die Interessenten wurden auch nach dem Projektstatus gefragt und die Projekte wurden in 3 Kategorien wie folgt eingeteilt:

1. Konkrete Projekte, bei denen ein guter Planungsfortschritt und/oder Investitionen gemeldet wurden. Diese Projekte werden in der Modellierung dem „Basis“-Szenario zugeordnet und es wird davon ausgegangen, dass diese Projekte auch ohne besondere politische Impulse für Wasserstoff realisiert werden.
2. Interesse an Erzeugung oder Verbrauch mit wenig Fortschritt in der Projektplanung. Diese Projekte werden dem Szenario „Progressiv“ zugeordnet, es wird davon ausgegangen, dass diese Projekte eher mit einem Schub für Wasserstoff realisiert werden.
3. Unkonkrete Projekte, bei denen wenig bis keinen Fortschritt gemacht wurde. Diese Projekte werden in der Modellierung nicht berücksichtigt.

Abbildung 19 zeigt die Verteilung der identifizierten Wasserstoffprojekte im Landkreis Görlitz.



Abbildung 19 Verteilung der identifizierten Wasserstoffprojekte im Landkreis Görlitz

Tabelle 3 zeigt die konkreten Projekte zur Wasserstoffherzeugung (Basisszenario).

Tabelle 3 Konkrete Wasserstoffherzeugungsprojekte im Landkreis Görlitz

Projektname	Standort	Leistung [MW]	Umsetzungsjahr	Aktueller Stand
Hydrogen Lab Görlitz	Görlitz	12	2023	Beginn Forschungsarbeiten 06/2023
Reichenbach Elektrolyseur	Reichenbach	2,68	-	In Planung
IntegrH2ate	Zittau	0,645	2024/2025	In Umsetzung
GigawattFactory	Boxberg	k. A.	2022 bis 2026	In Umsetzung
Niesky Elektrolyseur	Niesky	20	2030	Investition gesichert

Tabelle 4 zeigt die konkreten Wasserstoff-Verbrauchsprojekte (Basisszenario).

**Tabelle 4 Konkrete Projekte zur Wasserstoffnutzung im Landkreis Görlitz**

Wasserstoff Nachfrager	Standort	Nachfrage pro Jahr [t/a]	ab Jahr
Hydrogen Lab Görlitz (Rückverstromung)	Görlitz	k. A.	2023
Wasserstofftankstelle	Görlitz	66,7	-
Industrie – Zittau Nord	Zittau	100	2030
Kraftverkehrsgesellschaft Dreiländereck mbH*	Zittau	9,12 – 10,95	2030
Entsorgungsgesellschaft Löbau-Zittau mbH	Löbau	10	2025

\* Seit dem 1. Juli 23 betreibt die Kraftverkehrsgesellschaft keine ÖPNV-Busse mehr, die DB Regio hat die Ausschreibung gewonnen.

Tabelle 5 zeigt die Projekte mit Wasserstoff-Nutzungs- und Erzeugungsinteresse (progressives Szenario).

**Tabelle 5 Projekte mit Wasserstoff-Nutzungs- und Erzeugungsinteresse im Landkreis Görlitz**

Projektname / Wasserstoff Nachfrager	Art der Wasserstoff Projekt	Standort	Elektrolyseur Leistung [MW] / Nachfrage pro Jahr [t/a]
Elektrolyseur Rothenburg Nord	Erzeugung	Rothenburg	100 MW
GigawattFactory Boxberg	Nutzung (Rückverstromung)	Boxberg	k. A.
EST Energetics GmbH	Nutzung (PtX)	Rothenburg	67,45 t/a
Stadtwerke Oberland GmbH	Nutzung (Fernwärme)	Neugersdorf	1000 t/a
BORBET GmbH	Nutzung (Prozess Wärme)	Kodersdorf	4300 t/a

### 3.3 Batterien und Energiespeicher

Der Ausbau der geplanten Solar- und Windenergieanlagen bietet zwar enorme Potentiale für eine nachhaltige und klimafreundliche Energieversorgung, doch gleichzeitig hat die Stromnetzanalyse gezeigt, dass Engpässe im Stromnetz entstehen, aufgrund der hohen dezentralen und wetterabhängigen Einspeisung. Ob Batteriespeicher eine entscheidende Rolle im vorliegenden Fall spielen, um das Stromnetz zu stabilisieren und den Netzausbau effizienter wird in diesem Abschnitt untersucht.

### 3.3.1 Einsatzmöglichkeiten von Batteriegroßspeichern

Batteriegroßspeicher bieten eine Vielzahl von Anwendungsmöglichkeiten in der modernen Energiewirtschaft. Hier sind einige der wichtigsten Anwendungen:

- **Back-up-Stromversorgung:** Batteriespeicher können als Back-up-Systeme dienen, um eine kontinuierliche Stromversorgung bei Netzausfällen oder Notfällen sicherzustellen.
- **Spitzenlastreduktion:** Batteriespeicher können in Unternehmen und Industrieanlagen eingesetzt werden, um Spitzenlasten im Stromverbrauch zu reduzieren und so Kosten zu senken.
- **Energiespeicherung:** Batteriespeicher können überschüssige Energie über längere Zeiträume speichern und sie dann zu einem späteren Zeitpunkt abgeben, um eine kontinuierliche Stromversorgung sicherzustellen.
- **Lastspitzenausgleich:** Batteriespeicher können dazu beitragen, Lastspitzen im Stromverbrauch zu glätten, indem sie überschüssige Energie während Zeiten geringer Nachfrage speichern und sie dann bei hohem Bedarf freisetzen.
- **Frequenzregelung:** Batteriespeicher können dazu beitragen, die Netzstabilität zu unterstützen, indem sie auf Veränderungen der Frequenz im Stromnetz reagieren und entsprechend Energie abgeben oder aufnehmen.
- **Netzstabilisierung:** Batteriespeicher können kurzfristige Schwankungen im Stromnetz ausgleichen und helfen, die Netzstabilität zu gewährleisten. Sie können innerhalb von Millisekunden auf Veränderungen in der Stromnachfrage oder -erzeugung reagieren und so das Gleichgewicht zwischen Angebot und Nachfrage im Netz aufrechterhalten.
- **Netzentlastung:** Batteriespeicher können dazu beitragen, die Notwendigkeit für den Ausbau von Übertragungs- und Verteilnetzen zu reduzieren, indem sie lokale Engpässe entlasten und die Netzkapazität optimieren.
- **Integration erneuerbarer Energien:** Batteriespeicher ermöglichen die effiziente Integration von intermittierenden erneuerbaren Energien wie Solar- und Windenergie. Sie speichern überschüssige Energie während Phasen hoher Erzeugung und geben sie dann ab, wenn die Energieerzeugung geringer ist.

Diese verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten zeigen, dass große Batteriespeicher eine äußerst vielseitige und wertvolle Rolle in der modernen Energieinfrastruktur spielen können, indem sie zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen und die effiziente Nutzung erneuerbarer Energien fördern.

Allerdings bringen die Vielfalt der Anwendungsmöglichkeiten von großen Batteriespeichern unterschiedliche Anforderungen hinsichtlich ihrer Leistung und Kapazität mit sich, was sich direkt auf die Kosten auswirkt. Jede der genannten Anwendungen erfordert eine spezifische Leistungsfähigkeit und Speicherkapazität, die entsprechend dimensioniert werden müssen, um den jeweiligen Bedürfnissen gerecht zu werden. So müssen Batteriespeicher für die Netzstabilisierung beispielsweise in der Lage sein, innerhalb von Bruchteilen einer Sekunde große Mengen an Energie abzugeben oder aufzunehmen, während Batteriespeicher für die Energiespeicherung über längere Zeiträume eine höhere Kapazität benötigen, um große Energiemengen aufnehmen und wieder freisetzen zu können.

Die Wahl des Standorts für Batteriespeicher kann ebenfalls einen erheblichen Einfluss auf ihre Effizienz und Wirtschaftlichkeit haben. Um die Energieverluste bei der Übertragung zu minimieren und eine optimale Integration in das Stromnetz zu gewährleisten, ist es wichtig, dass Batterien möglichst nah an den Orten des Energiebedarfs oder der Energieerzeugung positioniert werden. Bei großen Leistungen ist auch eine gute Netzanbindung wichtig. Aus diesem Grund wurden ehemalige Kraftwerksstandorte als vielversprechende Batterie- und Speicherstandorte identifiziert. Diese Standorte verfügen oft über bereits vorhandene Infrastruktur, wie zum Beispiel Anbindungen an das Stromnetz, die genutzt werden können, um Batteriespeicher effizient zu integrieren. Durch die Umwandlung von ehemaligen Kraftwerksstandorten in Batterie- und Speicherstandorte können Kosten gespart werden, da bereits vorhandene Ressourcen und Infrastrukturen genutzt werden können, um den Ausbau und die Integration von Batterien zu erleichtern. Zusätzlich

können diese Standorte auch eine geografische Nähe zu potenziellen anderen Energiespeichern bieten, wodurch die Übertragungsverluste minimiert werden, und eine effizientere Nutzung der Batterien ermöglicht wird. Dies trägt dazu bei, die Kosten für den Betrieb der Batterien zu optimieren und die wirtschaftliche Attraktivität solcher Projekte zu steigern.

Die strategische Wahl von Standorten und die sorgfältige Dimensionierung von Batteriespeichern sind entscheidend, um das volle Potential dieser Technologie auszuschöpfen und die Integration erneuerbarer Energien sowie die Stabilität des Stromnetzes zu unterstützen. Durch die Nutzung ehemaliger Kraftwerksstandorte als Batterie- und Speicherstandorte kann nicht nur eine kostengünstige und effiziente Umsetzung erreicht werden, sondern auch ein bedeutender Beitrag zur nachhaltigen Transformation der Energieversorgung geleistet werden.

### 3.3.2 Batteriegroßspeicher Projekte in der Region des Landkreises Görlitz

In der Region gibt es hauptsächlich zwei bedeutende Aktivitäten, die den Einsatz von Batterien als Schlüsselkomponente in der Energieinfrastruktur nutzen. Diese stehen beide im Zusammenhang mit der Nutzung von alten Kraftwerksstandorten, vor allem dem Standort des heutigen Kraftwerks Boxbergs.

#### **BigBattery**

Das Unternehmen setzt Batteriespeicher an seinen Standorten ein, um die Flexibilität im Energiesystem zu erhöhen und die Integration der erneuerbaren Stromproduktion zu unterstützen. Die Batteriespeicher dienen als Puffer zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch, wodurch sie dazu beitragen, die Schwankungen in der dynamischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien auszugleichen.

Die BigBattery Lausitz in Schwarze Pumpe ist einer der größten Batteriespeicher Deutschlands und Europas und verfügt über eine Speicherkapazität von 53 MWh. Dieser Batteriespeicher wurde bereits 2020 in Betrieb genommen und trägt dazu bei, die Stabilität des Stromnetzes zu verbessern und die Nutzung erneuerbarer Energien zu maximieren.

Das Unternehmen plant auch die Investition in eine weitere große Batterie namens BigBattery Oberlausitz am Standort Boxberg mit einer Speicherkapazität von 137 MWh. Die Inbetriebnahme dieses Projekts ist für das Jahr 2024 geplant. Mit dieser Erweiterung setzt das Unternehmen weiterhin auf den Ausbau von Batteriespeichern, um die langfristige Speicherung von Energie zu ermöglichen und die Integration erneuerbarer Energien weiter voranzutreiben.

Die Kombination von großen Batteriespeichern mit vorhandenen Infrastrukturen und modernen Leitsystemen ist eine effiziente Strategie, um die Flexibilität und Stabilität des Energiesystems zu erhöhen. Durch den Einsatz von Batteriespeichern leistet das Unternehmen einen wichtigen Beitrag zur Umstellung auf eine nachhaltige und klimafreundliche Energieversorgung.

#### **GigaSpeicher**

Die Entwicklung des größten Batterieparks Deutschlands am Standort Boxberg ist ein ambitioniertes Vorhaben des Unternehmens. Nach der erfolgreichen Inbetriebnahme der BigBattery Lausitz und der bevorstehenden BigBattery Oberlausitz plant das Unternehmen, seine Speicherkapazität deutlich zu erhöhen. Für die zweite Hälfte der 2020er Jahre sind weitere Speicherkapazitäten von mehr als 1.000 MWh vorgesehen, was den Sprung von einzelnen BigBatterys zu einem Giga-Speicher darstellt.

Um diese ehrgeizigen Ziele zu erreichen, wird der Fokus nicht nur auf Lithium-Ionen-Batterien liegen, sondern auch auf andere elektrische Speichertechnologien wie Redox-Flow-Batterien erweitert. Durch den Einsatz verschiedener Technologien können optimale Lösungen gefunden werden, um die Speicherkapazität weiter zu erhöhen und die Anforderungen an Flexibilität und Stabilität im Energiesystem zu erfüllen.

Konkrete Anwendungen Energiespeicher werden derzeit wie folgt beschrieben:

- Stabilisierung des Stromnetzes durch Regelernergie: Eines der Hauptziele besteht darin, das Stromnetz stabil zu halten und die Frequenz von 50 Hertz sicherzustellen. Batterien werden als Regelernergie eingesetzt, um auf kurzfristige Schwankungen in der Stromerzeugung und -nachfrage schnell zu reagieren. Durch die Fähigkeit, rasch be- und entladen zu werden, können die Batterien

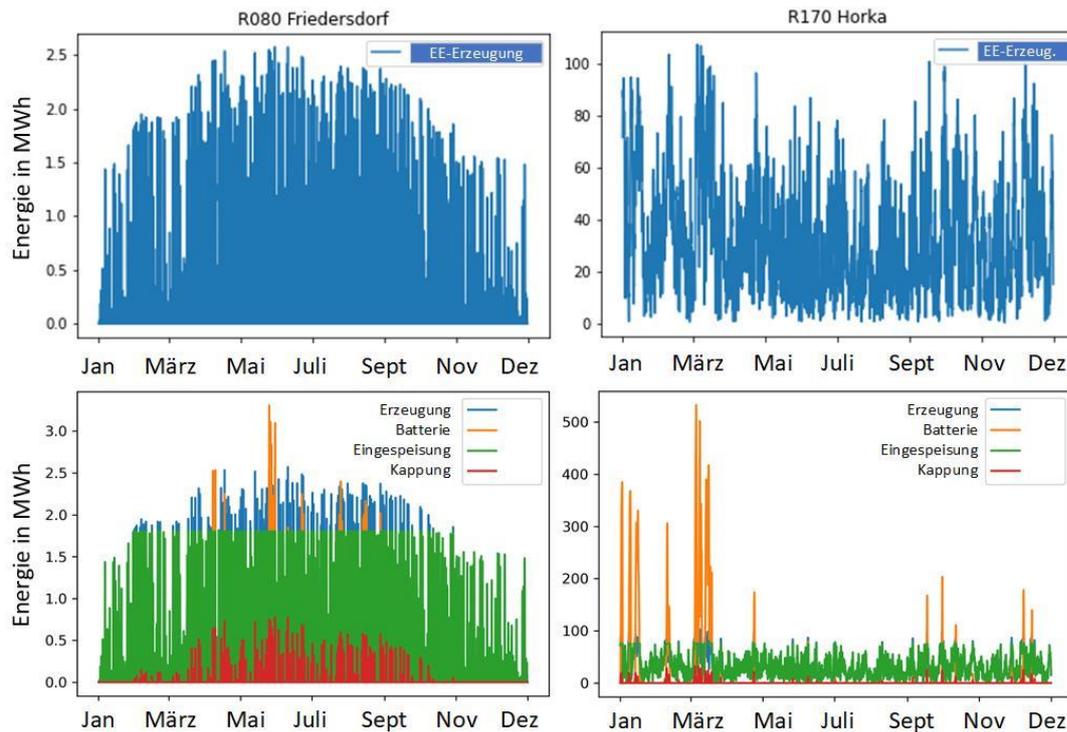
die Netzfrequenz effektiv stabilisieren und somit eine zuverlässige Stromversorgung gewährleisten.

- Gestärkte Speicherdauer und -kapazität zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit: Die Projekte verfolgen das Ziel, die Speicherdauer und -kapazität der Batterien zu erhöhen. Mit einer verlängerten Speicherdauer können die Batterien größere Mengen an Energie über längere Zeiträume speichern, was die Versorgungssicherheit verbessert. Die gesteigerte Kapazität ermöglicht es den Batterien, mehr erneuerbare Energie zu speichern und bei Bedarf abzugeben, was wiederum die Integration der dynamischen Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen erleichtert.

Allerdings hängt die Realisierung des Giga-Speichers von verschiedenen Faktoren ab. Zentrale Voraussetzungen sind Markt- und Investitionsanreize sowie Fördermöglichkeiten. Es ist wichtig, dass die politischen Rahmenbedingungen und Unterstützungssysteme so gestaltet werden, dass Investitionen in große Batteriespeicher wirtschaftlich attraktiv sind und das Risiko für Investoren minimiert wird.

### 3.3.3 Mögliche weitere Standort im Landkreis Görlitz

Im folgenden Absatz werden wir untersuchen, potenzielle Standorte für Batteriespeicher im Landkreis Görlitz zu identifizieren, die zur Reduktion der Einspeisung genutzt werden könnten, um die Integration von PV- und Windparks zu unterstützen und so die Netzüberlastung zu verringern. Hierzu werden wir die bereits definierten Cluster betrachten und eine Zeitreihenanalyse durchführen, um die optimale Speicherdimensionierung und eine Kostenabschätzung vorzunehmen. Durch diese detaillierte Analyse wollen wir herausfinden, welche Gebiete im Landkreis Görlitz von den Vorteilen der Batteriespeicherung profitieren könnten und wie diese Technologie dazu beitragen kann, die Schwankungen in der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien effizient auszugleichen.



**Abbildung 20: Beispiele der Zeitreihenanalyse zur Dimensionierung eines Batteriespeichers zur Spitzenkappung. Links der Cluster Friedersdorf als Beispiel eines PV-dominierten Standorts und rechts der Cluster Horka als Beispiel eines Wind-dominierten Standorts. Die Nutzung des Speichers ist in orange dargestellt. Die meiste Energie in einem PV-dominierten Standort wird im April und im Juni eingespeist, in einem Wind-dominierten Standort wird hier die meiste Energie in den ersten Monaten produziert und eingespeist. Diese Monate bestimmen die Dimensionierung und damit die Kosten.**

### 3.3.3.1 Einsatz eines Batteriespeichers zur Spitzenkappung

Es wird angenommen, dass für jeden ausgewählten Cluster im Landkreis Görlitz ein Batteriespeicher in unmittelbarer Nähe der Erzeugungsanlagen installiert wird. Die erzeugte Energie pro Cluster wird für alle Zeitschritte erfasst. Dabei wird eine Einspeiseobergrenze für den Stromnetzanschluss angenommen, beispielsweise 70 % der installierten Leistung der erneuerbaren Energien (EE) Anlagen. Dies bedeutet, dass nur bis zu 70 % der erzeugten Energie direkt in das Stromnetz eingespeist werden dürfen.

Das Modell prüft in jedem Zeitschritt, ob mehr als die festgelegten 70 % erzeugt werden. Falls dies der Fall ist und die Batterie noch Kapazität hat, wird der Überschuss in die Batterie eingespeichert. Dies ermöglicht eine effiziente Nutzung der erzeugten Energie, da Überschussenergie gespeichert wird, wenn die Nachfrage gering ist und später verwendet werden kann, wenn die Nachfrage hoch ist oder die Erzeugung niedriger ausfällt.

Wenn hingegen weniger als 70 % der Energie erzeugt werden, wird die Batterie genutzt, um die Differenz auszugleichen. Das bedeutet, dass Energie aus der Batterie ins Netz eingespeist wird, um sicherzustellen, dass die Einspeiseobergrenze von 70 % nicht überschritten wird. Dieses intelligente System gewährleistet eine konsistente und effiziente Nutzung erneuerbarer Energiequellen, selbst bei variabler Erzeugung.

Das Modell berücksichtigt auch, dass die Batterie sowohl be- als auch entladen wird, um sicherzustellen, dass sie stets genügend Kapazität für den nächsten Zeitschritt hat. Dies maximiert die Leistungsfähigkeit der Batterie und gewährleistet eine kontinuierliche Stabilisierung des Stromnetzes.

Die Vorgehensweise zur Dimensionierung der Batterie und zur Abschätzung der notwendigen Investitionen ist äußerst sinnvoll und basiert auf einer klugen Annahme, um die wirtschaftliche Effizienz des Batteriespeichersystems zu maximieren.

Statt von Anfang an eine maximale Batteriekapazität festzulegen, wird die Batterie so dimensioniert, dass sie die Anforderung erfüllen kann, die 70 % Spitzenkappung je Cluster sicherzustellen. Das bedeutet, dass die Batterie so groß sein muss, dass sie in der Lage ist, Überschussenergie aufzunehmen, wenn mehr als 70 % der erzeugten Energie in einem Zeitschritt anfallen.

Die kontinuierliche Erfassung der Be- und Entladung der Batterie über einen längeren Zeitraum führt zu einer Zeitreihe, die zeigt, wie die Batterie in verschiedenen Zeitschritten aufgeladen und entladen wird, abhängig von der Erzeugung.

Die maximale notwendige Kapazität der Batterie kann aus dieser Zeitreihe abgelesen werden und hängt vor allem von der Erzeugungsvariabilität ab. Wenn in vielen aufeinanderfolgenden Zeitschritten die 70 % Spitzenkappung überschritten wird, muss die Batterie groß genug sein, um diesen Überschuss aufzunehmen, da keine Möglichkeit besteht, die Batterie in den folgenden Zeitschritten zu entladen.

Mit der maximal notwendigen Kapazität der Batterie und der Annahme von Kosten von 400 Euro pro Kilowattstunde (kWh) für das Batteriesystem können die notwendigen Investitionskosten pro Cluster berechnet werden. Dies ermöglicht eine fundierte Abschätzung der finanziellen Aufwendungen für die Bereitstellung der Batterieinfrastruktur.

In Abbildung 20 sind beispielhaft zwei Standorte dargestellt. Ein Standort für ein PV-dominierte Erzeugung und ein Standort mit einer Wind-dominierten Erzeugung. Die oberen Abbildungen stellen die Erzeugung in dem genannten Cluster dar. Die unteren Abbildungen, die entsprechende Aufteilung der Energie nach Erzeugung (blau), Batterieladung und Entladung (orange), eingespeiste Energie am Netzanschlusspunkt (grün) und die Energiespitzen, die gekappt wurden (rot). Die gekappten Spitzen sind erwartungsgemäß bei einer PV-dominierten Erzeugung im Sommer, bei einer Wind-dominierten Erzeugung im betrachteten Wetterjahr in den ersten Monaten im Jahr.

In Abbildung 21 sind die Ergebnisse für alle Cluster dargestellt. Einmal die Batteriekosten, sollte man den Batteriespeicher für die angenommenen 70 % Kappung dimensionieren. Außerdem der Anteil der erzeugten Energie, die in der Batterie gespeichert wird. Letzteres lässt erste Schlüsse auf die Ausnutzung der Batterie zu. Eine Batterie, die die Einspeisung in Horka auf 70 % Energie beschränkt, wird in etwa 200 Mio. Euro kosten. Nun kann die Batterie auch kleiner ausgelegt werden, wenn man in Kauf nimmt, dass einige extreme Spitzen nicht gespeichert, sondern abgeregelt werden können.

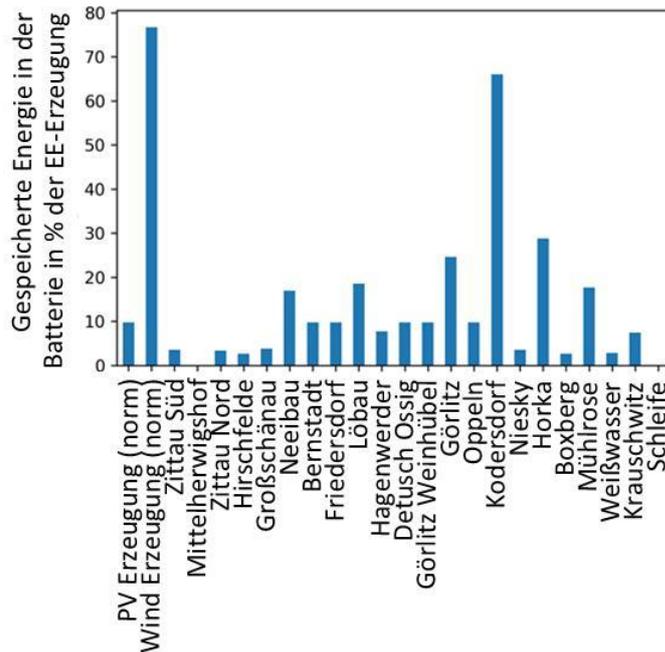


Abbildung 21 Ergebnisse für alle Clusterstandorte. Prozentuale Anteil an erzeugter Energie, die in der Batterie gespeichert wird.

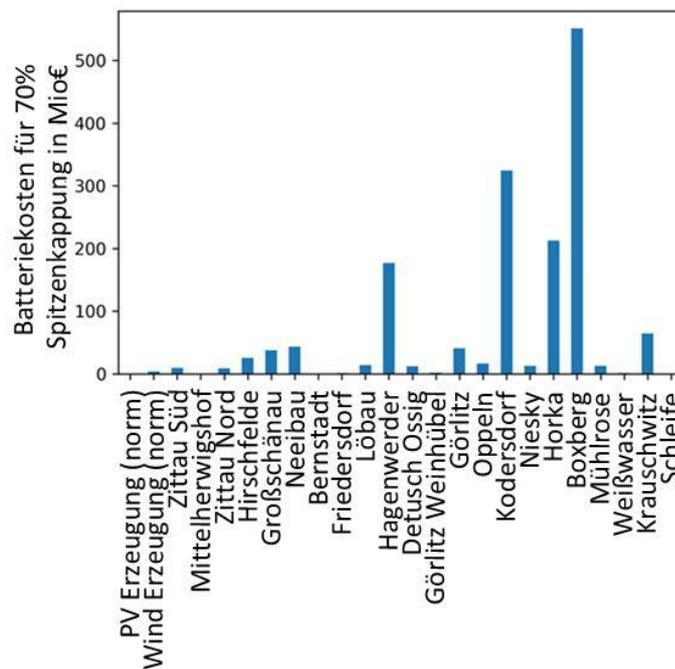


Abbildung 22 Ergebnisse für alle Clusterstandorte. Batteriekosten in Mio€ mit einer maximalen Dimensionierung der Energiespeicher.

### 3.4 DC Netze

Obwohl DC-Netze eine vielversprechende, effiziente Alternative darstellen, wurden sie in dieser Stromnetzanalyse für den Landkreis Görlitz nicht weiter untersucht. Es gibt einige Gründe, die zu dieser Entscheidung geführt haben. Zum einen befinden sich DC-Netze noch in einem vergleichsweise frühen Stadium der

Entwicklung, und es fehlen möglicherweise ausreichend Erfahrungswerte und bewährte Technologien für den großflächigen Einsatz in der Region. Des Weiteren könnten die Kosten für den Aufbau und die Integration von DC-Netzen im Vergleich zu herkömmlichen AC-Netzen derzeit noch höher sein, was finanzielle Herausforderungen für die Umsetzung darstellen könnte. Auch könnten die bestehende Infrastruktur und die derzeitige regulatorische Landschaft möglicherweise nicht optimal auf die Einführung von DC-Netzen vorbereitet sein. Trotzdem sollte der Einsatz von DC-Netzen aus wissenschaftlicher Sicht in zukünftigen Forschungsvorhaben im Landkreis Görlitz nochmals genauer geprüft werden, um ihr Potential als vielversprechende Lösung für den zukünftigen Stromnetzausbau besser zu verstehen und gegebenenfalls zu nutzen. Durch gezielte Forschung und Erprobung könnten mögliche technische und wirtschaftliche Hürden überwunden werden, um DC-Netze in die zukünftige Energieversorgung des Landkreises Görlitz einzubeziehen.

## 3.5 Betreiberkonzepte

### 3.5.1 Ausgangssituation

Eine Datenerhebung im Rahmen des Projektes hat ergeben, dass im mittleren Teil des Landkreises ca. 17 Wind- und PV-Projekte in Planung sind. Davon haben 7 Projekte derzeit keine geeignete Anschlussmöglichkeit an das Stromnetz bzw. der durch den VNB angebotene Anschlusspunkt erweist sich aufgrund einer großen Entfernung als unwirtschaftlich. Hinzu kommen weitere Anlagen, die nach eigener Angabe noch keinen Netzanschluss angefragt haben.

Abgesehen von der Problematik der Entfernungen zum Netzverknüpfungspunkt kommt die Stromnetzmodellierung zum Ergebnis, dass für die Erfüllung der prognostizierten Versorgungsaufgabe in 2030 ein Netzausbau zwingend notwendig ist, da das bestehende Stromnetz die EE-Einspeisemengen nicht aufnehmen kann. Zugleich ist aus Gesprächen mit den zuständigen Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz Transmission (im Folgenden: "50Hertz") und Verteilnetzbetreiber SachsenNetze bekannt, dass die geplanten Netzausbaumaßnahmen erst nach 2030 umgesetzt werden können. Insbesondere ist mit der Realisierung der Maßnahme nach dem aktuellen Entwurf des Netzentwicklungsplans (NEP) erst in 2037 zu rechnen. Aus dem Projektsteckbrief für die Maßnahme "P262: Netzausbau: Bärwalde - Gemeinden Horka/Hähnichen/Niesky/Rothenburg (Oberlausitz) - Hagenwerder"<sup>5</sup> wird deutlich, dass derzeit noch kein genauer Trassenverlauf feststeht und der Standort für den geplanten Netzknoten im Suchraum Horka noch gefunden werden muss. Vor diesem Hintergrund wird in diesem Abschnitt die EE-Netzintegration – als eine essenzielle Voraussetzung für die Dekarbonisierung und zusätzliche Wertschöpfung im Landkreis Görlitz – aus der Perspektive von EE-Anlagenbetreibern betrachtet.

### 3.5.2 Anschlusspflicht für EE-Anlagen nach EEG

Das EEG verpflichtet Netzbetreiber, Erzeugungsanlagen aus erneuerbaren Energien unverzüglich und vorrangig an das Stromnetz anzuschließen. Grundsätzlich ist ein Anschlusspunkt auf einer geeigneten Spannungsebene zu wählen, der die kürzeste Entfernung in der Luftlinie zum Standort der EE-Anlage aufweist, – es sei denn, es gibt einen technisch und wirtschaftlich günstigeren Anschlusspunkt. Bei Bestimmung des wirtschaftlich günstigeren Anschlusspunktes sind die Kosten zu berücksichtigen, die unmittelbar im Zusammenhang mit dem Netzanschluss entstehen. Zur Ermittlung des gesamtwirtschaftlich günstigsten Anschlusspunktes werden die Anschluss- und Netzausbaukosten verschiedener Anschlussvarianten miteinander verglichen.<sup>6</sup> (VDE FNN 2021)

Die Unverzüglichkeit bezieht sich auf die Reaktionszeit des Netzbetreibers auf ein eingereichtes Netzanschlussbegehren, einschließlich der Übermittlung eines Zeitplans und eines Kostenvoranschlags für die Herstellung des Netzanschlusses.<sup>7</sup> Die allgemeine Frist dafür beträgt acht Wochen. Gleichwohl besteht die Netzanschlusspflicht auch dann, wenn dafür Maßnahmen zu Netzoptimierung, -verstärkung oder -ausbau erforderlich sind. Vgl. § 8 EEG.

<sup>5</sup> Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023, 2. Entwurf, Projektsteckbriefe Onshore, abgerufen unter: [NEP\\_2037\\_2045\\_V2023\\_2\\_Entwurf\\_Teil2\\_onshore.pdf \(netzentwicklungsplan.de\)](#)

<sup>6</sup> Der EEG-Netzanschluss und das Wahlrecht des Anlagebetreibers | Deloitte Deutschland

<sup>7</sup> Gibt es für den Anspruch auf Netzanschluss gesetzliche Fristen? | Clearingstelle EEG | KWKG (clearingstelle-eeg-kwkg.de)

Eine Überprüfung bzw. Ermittlung des rechtmäßigen Anschlusspunktes für die geplanten EE-Anlagen im Landkreis Görlitz ist nicht Gegenstand dieser Studie. Eventuelle gerichtliche Durchsetzung etwaiger Ansprüche auf Netzanschluss für einzelne EE-Anlagen wäre mit einer langen Verfahrensdauer verbunden. Vielmehr ist es absehbar, dass gleichzeitiger Anschluss aller identifizierten potenziellen Projekte (für die teilweise noch kein Kontakt zum Netzbetreiber besteht) ohnehin nicht ohne Netzausbau technisch möglich ist. Gleichwohl steht dem Anlagenbetreiber die Möglichkeit offen, einen anderen als den gesetzlich vorgesehenen Verknüpfungspunkt zu wählen, solange für den Netzbetreiber dadurch keine nicht unerheblichen Mehrkosten entstehen (§ 8 Abs. 2 EEG).

### 3.5.3 Einspeisenetz als eine Alternative zum konventionellen Netzausbau

Vor dem Hintergrund des verzögerten Netzausbaus ist es Teil des Auftrags im Rahmen der Studie gewesen, Ansätze für einen privatwirtschaftlichen Netzausbau zu beleuchten und Umsetzungsschritte zu entwickeln. Die Fragestellung zielt auf interessierte EE-Projektentwickler ab, die Erzeugungsanlagen im Landkreis Görlitz planen und sich zusammenschließen könnten, um die fehlende Netzinfrastruktur eigenständig aufzubauen und dadurch einen gebündelten Anschluss der neuen Erzeugungsanlagen an das Übertragungsnetz technisch zu ermöglichen.

Der Betrieb von Stromnetzen unterliegt einer umfassenden Regulierung, insbesondere den Entflechtungsvorgaben zur Gewährleistung eines unabhängigen Netzbetriebs, den Pflichten zur Gewährung eines diskriminierungsfreien Netzanschlusses und –zugangs zu einem bedarfsgerechten Netzausbau, einem sicheren Netzbetrieb sowie der Abnahmeverpflichtung für erneuerbaren Strom nach dem EEG. Angesichts der damit verbundenen Komplexität kommen primär Netzkonzepte außerhalb der allgemeinen Versorgung in Betracht.<sup>8</sup> Weiterhin wird die Erkenntnis aus einem Workshop mit interessierten Projektentwicklern berücksichtigt, dass keine Bereitschaft besteht, Stromverbraucher anzuschließen. Der Grund dafür liegt in ansonsten höheren Anforderungen an die Netzsicherheit und einem höheren Verwaltungsaufwand.

Aus der Praxis ist das Konstrukt eines Einspeisenetzes bekannt (alternativ werden auch die Begriffe „Einsammelnetz“ oder „separates Netz“ verwendet). Darunter versteht sich eine Stromleitung, an die nur dezentrale Erzeugungsanlagen und keine Stromverbraucher angeschlossen sind. Entsprechende Netzanlagen werden zwischen den EE-Anlagen und dem Hoch- bzw. Übertragungsnetz errichtet und dienen dem Abtransport des eingespeisten Stroms. In der Regel werden dabei Umspannwerke errichtet oder ausgebaut. Vgl. Definitionsvorschlag in (Bömer 2012).

Da es sich um kein Netz der allgemeinen Versorgung zur Belieferung von Stromverbrauchern handelt, muss bei Einspeisenetzen die ansonsten vorgeschriebene (n-1)-Sicherheit nicht eingehalten werden. Dies erlaubt eine kostengünstigere Lösung vor allem durch eine höhere Netzauslastung, auch wenn die Leitungen als Erdkabel umgesetzt werden. Umspannwerke werden in der Regel trotzdem (n-1)-sicher ausgelegt. (Fuchs und Pfeiffer 2013). Aufgrund des geringeren Sicherheitsstandards wird in der Literatur empfohlen, die an ein Einspeisenetz angeschlossene Erzeugungsleistung auf 1.500 MW zu begrenzen. Die Kapazitätsgrenze wird von der vorgehaltenen Primärenergieleistung von zwei großen Kraftwerksblöcken (2 x 1.500 MW) im europäischen Verbund abgeleitet, die ggf. einen Netzausfall auffangen könnte. (Bömer 2012)

In Hinblick auf Genehmigung von Einspeisenetzen bestehen keine Besonderheiten im Vergleich zu Netzen der allgemeinen Versorgung (Bons et al. 2020). Dementsprechend ist bei gleicher Ausführung mit keiner wesentlichen Verfahrensbeschleunigung zu rechnen.

Ein wichtiger Aspekt ist die Netzanschlussmöglichkeit für weitere interessierte EE-Anlagenbetreiber sowie für Stromverbraucher. So weit ersichtlich, ist in der Literatur nicht abschließend geklärt, ob der Betreiber eines Einspeisenetzes verpflichtet ist neue Erzeugungsanlagen anzuschließen (Bons et al. 2020). Eine Kurzstudie aus 2012 plädiert für die Anschlusspflicht (Bömer 2012). Ein diskriminierungsfreier Netzanschluss und -zugang sind eine essenzielle Voraussetzung für einen erfolgreichen EE-Ausbau. Mangels einer eindeutigen rechtlichen Vorgabe sollte die Anschlussmöglichkeit für neue EE-Anlagen von Dritten anderweitig gesichert sein.

<sup>8</sup> Näher zu verschiedenen Typen von Energieverteileranlagen siehe: Fietze und Kahl 2019. Zu Abgrenzung einer ausgedehnten Leitungsinfrastruktur für EE-Anlagen von Netzen der allgemeinen Versorgung siehe: Zeller et al. 2017.

Für den Anschluss von Stromverbrauchern ist die Einhaltung der (n-1)-Sicherheit eine maßgebliche Voraussetzung. Eine ursprünglich als Einspeisenetz ausgelegte Leitung kann dann zu einem späteren Zeitpunkt zur Belieferung von Stromverbrauchern genutzt werden, wenn die Netzauslastung niedrig genug ist, damit die Leistung (n-1)-sicher wird. Die geforderte Netzauslastung ist von der Netztopologie und den Betriebsbedingungen abhängig. Bei einem Netz, das lediglich aus zwei Leitungen besteht, liegt sie bei 50 %; bei vermaschten Netzen kann die zulässige Netzauslastung durchschnittlich 70 % erreichen. (Kolster 2022)

Einzelne Einspeisenetze werden heute bspw. von ENERTRAG Netz GmbH und Energiequelle GmbH<sup>9</sup> betrieben. Eine detaillierte Beschreibung des Fallbeispiels ENERTRAG findet sich in (Bömer 2012), wobei die Stromleitung in der Uckermark überwiegend zur Netzanbindung eigener EE-Anlagen genutzt wird. Auch für ARGE Netz GmbH & Co. KG<sup>10</sup> hat das Thema Netzausbau und Systemintegration erneuerbarer Energien nach eigener Angabe eine wichtige Rolle bei der Gründung gespielt. Planungsaktivitäten des Unternehmens regionaler Bürgerenergiegenossenschaften zur Errichtung eigener Anbindungsleitungen haben dazu geführt, dass die entwickelten Netzkonzepte durch den zuständigen Verteilnetzbetreiber realisiert wurden. Bekannt sind auch Fälle, wo ein Verteilnetzbetreiber Einspeisenetze betreibt, bspw. edis. (Bons et al. 2020)

Im Folgenden wird skizziert, wie ein Einspeisenetz im Landkreis Görlitz als ein Ansatz zum alternativen, ggf. privatwirtschaftlichen Netzausbau umgesetzt werden könnte. Dabei wird zunächst auf die technische Umsetzung inklusive Trassenführung und Grobkostenschätzung und anschließend auf mögliche Betreiberkonzepte eingegangen.

## 3.5.4 Trassenführung und Grobkostenschätzung

### 3.5.4.1 Möglicher Trassenverlauf

Nach Rücksprache mit der Auftraggeberin werden hier beispielhaft zwei Varianten der Trassenführung für ein Einspeisenetz betrachtet:

Rothenburg – Horka – Hagenwerder

Kodersdorf – Horka – Bärwalde

Die geplanten EE-Erzeugungsanlagen werden an neu zu errichtende private HS/MS-Umspannwerke im Raum Horka und Rothenburg bzw. Kodersdorf angeschlossen. Eine darüber verlaufende 110 kV-Erdkabelleitung ermöglicht eine direkte Verknüpfung mit dem Übertragungsnetz von 50Hertz (siehe Abbildung 23). In der ersten Variante wurde ursprünglich das Umspannwerk Hagenwerder als Netzanschlusspunkt anvisiert.<sup>11</sup> Allerdings zeichnet sich laut dem Übertragungsnetzbetreiber die Notwendigkeit ab, aufgrund der aktuellen Auslastung einen neuen Verknüpfungspunkt in der Nähe des UW Hagenwerder zu errichten. Die zweite Variante sieht den Anschluss an das Schaltwerk Bärwalde vor. Annahmegemäß ist auch hier die Errichtung eines neuen 380/110-kV Umspannwerks erforderlich.

<sup>9</sup> eq-strom-flyer.pdf (energiequelle.de)

<sup>10</sup> Arge-Netz - Unternehmen

<sup>11</sup> Auf der Webseite von 50Hertz sind das Umspannwerk Hagenwerder und die Schaltanlage Bärwalde als voraussichtlich geeignet für den Anschluss von Erzeugungsanlagen ausgewiesen. Siehe: 50Hertz - Netzanschluss-Karte

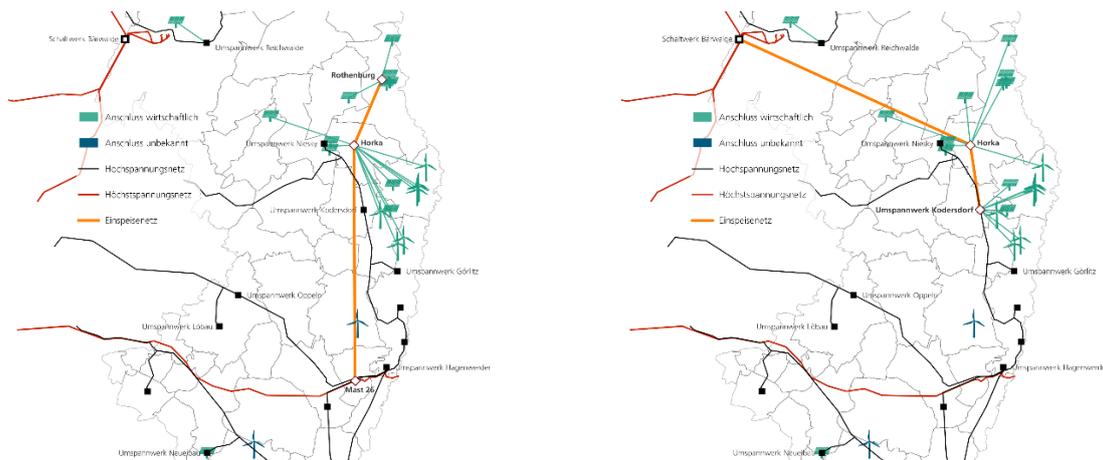


Abbildung 23: Rothenburg – Horka – Hagenwerder (links), Kodersdorf – Horka – Bärwalde (rechts)

### 3.5.4.2 Netzbetriebsmittel des Einspeisenetzes und Kostenannahmen

Die Gesamtinvestition für das Einspeisenetz setzt sich im Wesentlichen aus den Aufwendungen für die 110-kV Leitung, zwei Umspannwerke zum Anschluss der einzelnen EE-Anlagen und dem Verknüpfungspunkt mit dem Übertragungsnetz zusammen. Eine überschlägige Grobschätzung des Investitionsbedarfs erfolgt ohne Netzberechnung und sollte auf Basis einer technischen Detailplanung präzisiert werden.

In Tabelle 6 sind Annahmen zu verschiedenen Netzbetriebsmitteltypen und entsprechende Kostenannahmen aus der Literatur dargestellt.

Tabelle 6 Annahmen zur Zusammensetzung des Einspeisenetzes und Kostenannahmen

Netzbestandteil	Annahmen zur Ausführung	Betriebsmittel	Quelle(n) für die Kostenannahme
Hochspannungsleitung Neubau	Rothenburg – Horka – Hagenwerder bzw. Kodersdorf – Horka – Bärwalde; Ausführung als 110 kV-Erdkabel	Kabel HS, 1-er, Land	Verteilnetzstudie Hessen (Braun et al. 2018)
Verknüpfungspunkt mit dem Übertragungsnetz	Neubau eines 380/110-kV Umspannwerks bei beiden Optionen (Errichtung eines neuen Verknüpfungspunktes bei dem bestehenden 380-kV Schaltwerk Bärwalde oder ein neuer Verknüpfungspunkt 4 km entfernt von dem Umspannwerk Hagenwerder)	380/110-kV Transformatoren 300 MVA; Hös/HS-UW o. Trafo	NEP 2035 (2021); NEP 2037/2045 (2023) Verteilnetzstudie Hessen (Braun et al. 2018); BTU-Studie (Fuchs und Pfeiffer 2013)
Umspannwerk HS/MS	Neubau eines Umspannwerks in	Trafo 63 MVA; Trafo 31,5 MVA; HS/MS-UW o. Trafo	Verteilnetzstudie Hessen (Braun et al. 2018)

	Rothenburg oder im Raum Kodersdorf		
Anschlussleitungen einzelner EE-Anlagen an das Einspeisenetz	Anbindung der einzelnen EE-Anlagen an das Einsammel-UW im Raum Horka oder in Rothenburg bzw. Kodersdorf (je nach kürzester Luftlinie)	Erdkabel MS	Verteilnetzstudie Hessen (Braun et al. 2018)

Da die genutzten Literaturquellen für die Kostenannahmen sich auf unterschiedliche Zeitpunkte beziehen, wurde eine entsprechende Preissteigerung angenommen. Der Preissteigerungsfaktor wurde aus den Kostenannahmen für denselben Betriebsmitteltyp – DC-Kabel 2 GW – in verschiedenen Versionen des NEP errechnet. Da der NEP 2013<sup>12</sup> von der Ausführung aller Netzausbaumaßnahmen ausschließlich als Freileitungen ausgeht und dementsprechend keine Kostenannahmen für Erdkabel enthält<sup>13</sup>, wurde der Preissteigerungsfaktor für das Referenzjahr 2013 abweichend unmittelbar aus den Kostenannahmen in (Fuchs und Pfeiffer 2013) abgeleitet. Bei der Berechnung wurde auf die jeweiligen Preisangaben für einen Transformator mit 40 MVA Leistung abgestellt.

Die verwendeten Preissteigerungsfaktoren sind in Tabelle 7 dargestellt.

**Tabelle 7 Preissteigerung**

Quelle für Kostenannahmen	Referenzjahr	Quelle für Kostenvergleich	Preissteigerungsfaktor
NEP 2037/2045 (2023) <sup>14</sup>	2022	-	1
NEP 2035 (2021) <sup>15</sup>	2020	-	1,2
(Braun et al. 2018)	2015	NEP 2025 (2015) <sup>16</sup>	2
(Fuchs und Pfeiffer 2013)	2013	-	3

### 3.5.4.3 Annahmen zur Auslegung von Umspannwerken

Der Investitionsaufwand für die Umspannwerke hängt maßgeblich von den gewählten Transformatorentypen und deren Anzahl ab. Die benötigte Nennleistung der Transformatoren wurde anhand von maximaler Scheinleistung  $S_{A \max}$  geschätzt. Diese lässt sich als das Verhältnis maximaler gesamter Wirkleistung der anzuschließenden EE-Projekte  $P_{E \max}$  zum Leistungsfaktor  $\lambda$  berechnen:

$$S_{A \max} = \frac{\sum P_{E \max}}{\lambda}$$

Da nur EE-Erzeugungsanlagen und keine Stromverbraucher an das Netz angeschlossen werden sollen, wurde ein Leistungsfaktor gleich Verschiebungsfaktor  $\cos \varphi$  von 0,95 angenommen. (BDEW 2008)

Weiterhin wurde eine Reservekapazität von 20 % hinzugerechnet. In Tabelle 8 ist die angenommene Auslegung von Transformatoren der einzelnen Umspannwerke dargestellt. Für eine privatwirtschaftliche

<sup>12</sup> Netzentwicklungsplan Strom 2013, abgerufen unter: [nep\\_2013\\_2\\_entwurf\\_teil\\_1\\_kap\\_1\\_bis\\_9.pdf \(netzentwicklungsplan.de\)](#)

<sup>13</sup> Anhang Netzentwicklungsplan Strom 2013, 1. Entwurf, abgerufen unter: [nep\\_2013\\_2\\_entwurf\\_teil\\_2\\_kap\\_10.pdf \(netzentwicklungsplan.de\)](#)

<sup>14</sup> Netzentwicklungsplan Strom 2037/2045, Version 2023, 2. Entwurf, abgerufen unter:

<sup>15</sup> Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, 1. Entwurf, Kostenschätzungen, abgerufen unter: [NEP\\_2035\\_2021\\_1\\_Entwurf\\_Kostenschätzungen\\_0.pdf \(netzentwicklungsplan.de\)](#)

<sup>16</sup> Netzentwicklungsplan Strom 2025, Version 2015, 1. Entwurf, abgerufen unter: [NEP\\_2025\\_1\\_Entwurf\\_Teil1\\_0.pdf \(netzentwicklungsplan.de\)](#)

Umsetzung des Einspeisernetzes sollte die grobe Auslegung durch eine technische Detailplanung präzisiert werden.

**Tabelle 8 Auslegung der Transformatoren**

	<b>Option 1: 380/110 kV Hagen- werder</b>	<b>Option 2: 380/110 kV Bärwalde</b>
<b>a) 380/110 kV</b>		
Wirkleistung EE-Anlagen [MW]	601	
Scheinleistung [MVA]	633	
Reserve [MVA]	127	
Nennleistung Transformatoren [MVA]	759	
Annahme zur Auslegung	3 Stk. 300 MVA	
<b>b) 110/20 kV Horka</b>		
Wirkleistung EE-Anlagen [MW]	353	332,4
Scheinleistung [MVA]	372	350
Reserve [MVA]	74	70
Nennleistung Transformatoren [MVA]	446	420
Annahme zur Auslegung	7 Stk. 63 MVA, 1 Stk. 31,5 MVA	7 Stk. 63 MVA
<b>c) 110/20 kV Rothenburg bzw. Kodersdorf</b>		
Wirkleistung EE-Anlagen [MW]	248	269
Scheinleistung [MVA]	261	283
Reserve [MVA]	52	57
Nennleistung Transformatoren [MVA]	313	339
Annahme zur Auslegung	5 Stk. 63 MVA	6 Stk. 63 MVA, 1 Stk. 31,5 MVA

Die resultierenden überschlägigen Kosten sind in Tabelle 9 dargestellt.

**Tabelle 9 Investition in Umspannwerke [Mio. Euro]**

	<b>380/110 kV</b>	<b>110/20 kV Horka</b>	<b>110/20 kV Rothen- burg bzw. Koders- dorf</b>	<b>Gesamt</b>
Option 1: 380/110 kV Hagenwerder	52,2	20,9	14,8	87,9
Option 1: 380/110 kV Bärwalde	52,2	19,2	16,5	87,9

Auf dieser Detailebene, ohne eine ausführliche Analyse zur Auslegung von Transformatoren, sind keine wesentlichen Kostenunterschiede zwischen den beiden Varianten der Trassenführung erkennbar. Erwartungsgemäß könnte eine Differenz sich daraus ergeben, dass bei jeder Option jeweils eine andere angeschlossene Gesamtleistung auf die 110/20 kV-Umspannwerke entfallen würde.

### 3.5.4.4 Investitionsbedarf für das Einspeisenetz

Auf Basis obiger Annahmen stellt sich die geschätzte Gesamtinvestition für das Einspeisenetz in den beiden Varianten wie folgt dar:

**Tabelle 10 Grobschätzung der Gesamtinvestition für das Einspeisenetz**

	<b>Option 1: 380/110-kV Hagenwerder</b>	<b>Option 2: 380/110-kV Bärwalde</b>
a) Investition Kabel 110 kV [Mio. Euro]	95	98
110 kV-Leitung (Luftlinie) [km]	37	38
110 kV-Leitung (mit Umwegen) [km]	47	49
Kabel HS, 1-er, Land [Mio. Euro/km]	2	2
b) 110/30-kV Sammel-Umspannwerke [Mio. Euro]	45	45
c) 380/110-kV Verknüpfungspunkt [Mio. Euro]	60	60
<b>Gesamtinvestition [Mio. Euro]</b>	<b>200</b>	<b>203</b>

Die Genauigkeit dieser Schätzung wird durch die fehlende Detailplanung und vielmehr durch die aktuell beobachtete dynamische Preisentwicklung für Netzbetriebsmittel eingeschränkt. Die Zahlen sollen als erste Orientierung bzw. Grundlage für die nachfolgende Besprechung möglicher Umsetzungsschritte dienen.

Knapp die Hälfte der Gesamtsumme entfällt auf die Kabelleitung, während der restliche Anteil den Kosten der Umspannwerke entspricht. Anhand des überschlägigen Kostenvergleichs der beiden Trassenvarianten lässt sich keine eindeutige Präferenz ableiten. Im Weiteren werden andere Aspekte und Kriterien besprochen, die für die Entscheidung maßgeblich sind.

### 3.5.4.5 Eigentumsgränze des Einspeisenetzes

Bei der Ermittlung des Investitionsaufwandes aus der Perspektive von EE-Anlagenbetreibern spielt die Unterscheidung zwischen den Kosten des Netzanschlusses und den Netzausbaukosten eine wichtige Rolle. Für EE-Anlagen ist die Kostenverteilung zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnutzer in §§ 16ff. EEG folgendermaßen geregelt: Der Anschlussnutzer trägt die Kosten im Zusammenhang mit dem Netzanschluss bis zum Netzverknüpfungspunkt, und zwar auch dann, wenn er einen abweichenden Netzanschlusspunkt nach § 8 Abs. 2 EEG wählt. Die Kosten der Optimierung, der Verstärkung und des Ausbaus des Netzes werden von dem Netzbetreiber getragen.

Die Eigentumsgränze wird zwischen dem Netzbetreiber und dem Anschlussnehmer (in diesem Fall: Betreiber des Einspeisenetzes) unabhängig vom Netzanschlusspunkt vereinbart.<sup>17</sup>

Hier wird angenommen, dass das 380/110-kV Umspannwerk ausschließlich als Schnittstelle zwischen dem Netz des Übertragungsnetzbetreibers und dem Einspeisenetz fungiert, von keinen weiteren Netznutzern mitbenutzt wird und somit auch keinen unverzichtbaren Bestandteil des Netzes der allgemeinen Versorgung darstellt. Unter dieser Prämisse wären die dazugehörigen Kosten von der privatwirtschaftlichen Projektgesellschaft für das Einspeisenetz zu tragen. Dementsprechend würde das Umspannwerk im Eigentum der Projektgesellschaft stehen und zum Einspeisenetz gehören. Sollte sich zu einem späteren Zeitpunkt die Notwendigkeit ergeben, das Umspannwerk etwa für den Netzanschluss weiterer Anlagen zu nutzen, ist es denkbar, dieses dem ÜNB durch Verkauf oder Pacht zu überlassen. Dies würde die Kosten des privatwirtschaftlichen Einspeisenetzes mindern.

<sup>17</sup> Vgl. Ziff. 3.1.3 Technische Anschlussregel Höchstspannung (VDE-AR-N 4130) und Ziff. 5.1 Technische Anschlussregel Hochspannung (VDE-AR-N 4120).

### 3.5.4.6 Flächensicherung

Neben der Beschaffung und dem Einbau von Netzbetriebsmitteln müssen für den Netzaufbau auch die Nutzungsrechte für entsprechende Grundstücke gesichert werden. Für eine grobe Abschätzung der damit verbundenen Kosten kann auf die Richtwerte aus der Praxis der Übertragungsnetzbetreiber bzw. öffentliche Informationen für Grundstückseigentümer zurückgegriffen werden. So ist bei Verlegung von Erdkabel eine Grunddienstbarkeit in Höhe von 35 % des Verkehrswerts der betroffenen Grundstücksfläche üblich.<sup>18</sup> Darüber hinaus kann bei privatrechtlicher Flächensicherung für besonders wichtige Projekte ein Beschleunigungszuschlag von 0,50 ct/m<sup>2</sup> gewährt werden. (50Hertz Transmission 2020) Die Entschädigung erfolgt als Einmalzahlung und soll den Wertverlust ausgleichen, der dem Grundstückseigentümer infolge der Leitungsverlegung entsteht. (Frontier Economics, White & Case 2016)

Die durch die Leitung beanspruchte Grundfläche (Schutzstreifen) beträgt bei 110 kV-Erdkabelleitungen 6 m. (Frontier Economics, White & Case 2016) Für die hier betrachteten Trassenvarianten ergibt sich somit ein Flächenbedarf von 284.700 m<sup>2</sup> in der ersten Variante (Hagenwerder – Horka – Rothenburg) und 292.500 m<sup>2</sup> in der zweiten Variante (Kodersdorf – Horka – Bärwalde).

Mit Blick auf erhebliche Preisunterschiede zwischen einzelnen Grundstücken je nach Lage, Größe, Eigentümer usw.<sup>19</sup> und die Tatsache, dass der genaue Trassenverlauf des Netzes noch unklar ist, kann hier keine plausible Schätzung des Verkehrswertes benötigter Grundstücke vorgenommen werden. Als eine erste Orientierung für einen beispielhaften Trassenverlauf könnte der Bodenrichtwert für jeweilige Zonen herangezogen werden. Allerdings liegen die Daten nur für einen Teil der Bodenrichtwertzonen vor.<sup>20</sup>

### 3.5.4.7 Anschlussleitungen zur Anbindung von EE-Anlagen an das Einspeisenetz

Die Umsetzung des betrachteten Einspeisenetzes würde bei den meisten EE-Projekten kürzere Anbindungswege ermöglichen. Nachfolgend ist die Gesamtlänge von Anschlussleitungen in drei Fällen verglichen: beim bestehenden Netz ohne Ausbau und beim Einspeisenetz in den zwei Varianten. Bei der zweiten Trassenführungsoption ist die kürzeste Entfernungssumme erreichbar. Die Investition in die Anschlussleitungen ließe sich dadurch um etwa ein Vierfaches reduzieren.

In Tabelle 11 unten findet sich eine Gegenüberstellung geschätzter Investition für die Anschlussleitungen. Die Entfernungen mit Umwegen wurden – analog der 110-kV Leitung – mit einem Umwegfaktor von 1,3 berechnet. Die Kostenannahme für das Erdkabel (Mittelspannung) ist an die Angabe in der Verteilnetzstudie Hessen (Braun et al. 2018) angelehnt. Nach Korrektur um einen Preissteigerungsfaktor von 2 (siehe 3.4.4.2) wurden 200.000 Euro/km angenommen.

**Tabelle 11 Gesamtinvestition für Anschlussleitungen von EE-Projekten**

	<b>Aktuell: o. Netzausbau</b>	<b>Option 1: Hagenwerder</b>	<b>Option 2 Bärwalde</b>
Anschlussleitungen (Luftlinie) [km]	300	109	74
Anschlussleitungen (mit Umwegen) [km]	390	141	96
Kabel MS [Euro/km]	200.000	200.000	200.000
<b>Gesamtinvestition [Mio. Euro]</b>	<b>78</b>	<b>28</b>	<b>19</b>

Vergleicht man die zwei betrachteten Varianten der Trassenführung miteinander, so erweist sich Option 2 für ca. die Hälfte der EE-Projekte als vorteilhaft. Die Option 1 würde für keines der Projekte zu einer kürzeren Entfernung führen.

<sup>18</sup> Vgl. auch § 5a Abs. 2 S. 2 Nr. 2 StromNEV.

<sup>19</sup> Grundstückspreise Region / Kreis Görlitz im Juli 2023 ([grundstueckspreise.info](http://grundstueckspreise.info))

<sup>20</sup> Geportal Landkreis Görlitz ([gis-llgr.de](http://gis-llgr.de))

### 3.5.5 Betreiberkonzepte für ein Einspeisenetz

Der entscheidende Beweggrund für privatwirtschaftliche Ansätze sind schnellere Planungsbeginn und Errichtung der Stromleitung, die wiederum für einen zeitnahen Netzanschluss anstehender EE-Projekte notwendig ist. Angesichts der voraussichtlich späten Umsetzung geplanter Netzausbaumaßnahmen durch die Netzbetreiber setzt dies voraus, dass die interessierten Unternehmen (in erster Linie EE-Projektentwickler) das benötigte Netz zumindest eigenständig initiieren. Dabei sind unterschiedliche Konzepte für den weiteren Betrieb denkbar.

#### 3.5.5.1 Mögliche Betreibermodelle

Analog den Aufgaben von Betreibern regulierter Stromnetze kann zwischen verschiedenen Aufgaben in Bezug auf das Einspeisenetz unterschieden werden: Planung, Finanzierung, Errichtung, Betriebsführung und Instandhaltung. Bei der Planung geht es darum, anhand der voraussichtlichen zukünftigen Netzbelastung die optimalen Netzstrukturen und Dimensionierung zu bestimmen. Die Finanzierung beinhaltet Kapitalbeschaffung für die Errichtung der Netzanlagen und ggf. deren Betrieb. Unter der Betriebsführung versteht sich die operative Steuerung und Überwachung des Netzes und dessen einzelner Anlagen mit dem Ziel eines sicheren Betriebs. Bei der Instandhaltung werden der technische Zustand von Netzbetriebsmitteln beurteilt und diese bei Bedarf repariert oder ersetzt.

Je nachdem, welche Aufgaben eine Projektgesellschaft zum Aufbau eines Einspeisenetzes perspektivisch übernimmt, sind vier Modelle denkbar. In jedem Fall würde die Projektgesellschaft die Planung und Errichtung des Netzes übernehmen und den Bau ursprünglich finanzieren. Bei den ersten zwei Modellen würden auch der Netzbetrieb sowie die Wartung und Instandhaltung ebenfalls privatwirtschaftlich erfolgen – entweder durch die Projektgesellschaft selbst oder sie würde einen externen Dienstleister damit beauftragen. Analog verschiedenen Organisationsformen von Verteilnetzbetreibern ließe sich entsprechend von einem „großen“ und „schlanken“ Betreiber sprechen. Alternativ könnte ein Verteilnetzbetreiber den Betrieb übernehmen – entweder für das gesamte Einspeisenetz oder indem er dazugehörige Netzanlagen in sein Netz der allgemeinen Versorgung übernimmt. Dies kann durch das Verpachten oder den Verkauf von Netzanlagen erfolgen.

Die insgesamt vier Betreibermodelle sind in Abbildung 24 dargestellt.



Abbildung 24: Mögliche Betreibermodelle für ein Einspeisenetz

Die Modelle „Netzpacht“ und „Netzverkauf“ setzen die Bereitschaft des Verteilnetzbetreibers voraus, sich an dem Geschäftskonzept zu beteiligen. In erster Linie kommt der VNB SachsenNetze in Betracht, in dessen Netzgebiet die Standorte der geplanten EE-Anlagen liegen. Angesichts der Nähe zum Netzgebiet von MITNETZ kann sich alternativ eine Zusammenarbeit mit MITNETZ anbieten, insbesondere bei der zweiten Variante des Trassenverlaufs mit der Netzanbindung in Bärwalde. Die grundsätzliche Bereitschaft eines

geeigneten Verteilnetzbetreibers konnte im Rahmen des Projektes nicht abgeklärt werden. Daher werden nachfolgend allgemeine Aspekte aufgezeigt, die einer genaueren Abklärung bedürfen. Die weitergehende Untersuchung sollte im Rahmen einer gesonderten, auf die Perspektive interessierter Projektentwickler ausgerichteten Machbarkeitsstudie erfolgen.

### 3.5.5.2 Chancen-Risiken-Analyse

Mit der Übernahme jeder der dargestellten Aufgaben im Zusammenhang mit dem Einspeisenetz durch eine Projektgesellschaft privatwirtschaftlicher Akteure aus dem Bereich der EE-Erzeugung gehen Chancen und Risiken einher. Darauf wird nachfolgend für jede Aufgabe eingegangen.

**a) Planung:** Das angedachte Vorgehen zum Gründen einer Projektgesellschaft für ein Einspeisenetz setzt verbindliche Interessensbekundung der Projektentwickler voraus. Dies ermöglicht eine koordinierte Kommunikation mit dem zuständigen VNB zu allen geplanten EE-Projekten im betrachteten Gebiet unabhängig von deren Planungsphase und erhöht die Planungssicherheit für den Netzbetreiber. Dabei wird Abhilfe gegen die ansonsten beobachtete Praxis mehrfacher Netzanschlussanfragen und virtueller Kapazitätsreservierung geschaffen, die laut Literatur zu einem erhöhten Bearbeitungsaufwand bzw. Verzögerungen beim Netzanschluss von EE-Anlagen führt. (Brückl 2023)

Weiterhin verfügen EE-Projektentwickler über Erfahrungen mit Flächensicherung für Wind- und PV-Anlagen, die auch für den Erwerb notwendiger Grundstücksflächen für zu errichtende Stromleitungen eingesetzt werden können. In einem Austausch äußerten Vertreter interessierter EE-Projektentwickler die Einschätzung, dass die von ihnen praktizierte privatrechtliche Flächensicherung den Stromleitungsbau im Vergleich zum üblichen Vorgehen des VNB beschleunigen kann.

Für größere Projektierer ist es nicht unüblich, eigenes Netzplanungspersonal zu haben, welches die Überprüfung angebotener Netzanschlusspunkte durchführt. (Brückl 2023) Diese Fachkräfte könnten ggf. in Zusammenarbeit mit einem externen Dienstleister und dem VNB für die Planung eines Einspeisenetzes eingesetzt werden.

Ein wesentliches Risiko für die Netzplanung ist die Unsicherheit bezüglich der zukünftigen Netzauslastung, je nachdem, ob alle gemeldeten EE-Projekte rechtzeitig in Betrieb genommen werden und welche anderen EE-Anlagen ggf. an das Einspeisenetz zu einem späteren Zeitpunkt angeschlossen werden könnten. Das Risiko kann durch näher auszuarbeitende Regelungen zu einem möglichen Austritt aus der Einspeisenetz-Projektgesellschaft sowie für einen späteren Anschluss neuer EE-Anlagen an das Einspeisenetz gemindert werden.

**b) Finanzierung:** Hauptsächliche Einflussfaktoren für die Fähigkeit einer privatwirtschaftlichen Projektgesellschaft Kapital für die Realisierung eines Einspeisenetzes aufzunehmen, sind das mit dem Vorhaben verbundene Risiko und die Kreditwürdigkeit der Projektgesellschaft. Das Projektrisiko erscheint eindeutig höher im Vergleich zur Umsetzung einer äquivalenten Netzausbaumaßnahme durch den VNB. Sind die zu errichtenden Netzanlagen Bestandteil eines regulierten Stromnetzes, so wird die Investition grundsätzlich in der Erlösobergrenze des zuständigen Netzbetreibers berücksichtigt und kann somit über die Netzentgelte refinanziert werden. Ein reines Einspeisenetz unterliegt keiner Anreizregulierung und besitzt zudem keine angeschlossenen Stromverbraucher, von denen Netznutzungsentgelte erhoben werden könnten. Vielmehr bietet es sich an, ein analoges Nutzungsentgelt bei Betreibern einspeisender EE-Anlagen zu erheben.

Bei einem privatwirtschaftlich betriebenen, nicht regulierten Einspeisenetz trägt der Investor ein Amortisationsrisiko. Die Investition würde insbesondere dann nicht vollständig refinanziert werden können, wenn einzelne, bei der Planung berücksichtigte EE-Erzeugungsanlagen nicht oder verspätet in Betrieb genommen werden. Bei einer arbeitspreisbasierten Gestaltung der Einspeiseentgelte können sich auch außerplanmäßige Stillstände von Erzeugungsanlagen negativ auf die Netzerlöse auswirken.

Eine direkte oder indirekte kommunale Beteiligung an der Projektgesellschaft könnte die Kapitalbeschaffung erleichtern, indem dank einer höheren Kreditwürdigkeit u. U. ein niedrigerer Darlehenszins gesichert werden kann. Denkbar ist außerdem, dass seitens der öffentlichen Hand andere Rahmenbedingungen für die Bereitstellung von Eigenkapital gegeben sind als bei einem privaten Investor, etwa wesentlich niedrigere Kapitalkosten und Renditeanforderungen (Beckers et al. 2014) Gleichzeitig wäre der kommunale Anteilseigner an vergaberechtliche Vorgaben gebunden, was sämtliche Beschaffungsvorgänge im Zusammenhang mit der Errichtung und ggf. dem Betrieb des Einspeisenetzes verzögern könnte.

**c) Realisierung:** EE-Projektentwickler verfügen über Kompetenzen und Personal für die Realisierung von EE-Erzeugungsanlagen, die weitgehend auch für den Bau eines Stromnetzes eingesetzt werden können. Auch bei der Beschaffung von Netzbetriebsmitteln könnten EE-Projektentwickler kürzere Lieferzeiten im Vergleich zu VNB sichern. (Brückl 2023) Gleichzeitig bleiben lange Lieferzeiten und Personalmangel als wesentliche Herausforderungen bzw. ein Risiko für eine zügige Errichtung notwendiger Stromleitungen bestehen. Eine höhere Zahlungsbereitschaft von Projektierern im Vergleich zu VNB führt zu einem entsprechend höheren Investitionsbedarf für das Einspeisenetz. (Brückl 2023). In Kombination mit ggf. höheren Finanzierungskosten könnte dies u. U. eine mögliche Veräußerung der errichteten Stromleitungen erschweren.

**d) Betrieb:** Unter der Prämisse, dass es sich um kein reguliertes Netz handelt, steht bei dem Netzbetrieb die technische und kaufmännische Betriebsführung im Vordergrund. Für eine privatwirtschaftliche Projektgesellschaft birgt die Übernahme des Netzbetriebs dann eine Chance für zusätzliche Wertschöpfung, wenn sie über die dafür notwendigen personellen und materiellen Ressourcen verfügt. Ggf. bietet sich ein Kostenvergleich des Netzbetriebs durch die Projektgesellschaft mit der Beauftragung eines Dienstleisters an. Eines der interessierten EE-Projektentwickler im Landkreis Görlitz – energiequelle GmbH – betreibt Einspeisenetze und bietet entsprechende Dienstleistung an. Für den Kostenvergleich sind Geschäftsbedingungen mehrerer potenzieller Dienstleister heranzuziehen.

Ein wesentliches Risiko im Zusammenhang mit dem Netzbetrieb ist die Haftung des Betreibers gegenüber den EE-Anlagenbetreibern bei Netzausfällen. Dabei führt die fehlende (n-1)-Sicherheit zu einer höheren Wahrscheinlichkeit von Nichtverfügbarkeit des Einspeisenetzes. Von dem Eintritt von Haftung auf Schadensersatz wird in der Literatur zumindest dann ausgegangen, wenn das Einspeisenetz durch einen VNB betrieben wird. (Bons et al. 2020) Gleichwohl stellt sich die Frage nach Schadensersatz bei Netzausfällen auch in den Konstellationen, wo die privatwirtschaftliche Projektgesellschaft oder ein Dienstleister den Netzbetrieb übernimmt. Es bietet sich an, die Haftungsfragen in einem Netznutzungsvertrag zwischen dem Einspeisenetzbetreiber und dem jeweiligen EE-Anlagenbetreiber zu konkretisieren.

**e) Instandhaltung:** Übernahme der Instandhaltung kommt in Betracht, wenn die Projektgesellschaft das Einspeisenetz selbst betreibt. Bei der Make-or-Buy-Entscheidung ist ähnlich vorzugehen wie im Bereich Netzbetrieb.

### 3.5.5.3 Bewertung und Ausblick

Für eine weitergehende Analyse und Ableitung einer Empfehlung sind Gespräche mit den VNB und ÜNB sowie eine genauere Einschätzung vorhandener Ressourcen bei interessierten EE-Projektierern notwendig, die für eine potenzielle Projektgesellschaft zur Realisierung eines Einspeisenetzes bereitgestellt werden könnten.

Enge Abstimmung mit den Netzbetreibern ist unter zwei Aspekten wichtig und empfehlenswert. Der zuständige Netzbetreiber bestimmt – im regulierten Rahmen – die technischen Anschlussbedingungen für ein Einspeisenetz einschließlich der endgültigen Festlegung des Netzverknüpfungspunktes. Darüber hinaus ist die Übernahme der gesamten Einspeiseleitung oder einzelner Netzbetriebsmittel, bspw. Umspannwerke, durch einen Verteil- bzw. Übertragungsnetzbetreiber erstrebenswert, da dies eine sichere weitgehende Finanzierung der Investition ermöglichen oder den Investitionsaufwand deutlich reduzieren würde.

Mit dem Übertragungsnetzbetreiber 50Hertz ist abzuklären, ob der neu zu errichtende 380/110 kV-Umspannwerk im Raum Hagenwerder oder Bärwalde potenziell für den Anschluss weiterer Netzkunden genutzt und daher perspektivisch als Teil des Übertragungsnetzes übernommen werden kann. Mit den Verteilnetzbetreibern SachsenNetze und MITNETZ ist zu eruieren, ob Übernahme des Einspeisenetzes oder dessen Betriebs in Frage kommt. Unabhängig davon sind Synergien zwischen dem neu zu errichtenden, privaten 110/20 kV-Umspannwerks im Raum Horka und dem geplanten Verteilnetzausbau durch SachsenNetze genutzt werden können. Die Rückmeldung seitens der Netzbetreiber bezüglich deren Bereitschaft, das Einspeisenetz oder dessen einzelne Netzanlagen zu übernehmen, kann für die Auswahl der Trassenführung und das bevorzugte Betreibermodell für das Einspeisenetz ausschlaggebend sein und dessen Auslegung beeinflussen.

Neben der Abklärung des grundsätzlichen Interesses seitens der Netzbetreiber spielt die Behandlung der Übernahme von Netzbetriebsmitteln im Rahmen der Anreizregulierung eine wichtige Rolle. Die

Anerkennung der Kosten im Zusammenhang mit dem Erwerb oder der Pacht von Netzanlagen unterliegt einer Kostenprüfung durch die Bundesnetzagentur (BNetzA) und sind grundsätzlich nur insoweit anerkennungsfähig, als dass sie den Kosten eines effizienten und strukturell vergleichbaren Netzbetreibers entsprechen. Bei Überlassung von Anlagevermögen, etwa in Form von Pacht, werden die Kosten nur in dem Umfang anerkannt, in dem sie anfallen würden, wenn der Netzbetreiber selbst dessen Eigentümer wäre (vgl. § 4 Abs. 5 StromNEV).

Weiterhin kann die Behandlung unter Anreizregulierung ggf. auch die Wahl zwischen den Optionen Pacht und Netzverkauf beeinflussen. Insbesondere ist genauer zu bewerten, wie sich die unterschiedliche Einordnung des Investitionsaufwandes im Falle von Netzkauf und der Pachtgebühr im Pachtmodell als Kapital- bzw. Betriebskosten auf die Erlösobergrenze des Netzbetreibers auswirkt (Koch und Spier 2018; Zeller et al. 2017; Schnabel und Haubold 2015; Consentec und Frontier Economics 2019)

Als Grundlage für die Gespräche mit den Netzbetreibern sowie die Ableitung von Handlungsoptionen zu Betreibermodellen sollte eine Bestandsaufnahme und Einschätzung vorhandener Kompetenzen, personeller und materieller Ressourcen bei interessierten EE-Projektentwicklern dienen.

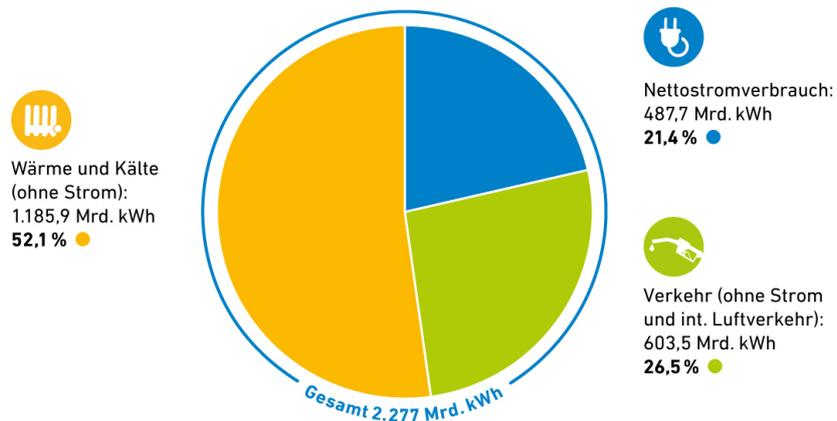
Sollten die weiterführenden Austausch und Analyse auf einen privatwirtschaftlichen Betrieb des Einspeisernetzes hinauslaufen (s. Betreibermodelle „Schlanker Betreiber“ und „Großer Betreiber“), so kommt der Absicherung des Amortisationsrisikos bzw. genaueren Regelungen zu Refinanzierung der Stromleitung eine wichtige Rolle zu. Insbesondere bedarf es einer genaueren Ausgestaltung des Einspeiseentgelts in dem (nicht regulierten) Netznutzungsvertrag für das Einspeisernetz. Generell sind drei Ansätze denkbar: ein leistungspreisbasiertes, ein arbeitspreisbasiertes oder ein gemischtes Entgelt. Ersteres trägt der Tatsache Rechnung, dass die maximale Einspeiseleistung der EE-Anlagen für die Dimensionierung und somit den Investitionsbedarf des Einspeisernetzes maßgeblich ist. Gleichzeitig sollten die wesentlich höheren Volllaststunden von Windkraftanlagen gegenüber PV-Anlagen bzw. höhere Jahresarbeit bezogen auf installierte Leistung berücksichtigt werden.

Die hier aufgeworfenen weiterführenden Fragestellungen würden den Rahmen dieser Studie sprengen und sind in einer weiterführenden Machbarkeitsstudie in direktem Austausch mit interessierten Projektierern und zuständigen Netzbetreibern zu untersuchen.

### 3.6 Wärmetransformation

Die Transformation der Wärmeversorgung im Landkreis Görlitz (Wärmewende) ist im Rahmen des Projekts betrachtet worden, da sich die absehbare Elektrifizierung z. B. durch Wärmepumpen substanziell auf die sich ergebenden Residuallasten und damit auf die Beanspruchung der Stromnetze auswirkt. Dies wird u. a. daran deutlich, dass mehr als die Hälfte des Endenergieverbrauchs Stand 2020 für Wärme- und Kältebereitstellung benötigt wird (siehe Abbildung 25), das Elektrifizierungspotential also entsprechend groß ist. Gleichzeitig bedingt eine Umstellung des Erzeugerparcs absehbar einen Rückgang in der Gasnachfrage, was sich auf Wirtschaftlichkeit und Betrieb der Gasnetze auswirken wird. Das Projekt näherte sich demnach u. a. folgenden Fragestellungen:

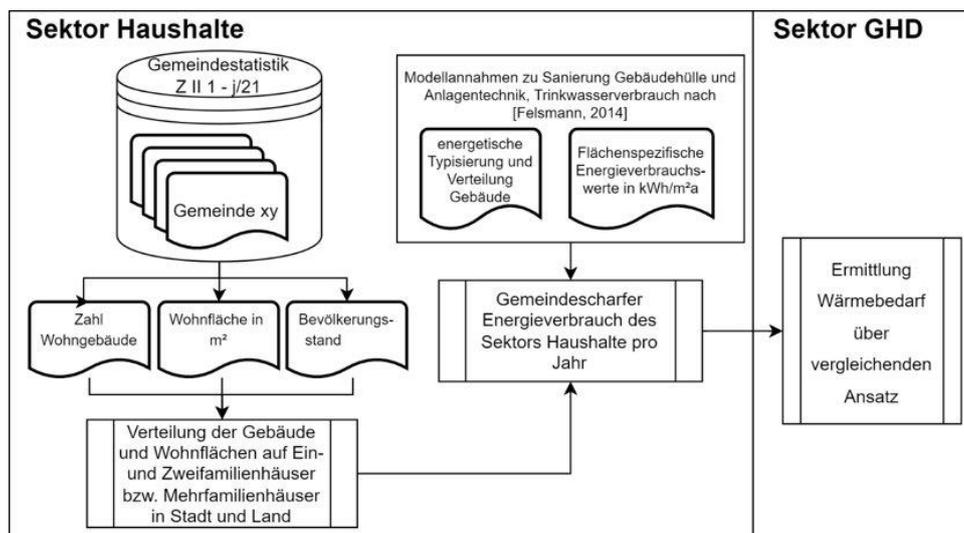
- Wie werden die Haushalte und Industrien 2030 mit Wärme versorgt? Welche Technologien stellen welchen Anteil der für Raumheizung, Trinkwarmwasserbereitung und industrielle Prozesse benötigten Wärme bereit?
- Wie wirkt sich die veränderte Versorgungsstruktur auf die Gas- und Stromnetze aus?



Quelle: eigene Darstellung auf Basis von AGEb, AGEe-Stat; Stand: 3/2021  
© 2021 Agentur für Erneuerbare Energien e.V.

**Abbildung 25: Zusammensetzung der Endenergieverbräuche in Deutschland 2021**

Um sich diesen und verwandten Fragestellungen zu nähern, wurden zwei Versorgungsebenen betrachtet. Dies sind die zentrale Wärmeversorgung im Sinne von Nah- und Fernwärmenetzen sowie die dezentrale Versorgung, bei der einzelne Gebäude oder Liegenschaften individuell versorgt werden. Eine weitere wichtige Einteilung ist die nach Sektoren (Haushalte; Gewerbe, Handel und Dienstleistungen (GHD) sowie Industrie), da Daten die Grundlage der Ist-Standserhebung jeweils getrennt vorliegen. Die Betrachtung fand gemeindegerecht statt. Um zu Aussagen über aktuelle Leistungsbedarfe und Wärmeversorgungstechnologien in der dezentralen Versorgung im Sektor Haushalte zu gelangen, wurden Daten aus der sächsischen Gemeindestatistik mit Angaben der Studie „Wärmeversorgung für Sachsen aus erneuerbaren Energien“ von C. Felsmann verschränkt. Weiterhin wurde für die Gemeinden z. B. der Anschlussgrad an das Gasnetz berücksichtigt. Die Verbräuche des Sektors GHD wurden über einen vergleichenden Ansatz ermittelt, bei dem die Verbräuche der Haushalte als Anhaltspunkt dienen. Das Flussdiagramm in Abbildung 26 fasst die beschriebene Methodik noch einmal zusammen. Für alle 53 Gemeinden im Landkreis Görlitz wurden so Jahreswärmebedarfe sowie der prozentuale Anteil verschiedener Technologien/Brennstoffe an der Deckung ermittelt.



**Abbildung 26: Vorgehen zur Ermittlung von gemeindegerechten Jahreswärmeverbräuchen**

Für den Sektor Industrie wurden Daten aus Demand Regio anhand von Umsatzzahlen ebenfalls aus der Gemeindestatistik regionalisiert.

Für die zentrale Versorgung mittels Wärmenetzen wurden bei den jeweiligen Betreibern der elf ausgemachten, teilweise durch Nah- bzw. Fernwärme versorgten Gemeinden Jahreswärmemengen sowie Anschlussgrad und teilweise auch Erzeugertechnologien erhoben.

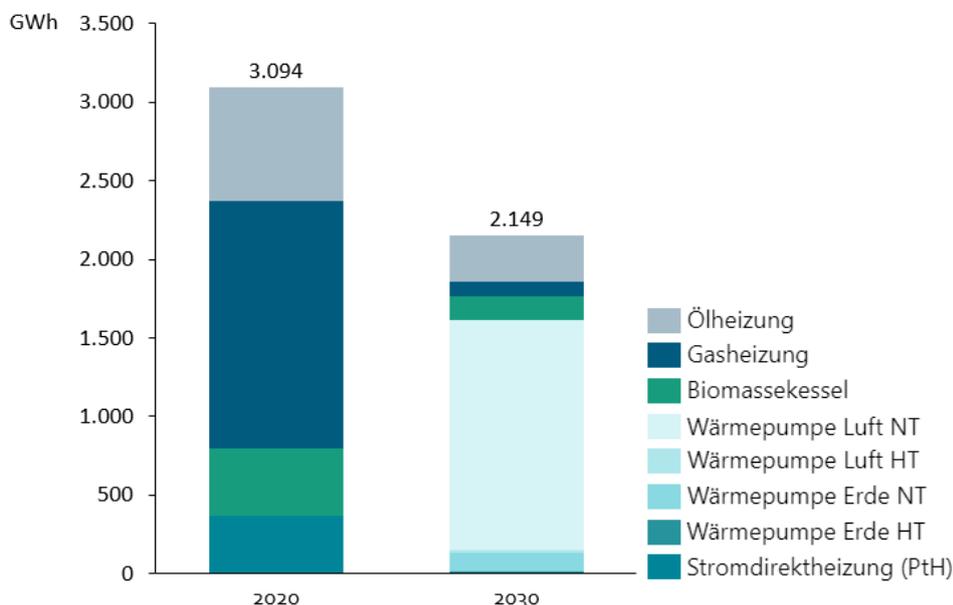
Für Aussagen zur zukünftigen Entwicklung der Versorgung mit Wärme wurde durch Einsatz eines Optimierungsmodells eine Prognose erstellt. Für die Modellierung wurden zum einen Prognosen für Preisentwicklungen verschiedene Energieträger verwendet. Zum anderen wurden verortete Potentiale, z. B. anhand verfügbarer Umweltwärmeenergie für verschiedene Versorgungstechnologien im Modell ausgewiesen. Auf Bedarfsseite wurde eine Senkung des Wärmebedarfs um 15 % durch Sanierungsmaßnahmen angenommen.

Das Energiesystemmodell R<sup>2</sup>EnSysMod wurde eingesetzt, um eine lineare Optimierung über den Betrachtungshorizont vorzunehmen. Dabei wird in einem rekursiven Verfahren das ökonomisch günstigste Gesamtsystem als Lösung ermittelt. Im Ergebnis können Aussagen zu den prognostizierten Strom- und Gasbedarfen im Zieljahr getroffen werden.

### 3.6.1 Dezentrale Wärmeversorgung

Derzeit wird die dezentrale Wärmeversorgung zu fast drei Vierteln durch Gas- und Ölkessel, also auf Basis fossiler Rohstoffe bewerkstelligt. Der restliche Wärmebedarf wird elektrisch z. B. durch Nachtspeicherheizungen und durch Biomassekessel gedeckt. Erneuerbare spielen bisher eine untergeordnete Rolle.

Die Ergebnisse für die dezentrale Versorgung im Zieljahr 2030 sind in Abbildung 32 dargestellt. Das modellierte Optimum für das Gesamtsystem beinhaltet eine Steigerung der Elektrifizierung um 83 %, vorwiegend durch den Einsatz von Wärmepumpen. Während die Gaskessel aufgrund von Unwirtschaftlichkeit fast komplett ersetzt werden, spielen Ölkessel im Optimum noch eine entscheidende Rolle. Ebenfalls Teil des Optimalen Ergebnisses ist ein Rückgang der für Wärmezwecke eingesetzten Biomasse um 53 %.



**Abbildung 27: Technologiemitx der Bereitstellung der für Wärmezwecke benötigten Endenergie im Basisjahr 2020 und im Zieljahr 2030 für den Landkreis Görlitz**

Zu betonen ist hierbei, dass es sich bei den Ergebnissen um eine gesamtsystemische Optimierung handelt. Die tatsächlich zu beobachtende Umrüstung des Bestands wird in Wirklichkeit aber von einer Vielzahl sozio-ökonomischer Faktoren beeinflusst und kann sich demgemäß anders darstellen. Die Marktverschiebung hin zu Wärmepumpen ist allerdings schon heute beobachtbar. Neben der Bereitschaft der Akteure in neue Technologien zu investieren, sind insbesondere Kapazität und Ausbaustand der Verteilnetze als kritischer Faktor anzuführen. Diese wurden allerdings in vorliegender Studie explizit nicht betrachtet, woraus sich

auch im Kontext der Elektromobilität als auch des weiteren Zubaus dezentraler EE-Anlagen und damit weiter steigender Anforderungen an die Netze, weiterer Forschungsbedarf ergibt.

### 3.6.2 Zentrale Wärmeversorgung

Aussagen zur Entwicklung der Wärmenetze, speziell zur zukünftigen Versorgungsinfrastruktur und dem weiteren Ausbau der Netze, sind mit dem gewählten Top-down-Ansatz nur eingeschränkt möglich. Bei einer üblicherweise angenommenen unteren Grenze der Wärmeflächendichte von 500 MWh/a besteht nur für das Wärmenetz Görlitz Ausbaupotential. Im Einzelfall, und das zeigt die Realität, bauen Betreiber aber auch darunter aus.

Die Entwicklung der Versorgungstechnologien ist mit dem gewählten Ansatz ebenfalls nur schwierig zu prognostizieren, da sie in erster Linie von den vor Ort vorhandenen Potentialen und technischen Gegebenheiten abhängt. Speziell letztere werden im Modell nicht abgebildet. Die dennoch durchgeführte Optimierung kommt, unter Beachtung der einschränkenden Randbedingungen, zum Ergebnis einer fast vollständigen Versorgung mittels Großwärmepumpen sowie einer zusätzlichen Wärmemenge von 86 GWh im Vergleich zu den bereitgestellten 374 GWh von heute. Für valide Aussagen zur zukünftigen Entwicklung der zentralen Wärmeversorgung im Landkreis braucht es Fallstudien in den einzelnen Gemeinden, wie sie z. B. im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung vorgesehen sind.

### 3.6.3 Prozesswärme

Derzeit beträgt der Wärmebedarf im Sektor Industrie im Landkreis Görlitz etwa 400 GWh. Dieser Bedarf wird aktuell fast ausschließlich über Erdgas gedeckt. Im Modell werden neben Erdgas auch Biomethan und Wasserstoff als alternative Energieträger ermöglicht. Erneuerbare Technologien, speziell für den Hochtemperaturbereich über 500 °C, sind nur sehr limitiert verfügbar, sodass neben Gasen oft nur Direktstrom eine Möglichkeit ist. Ein Ergebnis der Modellierung ist, dass der überwiegende Teil des zukünftig verwendeten Erdgases für die Prozesswärmebereitstellung allokiert werden wird.

### 3.6.4 Auswirkungen auf die Netze

Im Zieljahr der Modellierung 2030 sieht das Modell das gesamt-wirtschaftliche Optimum abseits der Gasbasierten Wärmeversorgung. Insbesondere Wärmepumpen werden in Zukunft den Großteil der Wärmeforderungen decken. Damit einher geht ein prognostizierter Rückgang der Gasnachfrage von heute ca. 1800 GWh auf 400-500 GWh im Jahr 2030. In der Folge würde ein Großteil der heute betriebenen Gasnetze zukünftig nicht mehr benötigt. Wo welche Netze u. U. Zurückgebaut werden könnten, bedarf allerdings detaillierter Analysen, als sie hier im Projekt durchgeführt werden konnten.

Neben der reinen Auslastung der Netze mit Erdgas spielt auch die Einspeisung von Wasserstoff eine entscheidende Rolle. Wie in Abbildung 28 dargestellt, wird für das Zieljahr erwartet, dass Wasserstoff einen substantiellen Anteil der Gasnachfrage decken wird. Einsatzgebiet wird vorrangig im Hochtemperaturbereich in der Industrie sein. Ob und mit welchem Aufwand die bestehenden Gasnetze allerdings an die weit über den heutigen Grenzwerten für die Beimischung liegenden Wasserstoffanteilen fit gemacht werden können, bedarf weiterer Detailbetrachtungen. Im Kontext der z. B. von SachsenNetze geplanten Abschaltung/Umstellung der Gasnetze im Landkreis im Jahr 2030 scheinen die Ergebnisse aber plausibel.

### Gasförmige Versorgung [GWh] in 2030

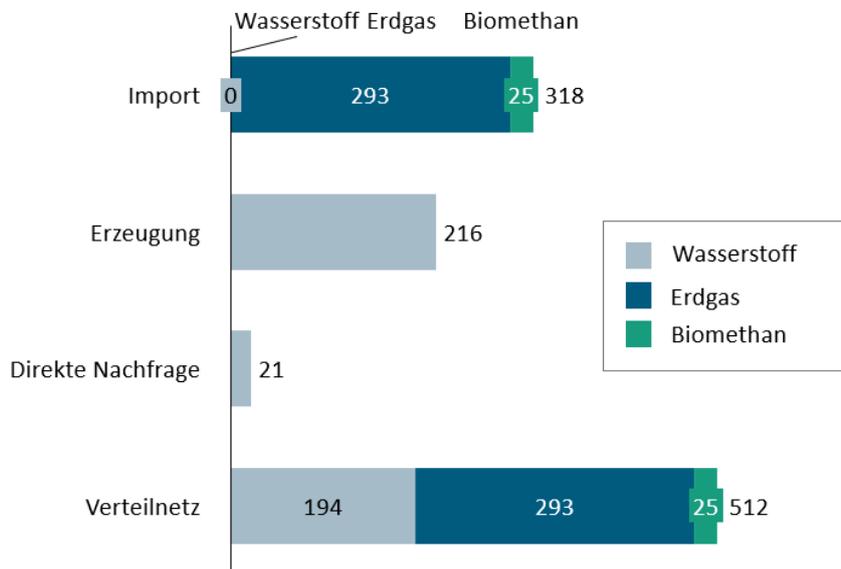


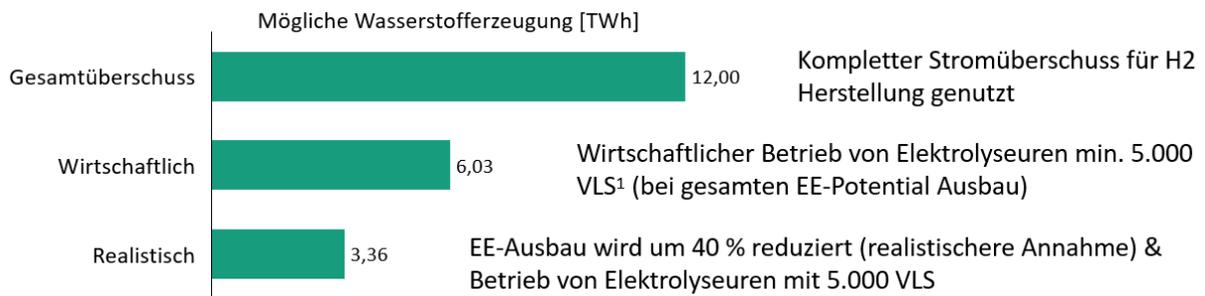
Abbildung 28: Entwicklung der gasförmigen Versorgung

## 3.7 Wasserstofferzeugungspotential

Im Rahmen der vorliegenden Studie wurde eine Abschätzung des im Landkreis Görlitz vorhandenen Erzeugungspotentials für Wasserstoff durchgeführt. Zunächst wurde ein maximal möglicher Ausbau erneuerbarer Erzeugung mittels Windkraft und Photovoltaik unterstellt. Abweichend vom Basisszenario werden hier alle verfügbaren Potentialflächen ausgenutzt. Auf Basis des für das Zieljahr ermittelten stündlichen Strombedarfs wurde anschließend eine resultierende Residuallast über den Jahresverlauf errechnet. Es wurde zunächst unterstellt, dass aller überschüssige Strom direkt für Elektrolyse eingesetzt wird. Ausgehend von diesem theoretischen, maximal möglichen Wasserstofferzeugungspotential wurden verschiedene limitierende Faktoren unterstellt, die die Prognose des Potentials eher an den realistischen Gegebenheiten orientieren. Zusammengefasst wurden folgende vier Schritte befolgt:

1. Alle EE-Ausbau Möglichkeiten (PV und Wind) werden genutzt und komplett ausgebaut (im Unterschied zum Basisszenario, bei welchem nur konkrete Projekte umgesetzt werden)
2. Stündliche Stromerzeugungskapazitäten werden errechnet und der stündliche Strombedarf in den Clustern abgezogen
3. Gesamte Strommenge, die nicht genutzt wird, wird zur Erzeugung von Wasserstoff angesetzt
4. Erzeugbare Wasserstoffmenge wird dann durch verschiedene limitierende Annahmen reduziert

Unter Ausnutzung aller Potentiale scheint ein Ausbau der Erzeugungskapazitäten auf 8,4 GW installierte Leistung, Windkraft und Photovoltaik möglich. Unter dieser Annahme würden im Landkreis nach Abzug aller Verbräuche übers Jahr 18,3 TWh Strom ungenutzt bleiben. Besonders stechen die Umspannwerke Boxberg, Mühlrose und Bernstadt hervor, die zusammen ca. 40 % der Stromexporte ermöglichen. Diese sollten demnach bei der Suche nach geeigneten Elektrolyseursstandorten priorisiert betrachtet werden. Mit dem unterstellten maximalen Ausbau und einer Komplettnutzung des Überschussstroms in der Elektrolyse, ist eine theoretische Erzeugung von 12 TWh Wasserstoff möglich (siehe Abbildung 29).



**Abbildung 29: Darstellung des maximalen theoretischen Wasserstoffherzeugungspotentials sowie des Potentials unter einschränkenden Annahmen für den Landkreis Görlitz**

Unter der Prämisse, dass Elektrolyse-Anlagen für einen wirtschaftlichen Betrieb eine gewisse Anzahl von Volllaststunden benötigen, welche im vorliegenden Gedankenexperiment mit 5000 h angesetzt wurden, bleiben ca. 6 TWh mögliche Wasserstoffherzeugungskapazität übrig. Da es unwahrscheinlich scheint, dass das komplette Erzeugungspotential Erneuerbarer gehoben wird, wurde hier eine weitere einschränkende Annahme getroffen: Mit einem realistischeren Ausbau von nur 60 % des Möglichen kann im Landkreis Görlitz von einem Wasserstoffherzeugungspotential von ca. 3 TWh pro Jahr ausgegangen werden. Dies entspricht einer Menge von ca. 100.000 t/Jahr und liegt immer noch weit über dem prognostizierten möglichen Wasserstoffbedarf, vor allem der Industrie im Landkreis, von 335 GWh/Jahr, was eine exportorientierte Wasserstoffwirtschaft zu einer validen Entwicklungsperspektive macht.

## 4 Chancen für mehr regionale Wertschöpfung im Landkreis Görlitz

---

Große Mengen günstiger und sicher verfügbarer Energie sind seit jeher ein wichtiger Faktor für wirtschaftliche und gesellschaftliche Entwicklung von Regionen. In den letzten Jahrzehnten ist auch die Bedeutung einer umweltfreundlichen und klimaschonenden Energieerzeugung stetig gestiegen. Zusammen werden die drei Aspekte Wirtschaftlichkeit (Bezahlbarkeit), Versorgungssicherheit und Umweltverträglichkeit auch als energiepolitisches Zieldreieck bezeichnet.

Im Hinblick auf die Erreichung der Klimaschutzziele wird die regionale Verfügbarkeit von CO<sub>2</sub>-freien und klimaneutralen Energieerzeugungsoptionen zunehmend zum Standortfaktor. Dies liegt daran, dass damit nicht nur die direkte Wertschöpfung aus den Investitionen in die und dem Betrieb der Energieinfrastrukturen verbunden ist, sondern dass sich daraus auch indirekt viele Chancen für mehr regionale Wertschöpfung ergeben.

Die mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Transformation des Energiesystems direkt und indirekt einhergehende Wertschöpfung umfasst insbesondere:

- Investitionen in den Ausbau der Erneuerbaren Energien und in den Betrieb der EE-Anlagen
- Investition in ein mögliches Stromeinsammelnetz zum Anschluss der neuen Wind- und PV-Freiflächenanlagen sowie Betrieb dieses Netzes
- Energievermarktung (regional, national)
- Aufbau und Betrieb einer neuen Infrastruktur für grünen Wasserstoff
- Kommunale Wärmewende, Ausbau Wärmenetze
- Transformation / Erweiterung / Ansiedlung von Unternehmen

### Direkte Wertschöpfung aus dem EE-Zubau im Landkreis bis 2030

Zur Bestimmung der direkten Wertschöpfung aus dem Zubau neuer Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen bis zum Jahr 2030 werden die Zahlen der derzeit von den Projektentwicklern geplanten Projekte zuzüglich einer eventuellen Lücke zur Erreichung der politisch definierten Ausbauziele betrachtet (siehe Abbildung 30).

Für selbige werden sowohl die ungefähren Investitionsvolumina als auch die jährlichen Betriebskosten berechnet. Während die Wertschöpfung aus der Investition zum größten Teil dort entsteht, wo die Anlagen und Komponenten produziert werden, können der Betrieb, die Wartung und die Instandhaltung auch direkt durch Unternehmen aus der Region erbracht werden und somit zu mehr Wertschöpfung vor Ort führen.

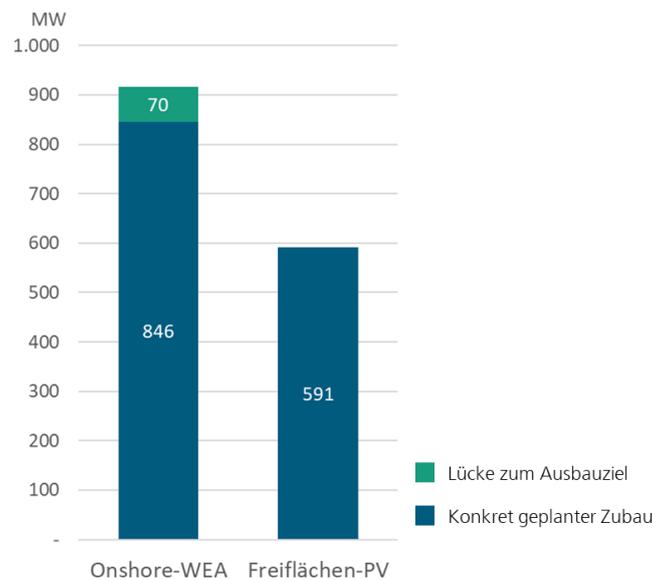
Auch die im § 6 EEG 2023 geregelte finanzielle Beteiligung der Kommunen am Ausbau der Erneuerbaren Energien in Höhe von 0,2 Cent/kWh pro eingespeister Strommenge führt zu zusätzlichen Einnahmen vor Ort und kann dadurch zu mehr Wertschöpfung in der Region beitragen.<sup>21</sup>

Insgesamt ergibt sich ein über die Jahre verteiltes Investitionsvolumen in Höhe von knapp 2 Mrd. Euro und eine jährliche Wertschöpfung aus den Leistungen für Betrieb, Wartung und Instandhaltung sowie Pachteinahmen in Höhe von rund 40 Mio. Euro p. a.

Die Gemeindeabgabe gemäß § 6 EEG würde zu Einnahmen der Standortkommunen in Höhe von knapp 5 Mio. Euro/Jahr führen.

---

<sup>21</sup> Quelle EEG 2023 Stand: 26.07.2023, verfügbar unter [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/EEG\\_2023.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2023.pdf), zuletzt geprüft am 18.08.2023



**Abbildung 30: Zubau an Windenergie- und PV-Freiflächenanlagen bis 2030 im Landkreis Görlitz**

Die Annahmen und Ergebnisse zur Kalkulation der direkten Wertschöpfungseffekte durch den voraussichtlichen EE-Ausbau im Landkreis Görlitz bis zum Jahr 2030 sind in Tabelle 12 dargestellt.

**Tabelle 12: Wertschöpfung aus Errichtung und Betrieb der bis zum Jahr 2030 geplanten, neuen EE-Anlagen im Landkreis Görlitz**

Parameter	Einheit	Onshore-WEA	Freiflächen-PV	Gesamt
Zubauleistung (Plan + Lücke)	MW	916	591	<b>1.507</b>
Spezifische Investitionskosten	Euro/kW	1.700	665	<b>1.294</b>
Investitionsvolumen*	Mio. Euro	1.557	393	<b>1.950</b>
Jährl. Vollbenutzungsstunden*	Vbh	1.800	1.100	-
Energieertrag	GWh/a	1.649	650	<b>2.299</b>
Spezif. Betriebskosten fix*	Euro/kW p. a.	20	13,3	-
Spezif. Betriebskosten variabel*	Euro/kWh	0,008	-	-
Jährliche Betriebskosten fix	Mio. Euro/a	18,3	7,9	<b>26,2</b>
Jährliche Betriebskosten variabel	Mio. Euro/a	13,2	-	<b>13,2</b>
Jährliche Betriebskosten gesamt (fix & variabel, inkl. Pacht)	Mio. Euro/a	31,5	7,9	<b>39,4</b>
Gemeindeabgabe (0,2 Cent/kWh gem. § 6 EEG 2023)	Mio. Euro/a	3,3	1,3	<b>4,6</b>

(\*gerundete Schätzwerte auf Basis von Kost et al. 2021)

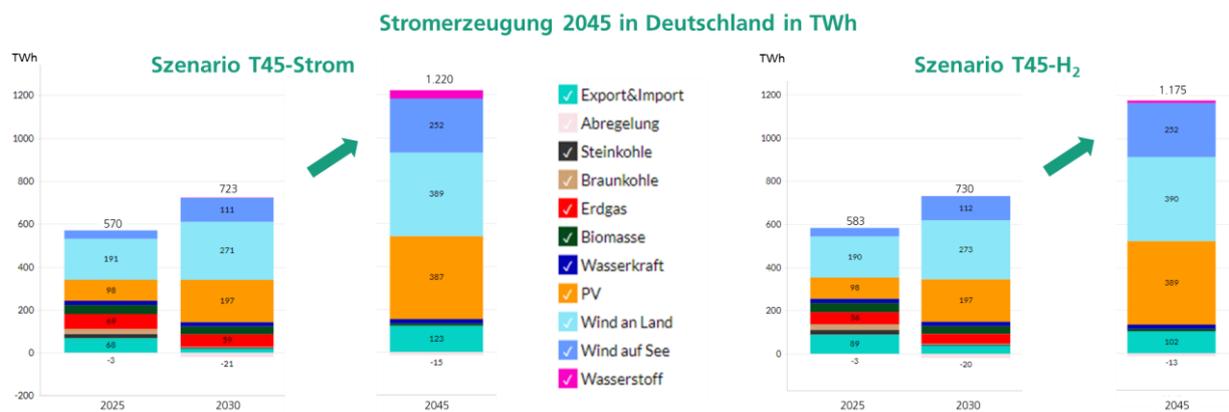
Zur Wertschöpfung aus der Errichtung und dem Betrieb der EE-Anlagen hinzukommt noch die Wertschöpfung für die Errichtung und den Betrieb des Einsammelnetzes für den Anschluss der EE-Anlagen an das Stromnetz. Allein für die Errichtung des Einsammelnetzes wird im Rahmen der Voruntersuchungen für diese Studie ein Investitionsvolumen rund 200 Mio. Euro abgeschätzt (vgl. Kapitel 3.5.4).

## Pfade zur Erreichung der Klimaneutralität bis 2045 in Deutschland und im Landkreis Görlitz

Der EE-Ausbau im Landkreis Görlitz steht im Einklang mit den verschiedenen möglichen Pfaden zur Erreichung der Klimaschutzziele im Energiesektor in Deutschland bis zum Jahr 2045.

Zur Veranschaulichung zeigt Abbildung 31 die Entwicklung der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2045 anhand zwei der fünf Langfristszenarien, welche im Auftrag des BMWK erarbeitet und im November 2022 veröffentlicht worden sind. Die Langfristszenarien sind so parametrisiert, dass sie unterschiedliche Pfade zur Dekarbonisierung des Energiesystems bis 2045 abbilden und dabei die sektorspezifischen Ziele des deutschen Klimaschutzgesetzes zum Stand des Jahres 2022 einhalten (Fraunhofer ISI et al. 2022). In Abbildung 31 sind sowohl das Szenario für den starken Einsatz von Strom (T45-Strom) als auch das Szenario für einen starken Einsatz von Wasserstoff (T45-H<sub>2</sub>) einander gegenübergestellt.

Aufgrund der Prämisse, dass die Ziele des deutschen Klimaschutzgesetzes eingehalten werden, zeigen beide Szenarien eine vergleichbar große Steigerung der Stromerzeugung in Deutschland bis zum Jahr 2045. Da in den Szenarien die perfekte Voraussicht unterstellt und ein hocheffizientes, sektorengesammeltes Energiesystem modelliert werden, entspricht die Stromerzeugung im weitesten Sinne auch dem Strombedarf (inkl. Stromex- und -importe). Es zeigt sich, dass der EE-Ausbau bis zum Jahr 2030 nur der Anfang ist und dass sich die Stromerzeugung bis zum Jahr 2045 mehr als verdoppeln wird.

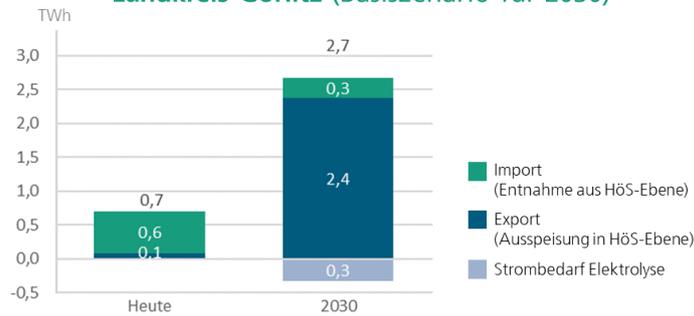


**Abbildung 31: Stromerzeugung bis 2045 in Deutschland in den BMWK-Langfristszenarien T45-Strom und T45-H<sub>2</sub> (Fraunhofer ISI et al. 2022)**

Die Betrachtung der sich aus der Energiesystemmodellierung im Rahmen dieses Projekts ergebenden Stromim- und -exporte auf Verteilnetzebene im Landkreis Görlitz zeigt, dass dieser durch seinen starken EE-Ausbau und den im Vergleich dazu relativ geringen Stromverbrauch bis 2030 überproportional zur Energieverwendung beitragen kann und wird (s. Abbildung 32).

Hohe Werte für den Stromexport auf Verteilnetzebene bedeuten, dass große Mengen des im Landkreis erzeugten grünen Stroms nicht vor Ort verbraucht, sondern in das Übertragungsnetz eingespeist und in andere Regionen Deutschlands transportiert werden. Gleichzeitig sind mehr und mehr Unternehmen daran interessiert, selber klimaneutral zu werden und streben daher zunehmend einen klimaneutralen Energiebezug an. Die Verfügbarkeit großer Mengen grünen Stroms kann daher zu einem wichtigen Standortfaktor werden. Und die nachhaltige Ansiedlung von neuen, zukunftsfähigen Industrieunternehmen im Landkreis kann dazu beitragen, dass mehr regionaler Grünstrom auch zu mehr regionaler Wertschöpfung führt und sich die Stromexporte aus dem Landkreis heraus verringern.

### Stromim- & -exporte auf Verteilnetzebene im Landkreis Görlitz (Basiszenario für 2030)

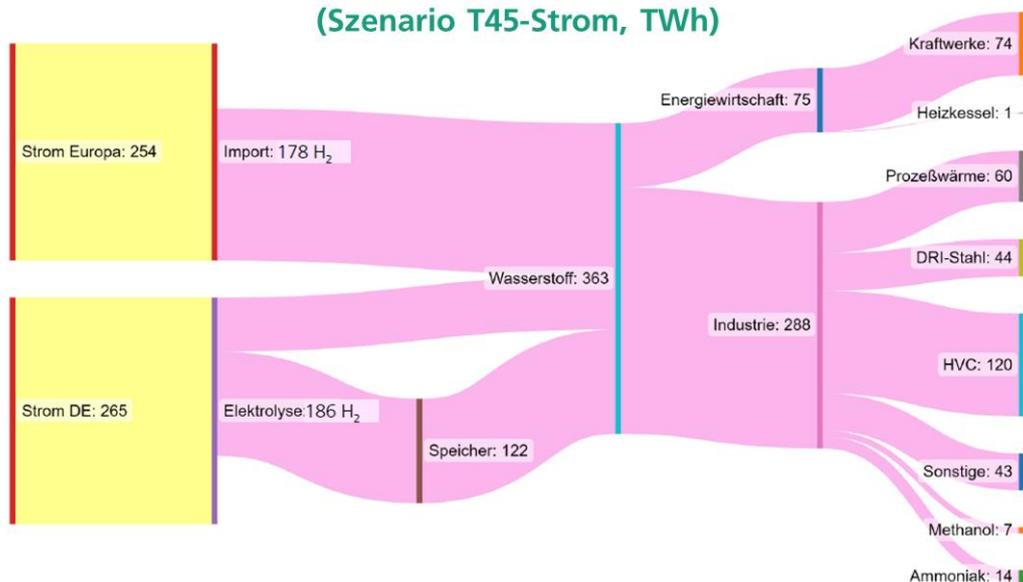


**Abbildung 32: Stromim- und -exporte auf Verteilnetzebene im Landkreis Görlitz sowie Strombedarf für die Wasserstoffelektrolyse (Basisszenario für 2030)**

Von der gesamten Stromerzeugung werden im Szenario T45-Strom rund ein Fünftel und im Szenario T45-H<sub>2</sub> rund ein Drittel zur Produktion von grünem Wasserstoff benötigt (Fraunhofer ISI et al. 2022).

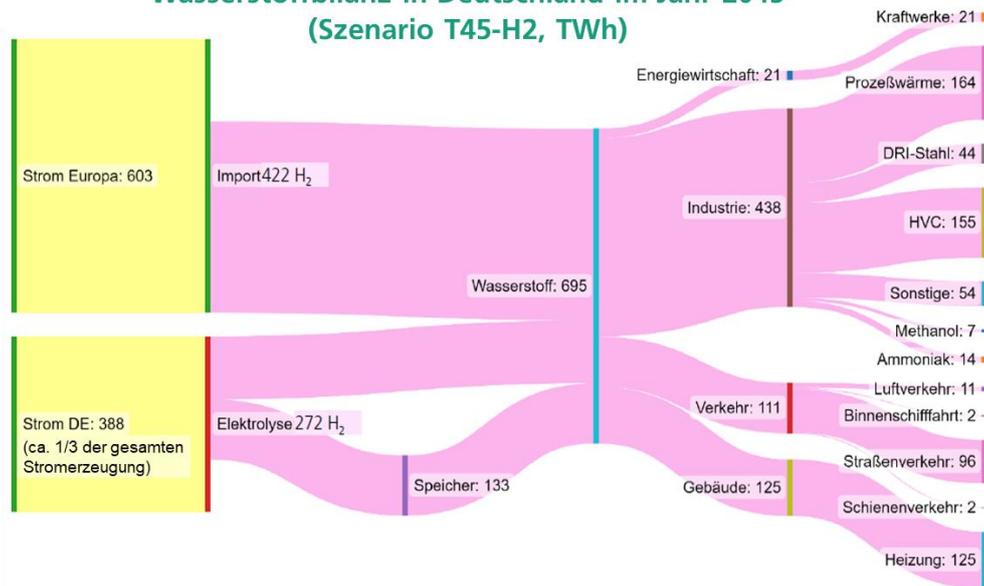
Zur Veranschaulichung sind die Wasserstoffbilanzen in beiden Szenarien nachfolgend dargestellt (s. Abbildung 33 und Abbildung 34). Anhand dieser Darstellung ist erkennbar, wo der grüne Strom zur Wasserstoffproduktion herkommt und in welchen Sektoren er im Jahr 2045 verwendet wird. Daraus wird demzufolge auch ersichtlich, in welchen Sektoren grüner Wasserstoff perspektivisch welche Beiträge zur Wertschöpfung leisten kann.

### Wasserstoffbilanz in Deutschland im Jahr 2045 (Szenario T45-Strom, TWh)



**Abbildung 33: Wasserstoffbilanz in Deutschland im Jahr 2045 im Szenario T45-Strom (Fraunhofer ISI et al. 2022)**

### Wasserstoffbilanz in Deutschland im Jahr 2045 (Szenario T45-H2, TWh)



**Abbildung 34: Wasserstoffbilanz in Deutschland im Jahr 2045 im Szenario T45-H2 (Fraunhofer ISI et al. 2022)**

Es wird deutlich, dass Deutschland im Szenario T45-H2 knapp 2/3 seines Wasserstoffbedarfs aus Importen decken muss, weil die EE-Stromerzeugungspotentiale in Deutschland für so einen hohen Wasserstoffbedarf nicht ausreichen bzw. weil der Import Kostenvorteile mit sich bringt. Demgegenüber ist der Wasserstoffbedarf im Szenario T45-Strom nur circa halb so hoch (363 TWh versus 695 TWh) und nur knapp die Hälfte davon muss importiert werden.

Folgende Faktoren haben darauf den größten Einfluss:

- Je mehr Hochtemperatur-Großwärmepumpen (bis ca. 200 °C) eingesetzt werden, desto geringer wird der Wasserstoffbedarf zur Bereitstellung von Prozesswärme (60 TWh im Szenario T45-Strom vs. 164 TWh im Szenario T45-H2).
- Der Wasserstoffbedarf im Straßenverkehr sinkt stark, wenn auch bei Bussen und LKW mehr auf die Elektromobilität gesetzt wird (0 TWh im Szenario T45-Strom vs. 96 TWh im Szenario T45-H2).
- Umso stärker die Gebäude saniert werden und je mehr auf Wärmepumpen, Geo- und Solarthermie, Abwärmenutzung sowie Wärmenetze gesetzt wird, desto geringer wird der Wasserstoffbedarf zum Heizen (0 TWh im Szenario T45-Strom vs. 125 TWh im Szenario T45-H2).
- Für die Versorgungssicherheit hat grüner Wasserstoff einen besonders hohen Wert, wenn er langfristig gespeichert und bei Bedarf in H<sub>2</sub>-Kraftwerken wieder rückverstromt werden kann (74 TWh im Szenario T45-Strom vs. 21 TWh im Szenario T45-H2).

Die Gegenüberstellung der Wasserstoffbilanzen zeigt deutlich, dass der gesamte Wasserstoffbedarf und die damit verbundenen Grünstrom-, Flächen- und Energieimportbedarfe umso geringer sind, je mehr der Wärmesektor und der Verkehrssektor elektrifiziert werden. In Anbetracht der bekannten Verzögerungen und Akzeptanzprobleme beim Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Stromnetze sowie der Herausforderung, die deutschen Energieimporte zu diversifizieren und im Einklang mit den nationalen und globalen Klimaschutz- und Nachhaltigkeitszielen zu gestalten, ist die große Bedeutung dieser Faktoren nicht zu unterschätzen.

Überdies zeigen die Wasserstoffbilanzen, welche Branchen bzw. Wertschöpfungsarme in beiden Szenarien künftig in Deutschland die größten Wasserstoffverbraucher sein werden. Diese sind insbesondere:

- Wasserstoffrückverstromung (21 – 74 TWh)

- Herstellung von grünem Stahl (44 TWh in beiden Szenarien)
- Herstellung von High Value Chemikalien (HVC 120 – 155 TWh)
- Erzeugung von Hochtemperatur-Prozesswärme (60 – 164 TWh)
- Produktion synthetischer Kraftstoffe/Power-to-Liquids (21 – 132 TWh)

Das heißt, wenn es darum geht, mit der lokalen Produktion von grünem Wasserstoff neue Wertschöpfungspotentiale im Landkreis Görlitz zu erschließen, dann ist ein Fokus auf die vorgenannten fünf Sektoren ratsam. Und damit verbunden auch auf die Verbrauchsschwerpunkte in und um Boxberg, Görlitz, Weißwasser und Zittau sowie auf die großen Industrieparks im und um den Landkreis Görlitz (z. B. Industriepark Schwarze Pumpe und BASF Chemiestandort Schwarzeheide).

Jene energieintensiven Industrien, welche potenziell die größte Wasserstoffnachfrage auf sich vereinen, sind allerdings im Landkreis Görlitz bisher kaum vertreten, wie die Ergebnisse der für den „H<sub>2</sub>-Masterplan Ostdeutschland“ im Jahr 2021 durchgeführten Analysen zeigen (s. Abbildung 35, Fraunhofer IEG et al. 2021). Die klimaneutrale Transformation und die Verfügbarkeit großer Mengen grünen Stroms bietet jedoch die Chance, dies für die Zukunft zu ändern und aktuelle Umfragen deuten auf eine wachsende Nachfrage nach grünem Wasserstoff auch im Landkreis Görlitz hin (siehe 3.7).

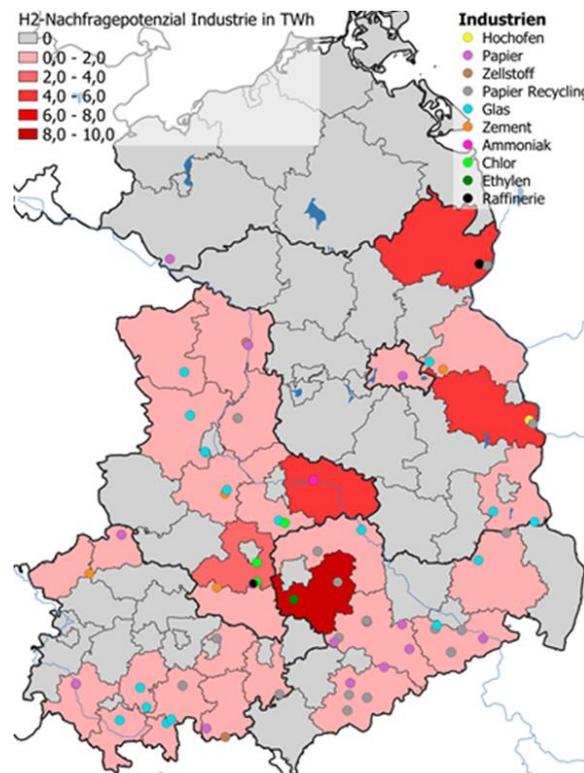


Abbildung 35: H<sub>2</sub>-Nachfragepotentiale der Industrie in Ostdeutschland (Fraunhofer IEG et al. 2021)

### EE-Ausbau und Wertschöpfung für die Energiewende sichern Akzeptanz, neues Wachstum und künftigen Wohlstand

Wenn in Deutschland derzeit von den Herausforderungen der Energiewende und der klimaneutralen Transformation die Rede ist, ist häufig zu vernehmen, woran es alles mangelt und was Deutschland daran hindern könnte, seine Ziele zu erreichen und Bedürfnisse zu erfüllen. Zum Beispiel: Zu hohe Kosten, zu langsamer Ausbau, zu hohe Energiekosten im Vergleich zu anderen Staaten der Welt, zu viel Bürokratie, zu lange Genehmigungsverfahren, zu wenig Fachkräfte und insbesondere Handwerker, fehlende Akzeptanz für Veränderungen, fehlende Gerechtigkeit, Überforderung der Bürgerinnen und Bürger.

Gleichzeitig zeigt aber Deutschlands derzeit wichtigste Branche, die Automobilindustrie, schon seit langem, dass es möglich ist, selbst gesteckte Ziele zu erreichen und Bedürfnisse in der Gesellschaft zu erfüllen bzw. zu wecken. Eckdaten der Automobilindustrie in Deutschland im Jahr 2022 waren (VDA 2023):

- 774.339 Beschäftigte (im Jahresmittel)
- 506 Mrd. Euro Umsatz (davon 30 % im Inland)
- 13 Mrd. Euro Bruttoanlageinvestitionen
- 26 Mrd. Euro Aufwendungen für interne Forschung und Entwicklung

Damit unmittelbar verbunden ist ein sehr großes und tiefes Wertschöpfungsnetzwerk in ganz Deutschland und darüber hinaus, welches für große Umsätze, Beschäftigung, Löhne, Gehälter und Steuereinnahmen sorgt und damit einen wertvollen und wertgeschätzten Beitrag zum Wohlstand Deutschlands leistet.

Auch die Energiewende und die klimaneutrale Transformation verursachen nicht nur Probleme, Aufwand und hohe Kosten, sondern ebenfalls sehr große Potentiale für höhere Umsätze und mehr Beschäftigung in neuen und bestehenden Unternehmen, für Löhne und Gehälter von Fachkräften und für Steuereinnahmen auf kommunaler und auf Bundesebene.

Die damit verbundenen Wertschöpfungspotentiale werden nachfolgend anhand der Dimensionen der wichtigsten Aufgaben zur Transformation des deutschen Energiesystems einmal veranschaulicht. Die angegebenen Werte stellen grob gerundete Netto-Zubauwerte aus den Szenarien T45-Strom und T45-H2 im Vergleich zum Stand des Jahres 2022 dar und basieren auf Angaben aus (Fraunhofer ISI et al. 2022).

- Netto-Zubau und Betrieb von >360 GW PV, >100 GW Onshore-Wind und >60 GW Offshore-Wind
- Neubau und Betrieb von rund 20.000 km Stromleitungen (Stromkreislänge) im Übertragungsnetz und ca. 100 GW Lastverstärkung im Verteilnetz
- Neubau und Betrieb von mind. 58 GW Elektrolyse und mind. 7.600 km Wasserstoffnetzen (davon ein Großteil aus der Umwidmung bestehender Gasnetze)
- Neubau und Betrieb von >40 GW H<sub>2</sub>-Rückverstromungskraftwerken sowie Wasserstoffspeichern mit einer Kapazität von ca. 70 TWh
- Neubau und Betrieb von jährlich rund 800 km neuen Trassen für Wärmenetze und 130.000 – 150.000 neuen Wärmenetzanschlüssen
- Neubau und Betrieb von mind. 90 GW Großwärmepumpen sowie starker Ausbau der Solar- und Geothermie sowie saisonaler Großwärmespeicher
- Herstellung und Installation von >17 Mio. neuen dezentralen Wärmepumpen
- Gebäudesanierung und -modernisierung mit einer Rate von mind. 1,5 % – 2,0 % jährlich

Alle genannten Wertschöpfungsfelder sind entscheidend bzw. kritisch für den Erfolg der Energiewende in Deutschland. Hinzu kommen noch die folgenden Wachstumsfelder, die ebenfalls enorme Wertschöpfungspotentiale in Deutschland – und damit auch im Landkreis Görlitz – versprechen:

- Zubau stationärer Stromspeicher (für Haushalte, Gewerbe, Industrie und das Energiesystem)
- Ausbau der Elektromobilität und Stärkung des ÖPNV und Schienenverkehrs
- Kreislaufwirtschaft, Wasserwirtschaft, Bioökonomie, Digitalisierung, ...

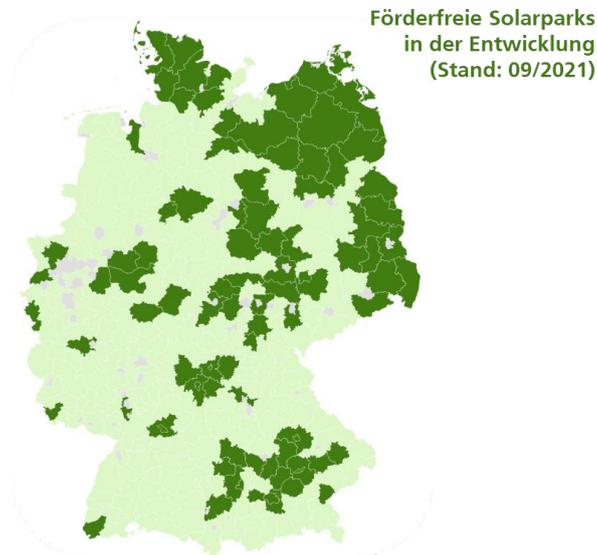
Diese Zahlen zeigen deutlich, welche Chancen sich für die Region ergeben, wenn sich die Unternehmen, Kommunen und Wirtschaftsförderungen des Landkreises darum kümmern, Unternehmen dieser Branchen und Wertschöpfungsbranche zu stärken und neu anzusiedeln – und wenn die Landes- und Bundespolitik die dafür notwendigen energie- und industriepolitischen Weichenstellungen vornimmt.

Passend dazu gaben ostdeutsche Unternehmen in einer Umfrage im Vorfeld des Ostdeutschen Wirtschaftsforums im Juni 2023 auch an, dass sie den Bereich der alternativen Energiegewinnung und -speicherung als größtes Wachstumsfeld betrachten würden (OWF 2023).

CO<sub>2</sub>-freie Lieferketten und stabile Strombezugskosten werden für alle Branchen und die Wirtschaft im Allgemeinen immer wichtiger. Das wachsende Interesse von Unternehmen an grünem Strom zeigt auch die Tatsache, dass sich zukunftsorientierte Unternehmen in Deutschland zunehmend in Regionen mit hohen Anteilen erneuerbarer Energien ansiedeln, dass immer mehr förderfreie PV-Freiflächenanlagen errichtet werden (s. Abbildung 36) und dass die Stromerzeugung aus diesen Anlagen ganz oder teilweise im Rahmen langfristiger Strombezugsverträge (Power Purchase Agreements, PPAs) an große Unternehmen vermarktet wird.

Dem „Marktmonitor Green PPAs 2021“ der Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)<sup>22</sup> sind dazu unter anderem folgende Aussagen zu entnehmen (DENA 2021):

- Für 90 % der Befragten waren PPAs künftig „wichtig“ oder „sehr wichtig“.
- Über die Hälfte der Abnehmer wünschte sich einen PPA-Anteil  $\geq 50$  %.
- Für 27 % war wichtig, dass der Grünstrom aus der Region kommt.



**Abbildung 36: Förderfreie PV-Freiflächenanlagen in Deutschland in der Entwicklung (Stand: 09/2021, pv magazine 2021)**

Aktuelle Pressemeldungen sowie die Erfahrungen aus zahlreichen Gesprächen und laufenden Projekten des Fraunhofer IEG zeigen überdies, dass große Industrieunternehmen, Energiekonzerne und Netzbetreiber zunehmend an Konzepten und Projekten für eine sichere und bezahlbare „24/7“-Versorgung mit grüner Energie für Industrie und Gewerbe arbeiten. Im Februar 2023 gab es beispielsweise die Nachricht, dass in Sachsen-Anhalt der Aufbau eines neuen Windparks zur Versorgung der neuen Fabrik des Intel-Konzerns geplant sei (DER SPIEGEL 2023).

Gleichwohl reizen das derzeitige Strommarktdesign und die Gestaltung der Netznutzungsentgelte (NNE) in den Stromverteilnetzen den lokalen bzw. regionalen Stromverbrauch bisher kaum an. Eine im Vergleich zum Abschluss eines typischen Grünstrom-PPA günstigere Versorgung mit Grünstrom aus der Region setzt beispielsweise bisher noch die Investition in eine Direktstromleitung voraus.

Um den EE-Ausbau weiter zu erhöhen und gleichzeitig Anreize für einen netzdienlichen EE-Ausbau sowie eine netzdienliche Entwicklung des Energiesystems und der Wirtschaft zu setzen, gibt es derzeit im BMWK

<sup>22</sup> 203 Umfrageteilnehmer, davon 20% Energieabnehmer

sowohl Überlegungen für die Aufteilung Deutschlands in Strompreiszonen<sup>23</sup> als auch zur Reform der NNE (Tagesschau 2023). Letztere wird seit einiger Zeit von den Landesregierungen jener Bundesländer mit hohen EE-Anteilen an der Stromerzeugung (Flächenländer in Nord- und Ostdeutschland) gefordert. Ziel ist es, die aktuelle Situation, bei der die Bundesländer mit großen EE-Anteilen am Stromverbrauch auch höhere Stromnetzentgelte (weil der Ausbaubedarf im Verteilnetz zum Anschluss der EE-Anlagen größer ist) und dadurch Nachteile haben, zu beseitigen und eine Regelung zu finden, bei der die Stromverbraucher:innen in allen Bundesländern einen angemessenen Beitrag zur Finanzierung des energiewendebedingten Stromnetzausbaus leisten.

### **Forcierung des Stromnetzausbaus als entscheidende Voraussetzung für den Kohleausstieg und Strukturwandelprojekte**

Unabhängig von den zuvor beschriebenen Entwicklungen und Trends besteht deutschlandweit weiterhin ein sehr großer Ausbaubedarf im Stromnetz, wie den Netzentwicklungsplänen der Übertragungsnetzbetreiber, den Netzausbauplänen der Verteilnetzbetreiber und der Fachpresse zu entnehmen ist. Vor diesem Hintergrund verfolgt die Bundesregierung das Ziel, Planungs-, Genehmigungs- und Realisierungszeiträume für den Netzausbau zu verkürzen (BMWK 2023a, BMWK 2023b). Zudem hat die Bundesnetzagentur (BNetzA) angekündigt, Investitionen in neue Anlagen von Netzbetreibern künftig über eine Erhöhung der Eigenkapitalverzinsung stärker fördern zu wollen (BNetzA 2023).

Aufgrund des enormen Investitionsbedarfs in die Stromnetze können die verantwortlichen Übertragungs- und Verteilnetzbetreiber den notwendigen Netzausbau zum Teil nur mit erheblichen Verzögerungen realisieren. In diesen Fällen ist es im Sinne des zu beschleunigenden EE-Ausbaus eine Möglichkeit, dass sich die Projektentwickler und Investoren von EE-Projekten selbst um die Planung, Finanzierung, Errichtung und den Betrieb eines Einsammelnetzes für den Strom aus den neuen EE-Anlagen kümmern (vgl. Kapitel 3.5.3). Insbesondere im Sinne der damit verbundenen Chancen für neue Wertschöpfung ist dies vor allem dann sinnvoll, wenn folgende drei Punkte damit einhergehen:

- Beschleunigung von Netzausbau und Netzanschluss (ggü. der bisherigen Planung der ÜNB und/oder VNB)
- Erhöhung der Akzeptanz für den EE-Ausbau durch ehrliches Bekenntnis der EE-Investoren zur Region und langfristige Bindung/Verwurzelung der Betreiber- und Projektgesellschaft(en) vor Ort
- Betrachtung und strategische Entwicklung der Betreiber-/Projektgesellschaft als Nukleus für weitere Energiewendeaktivitäten und die Realisierung weiterer Wertschöpfungspotentiale z.B.:
  - Regionale Grünstromvermarktung an Haushalte, Gewerbe und Industrie
  - Entwicklung von PtX-Projekten in den Bereichen Wärme, Wasserstoff und Mobilität
  - Kooperationen mit Kommunen, Stadtwerken und Netzbetreibern der Region zur Schließung von Lücken bei der Daseinsvorsorge im ländlichen Raum (z. B. Planung, Finanzierung, Aufbau und Betrieb sektorengekoppelter Nahwärmenetze)

Grundsätzlich wird es immer wichtiger, die Energiesystementwicklung und die Wirtschaftsförderung zusammen zu denken. Empfehlenswert sind dabei beispielsweise folgende Aktivitäten:

- ÜNB und VNB können noch proaktiver und transparenter werden, beispielsweise indem sie vorhandene Netzreserven digital zugänglich aufzeigen und im Einklang mit den Energiewendezielen vorausschauend neue Reserven im Netz schaffen.
- Die Netzbetreiber verfügen naturgemäß über große Datenmengen zu den bestehenden Netzinfrastrukturen, zu geplanten Netzanschlüssen und zu den energieverbrauchs- und netzauslastungsrelevanten Rahmenbedingungen und Einflussfaktoren in ihrem Netzgebiet. Die digitale Bereitstellung dieser Daten kann dazu beitragen, anderen Akteuren im Energiesystem sowie Unternehmen

<sup>23</sup> Mit dem Ziel, dass sich in Zeiten von Netzengpässen im Übertragungsnetz in einer Zone mit einem Stromüberschuss günstigere Stromgroßhandelsmarktpreise ergeben als in der Zone mit einer Stromunterdeckung. Dies soll sowohl Anreize für eine schnellere und zielgerichtetere Beseitigung von Netzengpässen schaffen als auch dazu führen, dass sich Stromverbräuche im Falle länger anhaltender oder dauerhafter Preisunterschiede aus Kostengründen in die Zone mit dem Stromüberschuss verlagern.

und Wirtschaftsförderern mehr Orientierung zu geben oder auch Planungs- und Genehmigungsprozesse zu beschleunigen. Dazu gehört insbesondere das Aufzeigen von Maßnahmen und optimaler Standorte für einen effizienten EE-Ausbau und die Entwicklung klimaneutraler Industrie- bzw. Wertschöpfungsbranche.

- Intensivierung und Digitalisierung der Zusammenarbeit von Wirtschaftsförderern, Kommunen, Behörden, Energienetzbetreibern und -versorgern
- Zusammenführung bestehender Gewerbeflächendatenbanken, Energieportale und Netzbetreiberdaten sowie Weiterentwicklung nützlicher Webportale und Online-Tools für die Analyse relevanter Geodaten

### **Die Energiewende in Kommunen – Zusammenhänge von regionaler Wertschöpfung, lokaler Akzeptanz und finanzieller Beteiligung**

Dass ein Zuwachs an regionaler Wertschöpfung und das Erzielen finanzieller Vorteile – entweder durch zusätzliche Einnahmen oder durch verringerte (Energie-)Kosten – akzeptanzfördernd für den Ausbau von erneuerbaren Energien und Stromnetzen wirken können, liegt auf der Hand. In einem aktuellen Forschungsprojekt mit dem Titel „Regionale Wertschöpfung, Beteiligung und Akzeptanz in der Energiewende“ wurden aus der Analyse der Umsetzung mehrerer, auf Deutschland verteilter Praxisbeispiele folgende Erkenntnisse abgeleitet (Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE) 2023):

- Eine Beteiligung von Kommunen und Bürger:innen an EE-Anlagen sichert den lokalen Verbleib der Wertschöpfung.
- Ein eigener Flächenbesitz für EE-Anlagen dient Kommunen als Grundlage gezielter Steuerung.
- Das (Mit-)Eigentum und die Kombination mehrerer Beteiligungsinstrumente schaffen breite Beteiligungsoptionen.
- Eine gute Kommunikation der Wertschöpfungseffekte durch EE-Anlagen an Bürger:innen ist essenziell.
- Ein niedrighschwelliger Zugang zu finanziellen Beteiligungsangeboten schafft eine Basis für weitere Aktivitäten.
- Kommunen müssen in ihrer zentralen Rolle in lokalen Energiewendeprozessen gefördert und befähigt werden.

Auch die sogenannten Energy Sharing-Modelle als eine spezielle Beteiligungsform für Bürgerenergiegesellschaften, bei denen die Bürger:innen sich nicht nur finanziell für den EE-Ausbau engagieren können, sondern zusätzlich auch den in ihren EE-Anlagen gemeinsam erzeugten Strom selbst verbrauchen dürfen, spielen eine wichtige Rolle für mehr Akzeptanz vor Ort – und damit auch für den Erfolg der Energiewende als solche (Bündnis für Bürgerenergie e.V. (BBEn) 2022). Diese Möglichkeit ist seit dem Jahr 2019 in der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU (Art. 22, RED II, Richtlinie 2018/2001/EU) mit einer Umsetzungsfrist bis Mitte 2021 verankert. Bisher wurde diese Möglichkeit jedoch noch nicht in deutsches Recht umgesetzt (Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) 2023).

Im Sinne einer konsistenten, effizienten und nachhaltigen Entwicklung des gesamten Energiesystems ist es wichtig, dass bei all diesen Initiativen und Projekten zum Ausbau der Erneuerbaren Energien und der Stromnetze die Sektorenkopplung stets mitgedacht wird.

Sowohl die integrierte Energiesystemplanung als auch die akzeptanzsteigernden Maßnahmen zur Beteiligung der Bürgerinnen und Bürger am EE-Ausbau sind mittelbar auch die Erstellung kommunaler Wärmepläne relevant. So sollen gemäß dem aktuellen Referentenentwurf des neuen Wärmeplanungsgesetzes vom 21. Juli 2023 alle Kommunen verpflichtet werden, je nach Einwohnerzahl bis spätestens zum 30. Juni 2028 kommunale Wärmepläne vorzulegen (BMWSB 2023).

Die transparente und partizipative Erstellung dieser kommunalen Wärmepläne bietet sowohl die Chance, die Sektoren für Strom, Gas und Wasserstoff mit zu betrachten, als auch Akzeptanz und Vertrauen der Bevölkerung für die Umsetzung der Energiewende zurückzugewinnen.

## Zusammenfassung – Die Energiewende als Wachstumsmotor für neue Wertschöpfung im Landkreis Görlitz

Die Kernaussagen zu den Themen Chancen für mehr regionale Wertschöpfung im Landkreis Görlitz lauten zusammengefasst:

- Der ländliche Raum ist mit seinem großem EE-Potential ein idealer Partner für Energieverbrauchs-zentren.
- Allein die direkte Wertschöpfung aus der Errichtung der neuen EE-Anlagen bis 2030 und des dafür notwendigen Stromeinsammelnetzes umfasst ein Investitionsvolumen von rund 2,2 Mrd. Euro. Der Betrieb und die Wartung und Instandhaltung aller bis 2030 neu ans Netz angeschlossenen EE-Anlagen sowie die Gemeindeabgabe entsprechen überdies einer Wertschöpfung von rund 45 Mio. Euro pro Jahr.
- Es wird empfohlen, die künftige EE-Strom- und H<sub>2</sub>-Produktion im Landkreis Görlitz sowohl für den Bedarf vor Ort als auch für den Industriepark Schwarze Pumpe zu nutzen.
- Es sollten zielgerichtet energieintensive Industrien und energiewendekritische Wertschöpfungs-netzwerke angesiedelt werden, um die vor Ort erzeugte grüne Energie so weit wie möglich regio-nal zu verbrauchen und dadurch indirekt auch die NNE für alle Verbraucher:innen zu senken.
- Vor allem aus Akzeptanzgründen erscheint es notwendig, die Bürgerbeteiligung erhöhen – sowohl finanziell als auch über Vergünstigungen beim Bezug grüner Energie – und den kommunalen Ein-fluss auf Energiesystementwicklung (wieder) zu stärken.
- Dabei gilt es nach Möglichkeit, die lokalen Stadtwerke und regionalen Energieversorger als Syno-nym für eine stabile Wertschöpfung vor Ort (wieder)zu beleben.
- Hierzu ist es auch erforderlich, bestehende Kooperationen von Wirtschaftsförderern, Energiever-sorgern, Kommunen und Behörden zu intensivieren und ggf. neue zu etablieren.
- Alle Beteiligten sollten die Erstellung kommunaler Wärmepläne und die integrierte Energiesyste-mentwicklung als DIE Zukunftsaufgabe der nächsten Jahre verstehen (Kern der Daseinsvorsorge, der Staat kümmert sich).

## 5 Literaturverzeichnis

---

50Hertz Transmission (Hg.) (2020): Informationen für Grundstückseigentümer. Merkblatt.

Agentur für Erneuerbare Energien e.V. (AEE) (Hg.) (2023): RENEWS SPEZIAL: Die Energiewende in Kommunen. Zusammenhänge von regionaler Wertschöpfung, lokaler Akzeptanz und finanzieller Beteiligung. Hildebrand, J. (IZES); Jahnel, V. (AEE); Rau, I. (IZES); Salecki, S. (IÖW). Online verfügbar unter [https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/5141.AEE\\_Renews\\_Spezial\\_92\\_ReWA.pdf](https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/5141.AEE_Renews_Spezial_92_ReWA.pdf), zuletzt geprüft am 18.08.2023.

BMWK (2023a): Aktueller Stand des Netzausbaus. Online verfügbar unter [https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=5](https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Downloads/M-O/netzausbau-schreitet-voran.pdf?__blob=publicationFile&v=5), zuletzt geprüft am 18.08.2023.

BMWK (2023b): Ein Stromnetz für die Energiewende. Netze und Netzausbau. Online verfügbar unter <https://www.bmwk.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>, zuletzt geprüft am 18.08.2023.

BMWSB (2023): Entwurf eines Gesetzes für die Wärmeplanung und zur Dekarbonisierung der Wärmenetze. Gesetzgebungsverfahren. Online verfügbar unter <https://www.bmwsb.bund.de/SharedDocs/gesetzgebungsverfahren/Webs/BMWSB/DE/kommunale-waermeplanung.html>, zuletzt aktualisiert am 16.08.2023, zuletzt geprüft am 18.08.2023.

BNetzA (2023): Eckpunkte zu Eigenkapitalverzinsung im Strom- und Gasbereich. Online verfügbar unter [https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230607\\_Eckpunkte\\_EKZ.html](https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Pressemitteilungen/DE/2023/20230607_Eckpunkte_EKZ.html), zuletzt aktualisiert am 07.06.2023, zuletzt geprüft am 18.08.2023.

Bömer, Jens (2012): Bewertung von Einspeisenetzen. Kurzstudie. Hg. v. BWE.

Bons, Marian; Knapp, Johannes; Steinbacher, Karoline; Greve, Marco; Grigoleit, Klaus Joachim; Kippelt, S.; Burges, Karsten (2020): Verwirklichung des Potenzials der erneuerbaren Energien durch Höherauslastung des Bestandsnetzes und zügigen Stromnetzausbau auf Verteilnetzebene. Hg. v. UBA.

Braun, Martin; Becker, Holger; Dasenbrock, Johannes; Horst, Daniel; Scheidler, Alexander; Krybus, Ilja et al. (2018): Verteilnetzstudie Hessen 2024-2034. BearingPoint; Fraunhofer IEE.

Brückl, Oliver (2023): Hemmnisse im Verteilnetzausbau und deren Überwindung. Gutachten im Auftrag der Fraktion BÜNDNIS 90/DIE GRÜNEN im Bayerischen Landtag.

Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE) (Hg.) (2023): Eckpunkte eines Energy Sharing Modells. Positionspapier. Online verfügbar unter [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Positionspapiere/2023/20230417\\_BEE\\_Positionspapier\\_Energy\\_Sharing\\_Model.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Redaktion/Dokumente/Meldungen/Positionspapiere/2023/20230417_BEE_Positionspapier_Energy_Sharing_Model.pdf), zuletzt geprüft am 18.08.2023.

Bündnis für Bürgerenergie e.V. (BBEn) (Hg.) (2022): Energy Sharing: Eine Potenzialanalyse. Gemeinschaftlich Strom im Verteilnetz erzeugen und nutzen: Eine Studie zum Umsetzungsvorschlag im Rahmen von Artikel 22 der Erneuerbare-Energien-Richtlinie der EU. IÖW. Online verfügbar unter [https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user\\_upload/downloads/Studien/Energy\\_Sharing\\_Eine\\_Potenzialanalyse\\_02052022.pdf](https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Studien/Energy_Sharing_Eine_Potenzialanalyse_02052022.pdf), zuletzt geprüft am 18.08.2023.

Consentec; Frontier Economics (Hg.) (2019): Gutachten zur regulatorischen Behandlung unterschiedlicher Kostenarten vor dem Hintergrund der ARegV-Novelle für Verteilnetzbetreiber.

DENA (2021): Marktmonitor Green PPAs. Online verfügbar unter <https://www.dena.de/newsroom/publicationsdetailansicht/pub/marktmonitor-green-ppas/>, zuletzt geprüft am 18.08.2023.

DER SPIEGEL (2023): Sachsen-Anhalt erwägt eigenen Windpark für Intel-Chipfabrik. Stromversorgung für riesiges Werk. Unter Mitarbeit von Peter Maxwill. Online verfügbar unter <https://www.spiegel.de/politik/deutschland/sachsen-anhalt-intel-chipfabrik-koennte-eigenen-windpark-bekommen-a-1644918f-1985-4219-9fb4-00518936ef71>, zuletzt aktualisiert am 03.02.2023, zuletzt geprüft am 18.08.2023.

EEG 2023 (26.07.2023): EEG 2023. Online verfügbar unter [https://www.gesetze-im-internet.de/eeg\\_2014/EEG\\_2023.pdf](https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2023.pdf), zuletzt geprüft am 18.08.2023.

Fietze, Daniela; Kahl, Hartmut (2019): Das Energieversorgungsnetz: Eine kritische Bestandsaufnahme der aktuellen Rechtslage und Ansätze zur Vereinheitlichung energierechtlicher Netzbegriffe. Hg. v. Stiftung Umweltenergierecht.

Fraunhofer IEG et al. (2021): H2-Masterplan für Ostdeutschland. Online verfügbar unter <https://h2-masterplan-ost.de/>, zuletzt geprüft am 18.08.2023.

Fraunhofer ISI et al. (2022): Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland 3. T45-Szenarien. Online verfügbar unter <https://www.langfristszenarien.de/>.

Frontier Economics, White & Case (Hg.) (2016): Entschädigung von Grundstückseigentümern und Nutzern beim Stromnetzausbau - Eine Bestandsaufnahme. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).

Fuchs, Andre; Pfeiffer, Klaus (2013): Studie zu separaten Netzen.

Koch, Matthias; Spier, Christoph (2018): Kleine oder große Netzgesellschaft? In: *et* 68 (11), S. 56–59.

Kolster, Till (2022): Reliable flexibility provision from distribution systems to enable higher grid utilization by curative operation. Methods to analyze distributed flexibility potentials and algorithms to calculate flexibility sets that can be safely provided by distribution grids.

Kost, C.; Shammugam, S.; Fluri, V.; Peper, D.; Davoodi Memar, A.; Schlegl, T. (2021): Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien. Juni 2021. Fraunhofer ISE. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/de/veroeffentlichungen/studien/studie-stromgestehungskosten-erneuerbare-energien.html>, zuletzt geprüft am 18.08.2023.

OWF (2023): Jahreskonferenz OWF23. Online verfügbar unter [https://ostdeutscheswirtschaftsforum.de/wp-content/uploads/2023/06/PM\\_OWTF\\_Transformationsbarometer-2023.pdf](https://ostdeutscheswirtschaftsforum.de/wp-content/uploads/2023/06/PM_OWTF_Transformationsbarometer-2023.pdf), zuletzt geprüft am 18.08.2023.

pv magazine (Hg.) (2021): PPA-Photovoltaik-Projekte zeigen 2021 ein starkes Wachstum. Beitrag von Enervis Energy Advisors GmbH. Online verfügbar unter <https://www.pv-magazine.de/2021/09/27/ppa-photo-voltaik-projekte-zeigen-2021-ein-starkes-wachstum/>, zuletzt aktualisiert am 27.09.2021, zuletzt geprüft am 18.08.2023.

Schnabel, Stefan; Haubold, Sebastian (2015): Reformbedarf bei der Kapitalkostenkalkulation der Netzbetreiber. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 65 (6), S. 72–78.

Tagesschau (Hg.) (2023): Habeck will Netzentgelte für Länder mit viel Erneuerbaren senken. Rundfunk Berlin-Brandenburg. Online verfügbar unter <https://www.tagesschau.de/inland/regional/brandenburg/rbb-habeck-will-netzentgelte-fuer-laender-mit-viel-erneuerbaren-senken-102.html>, zuletzt aktualisiert am 12.06.2023, zuletzt geprüft am 18.08.2023.

VDA (2023): VDA Jahreszahlen 2022. Zahlen und Daten Allgemeines Angaben zu Forschungsausgaben, Umsätzen und Beschäftigten in der Automobilwirtschaft. Online verfügbar unter <https://www.vda.de/de/aktuelles/zahlen-und-daten/jahreszahlen/allgemeines>, zuletzt geprüft am 18.08.2023.

VDE FNN (2021): Ermittlung Netzanschlusspunkt für Anlagen nach EEG/KWKG. VDE FNN Hinweis.

Zeller, Horst; Seemann, Stefan; Kirchner, Lukas (2017): Innovative, private Netzstrukturen im bestehenden Rechtsrahmen - Anspruch und Wirklichkeit. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 67 (1/2), S. 52–55.