

Pilotprojekt Dezentralisierung

Stärkere Dezentralisierung des bundesdeutschen Strom-Wärme-Systems: Rechtliche und organisatorische Rahmenbedingungen sowie infrastrukturelle Folgen

Beauftragt durch:



Rheinland-Pfalz

MINISTERIUM FÜR UMWELT,
ENERGIE, ERNÄHRUNG
UND FORSTEN

Freiburg, 22.02.2021

Autorinnen und Autoren

Dr. Matthias Koch

Moritz Vogel

Christoph Heinemann

Dr. Tilman Hesse

Dr. Dierk Bauknecht

Dr. Marion Wingenbach

(*Öko-Institut e.V.*)

Dr. Eckehard Tröster

Daniel Masendorf

Sabrina Hempel

Leonard Hülsmann

Peter-Philipp Schierhorn

(*Energynautics GmbH*)

Dr. Markus Kahles

Anna Halbig

Dr. Maximilian Wimmer

(*Stiftung Umweltenergierecht*)

Kontakt

info@oeko.de

www.oeko.de

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71

79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173

79100 Freiburg

Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Borkumstraße 2

13189 Berlin

Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95

64295 Darmstadt

Telefon +49 6151 8191-0

Kontakt Daten des Unterauftragnehmers

Energynautics GmbH

Dr. Eckehard Tröster

Robert-Bosch-Str. 7

64293 Darmstadt

Tel. +49 (0)6151 78581 03

Fax: +49 (0)6151 78581 13

Email: e.troester@energynautics.com

Kontakt Daten des Unterauftragnehmers

Stiftung Umweltenergierecht

Dr. Markus Kahles

Ludwigstraße 22

97070 Würzburg

Tel. +49 (0)931 794077-16

Fax: +49 (0)931 7940 77-29

Email: kahles@stiftung-umweltenergierecht.de

Zusammenfassung

Das Stromsystem in Deutschland und in Rheinland-Pfalz befindet sich durch den Ausbau erneuerbarer Energien in einem Wandel. Um die Klimaschutzziele und die Ausbauziele für erneuerbare Energien zu erreichen, werden insbesondere dezentrale PV- und Windenergieanlagen realisiert. Diese lösen zunehmend zentrale Großkraftwerke, welche auf fossilen Energieträgern beruhen, ab. Durch die steigende Elektrifizierung und Sektorenkopplung kommt erneuerbarer Strom verstärkt auch in den Sektoren Wärme und Mobilität zum Einsatz.

Durch die Dezentralisierung des Stromsystems bekommen Stakeholder mehr und mehr die Möglichkeit, sich partizipativ oder auch finanziell am Energiesystem zu beteiligen. Diese tiefgreifende Veränderung macht eine enge politische Begleitung notwendig. Denn am Ende dieses Wandels soll ein kosteneffizientes, versorgungssicheres und erneuerbares Strom-Wärmesystem stehen. Um zu diesem Zielzustand zu kommen, sind bei der Gestaltung des systemischen Wandels politische Entscheidungen auf unterschiedlichen Ebenen notwendig.

Eine Dezentralisierung der Stromerzeugung erscheint dabei besonders aufgrund des dezentralen Charakters von Photovoltaikanlagen und von Windenergieanlagen an Land unumgänglich. Einzig Windenergieanlagen auf See stellen dabei eine zentrale und lastferne Erzeugungstechnologie dar. Der Gestaltungsspielraum für eine Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems geht jedoch über die Form der erneuerbaren Stromerzeugung hinaus. Der Gestaltungsspielraum betrifft beispielsweise auch die Frage, wie die regionale Verteilung der EE-Anlagen aussehen soll. Darüber hinaus sind die Beteiligungsmöglichkeiten für Bürgerinnen und Bürger so zu gestalten, dass diese sich an der Gestaltung der Energiewende beteiligen und von deren Vorteilen profitieren können.

Um den eher technischen Entscheidungsraum der Transformation des Energiesystems aufzuzeigen, wird dieser in Kapitel 2 anhand der verschiedenen Systemdimensionen eines Strom-Wärme-Systems aufgespannt (Erzeugung, Flexibilität, Optimierungsebene und Akteure) und es werden die Stärken und Schwächen von Dezentralisierung beschrieben. In Kapitel 3 wird eine Bestandsaufnahme dezentraler Konzepte vorgenommen, wobei neben technischen Aspekten auch die beteiligten Akteure betrachtet werden. Schließlich werden in Kapitel 4 zentrale und dezentrale Konzepte hinsichtlich verschiedener Kategorien (volkswirtschaftliche Kosten, Netzausbau, regionale Wertschöpfungseffekte, Beiträge zur Versorgungssicherheit sowie Kosteneffizienz von Strom- und Regelleistungsmärkten einschließlich regionaler Preiszonen) und basierend auf einer Literaturlauswertung miteinander verglichen.

Die Dimension der Optimierungsebene wird in Kapitel 5 modellgestützt untersucht. Im Rahmen einer Szenarienanalyse werden für Rheinland-Pfalz für die Stützjahre 2030, 2040 und 2050 die Effekte einer dezentralen Optimierungsebene im Vergleich zu einer zentralen Optimierungsebene quantitativ bestimmt. Dabei werden die Ergebnisse sowohl für Rheinland-Pfalz insgesamt als auch für typische Waben innerhalb von Rheinland-Pfalz ausgewiesen.

Daran anschließend werden in Kapitel 6 verschiedene Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen bei einer stärkeren Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems auf Bundes- und Landesebene thematisiert. In Kapitel 7 werden die möglichen Auswirkungen eines stärker dezentralisierten Strom-Wärme-Systems auf die organisatorischen Rahmenbedingungen und das sich verändernde Rollenverständnis sowie die Aufgaben der beteiligten Akteure dargestellt.

Abschließend werden in Kapitel 8 die infrastrukturellen Folgen einer Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems für Strom-, Gas-, Wärme- und Wasserstoffnetze betrachtet.

Die in den genannten Kapiteln erarbeiteten Erkenntnisse sind die Grundlage für politische Leitplanken, die in Kapitel 9 beschrieben werden. Politische Entscheidungen und die dazugehörigen Instrumente sollten sich an diesen Leitplanken orientieren, um so einen möglichst großen Nutzen aus einer Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems zu erzielen.

Nachfolgend werden die 15 Leitplanken zusammenfassend und thematisch gruppiert beschrieben:

Energieeffizienz

Vorrangig und unabhängig von der zentralen oder dezentralen Ausgestaltung in den einzelnen Dimensionen sind die energetischen Effizienzpotenziale möglichst vollständig zu erschließen. Das umfasst alle Endverbrauchssektoren und alle Energieträger. Nimmt der zu deckende Energiebedarf durch Effizienzmaßnahmen ab, ist das 100% EE-Ziel leichter zu erreichen (**Leitplanke 1**).

Stromerzeugung

Wind- und PV-Energieanlagen befinden sich aufgrund ihrer technischen Eigenschaften auf den unteren Netzebenen und werden häufig in der Nähe von Verbrauchern ausgebaut. Eine Dezentralisierung der Stromerzeugung findet somit bis zu einem gewissen Grad ohnehin statt. Damit das 100% EE-Ziel bis zum Jahr 2030 erreicht werden kann, sollte der Ausbau von Wind- und PV-Energieanlagen weiterhin gefördert werden (**Leitplanke 2**).

Zu einem Großteil wird in den Verteilnetzen die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr stattfinden. Die neuen Verbraucher erhöhen den Strombedarf und sollten möglichst vor Ort mit erneuerbarem Strom versorgt werden. Eine voranschreitende Sektorenkopplung sollte somit mit einem lokalen Ausbau erneuerbarer Energien begleitet werden (**Leitplanke 3**).

Damit sich die Erzeugungsprofile von Wind- und PV-Energieanlagen gut ergänzen können, sollte auf ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen diesen Technologien geachtet werden. So können technologische Ausgleichseffekte genutzt werden, die die Anforderungen an Netze und Flexibilitätsoptionen reduzieren (**Leitplanke 4**).

Ebenso können durch eine gleichmäßige regionale Verteilung räumliche Ausgleichseffekte genutzt werden. Ein Mangel an Erzeugung in einer Region kann idealerweise durch die Stromerzeugung in einer anderen Region kompensiert werden (**Leitplanke 5**).

Durch die breite Verteilung erneuerbarer Energieanlagen können sich Bürgerinnen und Bürger leichter an diesen Anlagen beteiligen. Neben der finanziellen Beteiligung an Kraftwerksprojekten in ihrer direkten Nähe sollte auch auf eine prozedurale Beteiligung im Genehmigungsprozess geachtet werden (**Leitplanke 6**).

Um die zukünftig stark steigende Stromnachfrage zu decken, müssen langfristig alle geeigneten Potenziale für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erschlossen werden. Der Strommix setzt sich dann in erster Linie aus onshore und offshore Windenergie sowie aus PV-Strom zusammen. Dezentrale und zentrale Erzeugungstechnologien versorgen gemeinsam das Stromsystem (**Leitplanke 7**).

Flexibilität

Das Stromnetz als günstigste und zentrale Flexibilitätsoption wird auch in Zukunft eine wichtige Rolle spielen. Gleichzeitig unterstützen auch dezentrale Flexibilitätsoptionen, wie Batteriespeicher oder Lastmanagement, den Ausbau erneuerbarer Energien, indem sie Erzeugungsspitzen abfangen und die Stromeinspeisung bzw. den Stromverbrauch zeitlich verschieben. Der EE-Ausbau sollte deshalb mit einem Ausbau dezentraler Flexibilitätsoptionen einhergehen (**Leitplanke 8**).

Befinden sich die dezentralen Flexibilitätsoptionen im Eigentum oder Einflussbereich der Stromverbraucher, werden Haushalte und Gewerbebetriebe ein aktiver Teil des Energiesystems. Die aktive Beteiligung durch dezentrale Technologien kann zu einer erhöhten Akzeptanz eines erneuerbaren Strom-Wärme-Systems beitragen (**Leitplanke 9**).

Optimierungsebene

Im Bereich der Optimierung des Stromsystems sollte ein zentral organisierter Stromhandel beibehalten werden. Dieser ermöglicht einen größtmöglichen Wettbewerb, wobei gleichzeitig Marktmacht auf ein Minimum reduziert wird und regionale Ungleichgewichte ausgeglichen werden (**Leitplanke 10**).

Die in dieser Studie durchgeführte Modellierung am Fallbeispiel Rheinland-Pfalz (Kapitel 5) zeigt, dass eine dezentrale Optimierung zu höheren Strompreisen führt. Der in der Modellierung bestimmte Netzausbau wurde durch die Art der Optimierungsebene nicht beeinflusst, da er in beiden Fällen erst nach dem Einsatz der Flexibilitätsoptionen ausgeführt wird. Eine signifikante Vermeidung von Netzausbau kann zusätzlich zur dezentralen Optimierungsebene nur durch große Speicherkapazitäten erreicht werden. Deren Kosten übersteigen jedoch die des Netzausbaus. Demzufolge sollte selbst bei steigender Dezentralisierung von Stromerzeugung und Flexibilitätsoptionen eine zentrale Optimierung beibehalten werden, um einen ineffizienten Ausbau und Einsatz von Erzeugungs- und Speichertechnologien zu vermeiden. Zusätzliche dezentrale Elemente, wie zum Beispiel Eigenverbrauch oder peer-to-peer Konzepte, können jedoch sinnvoll in die zentrale Optimierung eingebunden werden.

Rechtliche Rahmenbedingungen

Zentrale Leitplanke bei der Weiterentwicklung des Rechtsrahmens ist die Vereinbarkeit mit Verfassungs- und Europarecht. Innerhalb dieses Rahmens bestehen Spielräume für eine Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen eines dezentralen Strom-Wärme-Systems. (Gemeinsame) Eigenversorgung, EE-Gemeinschaften, die effizientere Flächenausnutzung für PV-Anlagen auf überdachten Stellplatzflächen oder Gebäuden sowie die Nutzung von regional erzeugtem EE-Strom als Standortfaktor (vgl. Kapitel 6) können durch neue Rahmenbedingungen auf Bundes- und Landesebene erleichtert und gefördert werden (**Leitplanke 11**).

Anzahl und Größe der beteiligten Akteure

Es sollte generell eine breite Teilnahme von Bürgerinnen und Bürgern an der Energiewende angestrebt werden. Dies kann die Akzeptanz für die Energiewende erhöhen. Ein Strom-Wärme-System mit dezentralem Fokus bietet dabei die Gelegenheit, die verschiedenen Akteure auf lokaler und regionaler Ebene anzusprechen und stärker einzubinden (**Leitplanke 12**).

Netzgebundene Infrastruktur

Netze für Strom, Wärme und Wasserstoff bilden in Zukunft das Rückgrat eines funktionierenden Energiesystems. Sie erhöhen die Flexibilität in den entsprechenden Sektoren und ermöglichen eine sichere Versorgung.

Stromnetze

Stromnetze spielen für die kosteneffiziente Integration erneuerbarer Energien eine entscheidende Rolle. Schon jetzt ist bundesweit ein deutlicher Ausbau der Übertragungsnetze entsprechend dem Netzentwicklungsplan Strom vorgesehen. Zusätzlich dazu besteht auch in den Verteilnetzen ein hoher Ausbaubedarf. Zwar lässt sich ein schleppender Stromnetzausbau durch dezentrale Flexibilität zeitlich kompensieren, vollständig ersetzen lässt er sich jedoch nicht. In Zukunft wird es somit wichtig sein, die zeitlich intensive Planungsphase zu beschleunigen und die oft geringe Akzeptanz dieser Flexibilität durch Partizipation zu erhöhen (**Leitplanke 13**).

Wärmenetze

Wärmenetze bilden als Teil der kommunalen Wärmeplanung einen wichtigen Baustein für dezentrale Strom-Wärme-Systeme in Kommunen und Quartieren. Neben einem Neu- und Ausbau solcher Netze sind allerdings zunächst Sanierungs- und Effizienzpotenziale so weit wie möglich zu erschließen. Ansonsten besteht die Gefahr, dass ein zu hoher Energiebedarf bestehen bleibt, der mit den nur in begrenztem Umfang zur Verfügung stehenden erneuerbaren Energien schwer zu decken sein wird. Mit Blick auf die Sektorenkopplung bieten sich vor allem (Groß-) Wärmepumpen als effiziente Wärmeerzeugungstechnologie an (**Leitplanke 14**).

Wasserstoffnetze

In dezentralen Strom-Wärme-Systemen kann die Endenergienachfrage für Gebäudewärme und Mobilität effizient durch eine direkte Elektrifizierung gedeckt werden, also über Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge. In Einzelfällen kann auch Wasserstoff eingesetzt werden, insbesondere wenn eine direkte Elektrifizierung nicht oder nur sehr schwer umsetzbar ist (z.B. für den Schwerverkehr). Die punktuelle Versorgung dieser Verbraucher mit Wasserstoff erscheint sinnvoller als eine flächendeckende Nutzung von Wasserstoff.

Hauptabnehmer für Wasserstoff ist zunächst die Stahl- und Chemieindustrie, die Wasserstoff beispielsweise als kohlenstoffreies Reduktionsmittel oder für die Ammoniakherstellung einsetzt. Für diese Industriestandorte ist es wichtig, dass sie an ein überregionales Wasserstofffernleitungsnetz angeschlossen sind (**Leitplanke 15**).

Executive Summary

The electricity system in Germany and in Rhineland-Palatinate is undergoing a transformation due to the expansion of renewable energies. In order to achieve climate protection goals and the expansion goals for renewable energies, decentralised PV and wind energy plants in particular are being installed. These increasingly replace centralised large-scale power plants based on fossil fuels. Due to increasing electrification and sector coupling, renewable electricity is also increasingly being used in the heating and mobility sectors.

Through the decentralisation of the electricity system, stakeholders are increasingly given the opportunity to get involved in the energy system in a participatory or financial way. This far-reaching change requires close political support. After all, at the end of this change there should be a cost-efficient, reliable and renewable electricity-heat system. In order to achieve this goal, political decisions at different levels are necessary to shape the systemic change.

A decentralised set-up of electricity generation seems unavoidable, especially due to the decentralised character of photovoltaic systems and onshore wind turbines. Only offshore wind turbines represent a centralised and load-remote generation technology. However, the scope for decentralising the electricity-heat system goes beyond the type of renewable energy generation. The scope for design also concerns, for example, the question of how renewable energy plants should be distributed. Furthermore, citizens' opportunities for involvement must be designed in such a way that they can participate in shaping the energy transition and benefit from its advantages.

The technical decision space of the transformation of the energy system is described in chapter 2 on the basis of different system dimensions of an electricity-heat system (generation, flexibilities, optimisation level and actors). In this chapter the strengths and weaknesses of decentralisation are described. In chapter 3, an inventory of decentralised concepts is taken, whereby the actors involved are considered in addition to technical aspects. Finally, chapter 4 compares centralised and decentralised concepts with regard to various indicators (economic costs, grid expansion, regional value creation effects, contributions to security of supply as well as cost efficiency of electricity and control power markets including regional price zones) based on a literature review.

The dimension of the optimisation level is investigated in chapter 5 on the basis of a model. Within the framework of a scenario analysis, the effects of decentralised optimisation are quantified for Rhineland-Palatinate for the base years 2030, 2040 and 2050 in comparison to centralised optimisation. The results are shown both for Rhineland-Palatinate as a whole and for typical decentralised energy combs within Rhineland-Palatinate.

Chapter 6 then discusses various possibilities for further developing the legal framework in case the power-heat system is decentralised to a greater extent at federal and state levels. Chapter 7 describes the possible effects of a more decentralised power-heat system on the organisational framework and the changing roles and tasks of the actors involved.

Finally, chapter 8 considers the infrastructural consequences of decentralising the power-heat system for electricity, gas, heat and hydrogen grids.

The insights gained in the above chapters are the basis for political guidelines, which are described in chapter 9. Political decisions and the associated instruments should be oriented towards these guidelines in order to achieve the greatest possible benefit from decentralising the power-heat system.

These 15 guidelines are described below in summary and grouped thematically:

Energy efficiency

As a matter of priority and independent of the centralised or decentralised design in the individual dimensions, all energy efficiency potentials must be exploited as much as possible. This includes all sectors and all energy sources. If the energy demand to be covered decreases through efficiency measures, the 100% RES target is easier to achieve (**guideline 1**).

Electricity generation

Wind and PV energy plants are located on the lower grid levels due to their technical characteristics, and they are often expanded near consumers. Electricity generation is therefore decentralised to a certain extent anyway. In order to achieve the 100% RES target of Rhineland-Palatinate by 2030, the expansion of wind and PV energy plants should continue to be promoted (**guideline 2**).

The coupling of the electricity, heat and transport sectors will largely take place in the distribution grids. New consumers increase the demand for electricity and should be supplied with renewable electricity locally if possible. Progressive sector coupling should therefore be accompanied by a local expansion of renewable energies (**guideline 3**).

For the generation profiles of wind and PV energy plants to complement each other well, attention should be paid to a balanced ratio between these technologies. This way, technological balancing effects can be used to reduce the demands on grids and flexibility options (**guideline 4**).

Similarly, spatial balancing effects can be used through an even regional distribution. This way a lack of generation in one region can ideally be compensated by electricity generation in another region (**guideline 5**).

The broad distribution of renewable energy plants makes it easier for citizens to participate in these plants. In addition to financial participation in power plant projects in their immediate vicinity, procedural participation in the approval process should equally be taken into account (**guideline 6**).

In order to meet the strong increase in electricity demand in the future, all suitable potential for electricity generation from renewable energies must be exploited in the long term. The electricity mix will then be primarily composed of onshore and offshore wind energy and PV electricity. Decentralised and centralised generation technologies jointly supply the electricity system (**guideline 7**).

Flexibility

The electricity grid will continue to play an important role in the future as the cheapest and most centralised flexibility option. At the same time, decentralised flexibility options, such as battery storage or load management, also support the expansion of renewable energies by absorbing generation peaks and shifting electricity feed-in or consumption over time. RES expansion should therefore be accompanied by an expansion of decentralised flexibility options (**guideline 8**).

If the decentralised flexibility options are owned or influenced by electricity consumers, households and commercial enterprises become an active part of the energy system. Active participation through decentralised technologies can contribute to an increased acceptance of a renewable power-heat system (**guideline 9**).

Optimisation level

In the area of optimising the electricity system, electricity trading through a single centralised market should be maintained. This enables the greatest possible competition, while at the same time reducing market power and particular regional imbalances to a minimum (**guideline 10**).

The modelling carried out in this study using Rhineland-Palatinate as a case study (chapter 5) shows that decentralised optimisation leads to higher electricity prices and only a limited reduction in grid expansion. A significant grid expansion can only be avoided through large storage capacities. However, their costs exceed those of grid expansion. Consequently, even with increasing decentralisation of electricity generation and flexibility options, centralised optimisation should be maintained in order to avoid inefficient expansion and use of generation and storage technologies. However, additional decentralised elements, such as self-consumption or peer-to-peer concepts, can be usefully integrated into the centralised optimisation layout.

Legal framework

Central to further developing the legal framework is the requirement that the framework is compatible with constitutional and European law. Within this scope, there is room for further developing the framework conditions of a decentralised power-heat system. (Shared) energy supply, RES communities, more efficient use of space for PV systems on roofed parking spaces or buildings, and the use of regionally generated RES electricity as a location factor (cf. chapter 6) can be facilitated and promoted by new framework conditions at the federal and state level (**guideline 11**).

Number and size of actors involved

In general, the energy transition should aim at a broad involvement of citizens, thus increasing their acceptance of the transition. A power-heat system with a decentralised focus offers the opportunity to approach the different actors at local and regional level and to involve them more strongly (**guideline 12**).

Infrastructure

In the future, grids for electricity, heat and hydrogen will form the backbone of a functioning energy system. They increase flexibility in the corresponding sectors and enable a secure supply.

Electricity grids

Electricity grids play a decisive role in the cost-efficient integration of renewable energies. A significant expansion of the transmission grids is already planned throughout Germany in accordance with the Grid Development Plan for Electricity. In addition, there is also a great need for expansion in the distribution grids. Although a delayed electricity grid expansion can be compensated in time by decentralised flexibility, it cannot be replaced as the most cost-efficient flexibility. In the future, it will therefore be important to accelerate the time-intensive planning phase and to increase acceptance of this flexibility, which is often low, through participation (**guideline 13**).

Heat grids

As part of municipal heating planning, heating grids are an important building block for decentralised electricity-heat systems in municipalities and neighbourhoods. In addition to new construction and expansion of such networks, however, renovation and efficiency potentials must first be exploited as far as possible. Otherwise, there is a risk that the energy demand will remain too high, so it will be difficult to cover this demand with the limited amount of renewable energies available. With regard to sector coupling, (large-scale) heat pumps in particular are an efficient heat generation technology (**guideline 14**).

Hydrogen grids

In decentralised power-heat systems, the final energy demand for building heat and mobility can be efficiently met by direct electrification, i.e. via heat pumps and electric vehicles. In individual cases, hydrogen can also be used, especially if direct electrification is not feasible or is very difficult to implement (e.g. for heavy traffic). The selective supply of these consumers with hydrogen appears to be more sensible than an area-wide use of hydrogen.

The main consumers of hydrogen are the steel and chemical industries, which use hydrogen, for example, as a carbon-free reducing agent or for ammonia production. For these industrial locations it is important that they are connected to a supra-regional hydrogen pipeline network (**guideline 15**).

Inhaltsverzeichnis

Zusammenfassung	3
Executive Summary	7
Inhaltsverzeichnis	11
Abbildungsverzeichnis	15
Tabellenverzeichnis	17
1. Einleitung	19
2. Stärken und Schwächen einer stärkeren Dezentralisierung des bundesdeutschen Strom-Wärme-Systems	20
2.1. Definition von Dezentralität	20
2.2. Erwartete Kosten und Nutzen eines dezentralen Energiesystems	24
2.2.1. Kraftwerke: Netzebene / Größe / Anzahl	26
2.2.2. Regionale Verteilung der Kraftwerke	28
2.2.3. Flexibilität: Netzebene / Größe / Anzahl	31
2.2.4. Regionale Verteilung Flexibilität	33
2.2.5. Optimierungsebene	35
2.2.6. Akteursebene	37
2.2.7. Fazit der Literaturanalyse und Ausblick	38
2.3. Grenzen einer Dezentralisierung	39
3. Bestandsaufnahme dezentraler Konzepte/Ansätze, technischer Entwicklungen und Akteursstrukturen	44
3.1. Dezentrale Konzepte auf unterschiedlichen Ebenen	44
3.2. Technologische Grundlagen	54
3.3. Mögliche Akteurskonstellationen	62
4. Vergleich und Bewertung zentraler und dezentraler Energieversorgungskonzepte	66
4.1. Auswahl der untersuchten Studien und deren Einordnung in die verschiedenen Dimensionen von Dezentralität	66
4.2. Volkswirtschaftliche Kosten, Netzausbau und regionale Wertschöpfungseffekte	69
4.2.1. Volkswirtschaftliche Kosten	69
4.2.2. Netzausbaubedarf und Speicherbedarf	74
4.2.2.1. Übertragungsnetz	74
4.2.2.2. Verteilnetz	76

4.2.2.3.	Zwischenfazit	78
4.2.3.	Regionale Wertschöpfung	79
4.3.	Beiträge zur Versorgungssicherheit	80
4.3.1.	Systemzuverlässigkeit und -sicherheit (Resilienz)	81
4.3.2.	Versorgungssicherheit am Strommarkt	82
4.3.3.	Fazit	84
4.4.	Kosteneffizienz von Strom- sowie Regelleistungsmärkten einschließlich regionaler Preiszonen	84
4.4.1.	Europäischer Strommarkt	84
4.4.2.	Nationale Gebotszonen	85
4.4.3.	Regionale Strommärkte	87
4.4.4.	Nodal Pricing	87
5.	Beispielhafte Optimierung anhand von für Rheinland-Pfalz typischen Versorgungsstrukturen (Energiewaben)	90
5.1.	Modellierungskonzept	90
5.1.1.	Allgemeine Vorgehensweise	90
5.1.2.	Basisszenario	92
5.1.3.	Dezentrales Szenario	92
5.1.4.	Auswertung der Ergebnisse	92
5.2.	Regionalisierung der Inputdaten	93
5.2.1.	Szenariorahmen für Rheinland-Pfalz	93
5.2.2.	Regionalisierung auf Ebene der Verbandsgemeinden	95
5.3.	Weitere Eingangsdaten	99
5.3.1.	Zeitreihen-Profile	99
5.3.2.	Flexibilitäten	99
5.3.2.1.	Wärmepumpen	100
5.3.2.2.	Elektromobilität	100
5.3.3.	Grenzkosten der Generatoren	101
5.3.4.	Einbettung in das europäische Übertragungsnetz	101
5.4.	Ergebnisse der Netzsimulationen	102
5.4.1.	Ergebnisse des Basisszenarios	102
5.4.1.1.	Einsatz der Erzeugungsanlagen	102
5.4.1.2.	Auswertung Rheinland-Pfalz	104
5.4.1.3.	Verbandsgemeinden	106
5.4.2.	Ergebnisse des dezentralen Szenarios	109
5.4.3.	Sensitivitätsanalyse Speicherausbau	115

5.5.	Fazit	117
6.	Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen bei einer stärkeren Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems	119
6.1.	EU-Vorgaben für die Eigenversorgung und Ableitungen für das deutsche Recht	119
6.1.1.	Begriffsverständnis der Eigenversorgung	119
6.1.2.	Abgaben, Umlagen und Gebühren für eigenverbrauchten Strom	120
6.1.3.	Recht zur Erzeugung, Speicherung und Verkauf des Überschussstroms	121
6.1.4.	Gemeinsam handelnde Eigenversorger	121
6.1.5.	Schaffung eines Regulierungsrahmens durch die Mitgliedstaaten	122
6.1.6.	Zusammenfassung (Handlungsempfehlungen)	123
6.2.	EU-Vorgaben für EE-Gemeinschaften und Ableitungen für das deutsche Recht	125
6.2.1.	Form, Teilnahme und Zweck	125
6.2.2.	Rechte von EE-Gemeinschaften	126
6.2.3.	Schaffung eines förderlichen Regulierungsrahmens durch die Mitgliedstaaten	127
6.2.4.	Zusammenfassung (Handlungsempfehlungen)	128
6.3.	Förderung von PV-Anlagen auf überdachten Stellplatzflächen	129
6.4.	Rechtliche Möglichkeit zur Einführung einer PV-Pflicht auf Gebäuden	130
6.4.1.	Landesrechtliche Kompetenz zum Erlass einer PV-Pflicht	131
6.4.2.	Vereinbarkeit mit den Grundrechten	131
6.4.2.1.	Eigentumsgarantie (Art. 14 GG)	131
6.4.2.2.	Berufsfreiheit (Art. 12 GG)	135
6.4.2.3.	Zusammenfassung	137
6.5.	Nutzung von regional erzeugtem EE-Strom als Standortfaktor	137
7.	Organisatorische Rahmenbedingungen eines stärker dezentralisierten Strom-Wärme-Systems	140
7.1.	Bürgerinnen und Bürger – Autonomie & Autarkie	140
7.1.1.	Autonomie	140
7.1.2.	Autarkie	143
7.2.	Stadtwerke	144
7.3.	Kommunen	145
7.4.	Verteilnetzbetreiber / Versorgungssicherheit	146
7.5.	Bilanzkreisverantwortliche	147
7.6.	Bedeutung der Strombörse	148

7.7.	Entflechtung zwischen Verteilnetz, Endkundenbelieferung sowie Zähl-/Messwesen	148
7.8.	Quartiersmanager, Energiemanagement-Verantwortliche	148
8.	Infrastrukturelle Folgen eines stärker dezentralisierten Strom-Wärme-Systems	150
8.1.	Netzentwicklungspläne Strom und Gas	150
8.1.1.	Szenariorahmen im NEP Strom 2030 (Version 2019) bzw. NEP 2035 (Version 2021)	150
8.1.2.	Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020	152
8.2.	Gasverteilnetze	153
8.3.	Wärmenetze	156
8.4.	Wasserstoff	158
9.	Leitplanken für eine Roadmap zur Dezentralisierung eines Strom-Wärme-Systems	162
9.1.	Energieeffizienz	164
9.2.	Stromerzeugung	164
9.3.	Flexibilität	167
9.4.	Optimierungsebene	167
9.5.	Rechtliche Rahmenbedingungen	168
9.6.	Anzahl und Größe der beteiligten Akteure	168
9.7.	Netzgebundene Infrastruktur	169
9.7.1.	Stromnetze	169
9.7.2.	Wärmenetze	169
9.7.3.	Wasserstoffnetze	169
10.	Anhang	171
10.1.	Betrachtete Studien im Rahmen der Auswertung des Verständnisses des Begriffs der Dezentralisierung in der Literatur	171
10.2.	Einordnung betrachteter Studien in die Dimensionen der Dezentralität	172
11.	Literaturverzeichnis	184

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Dimensionen eines Strom-Wärme-Systems	23
Abbildung 2-2:	Verständnis des Begriffs der Dezentralisierung (n = 24)	24
Abbildung 2-3:	In welchem Umfang ist eine Dezentralisierung in den einzelnen Dimensionen sinnvoll?	39
Abbildung 2-4:	Schematische Darstellung verschiedener Entwicklungspfade im Zeitverlauf hin zu einem klimaneutralen Energiesystem	43
Abbildung 3-1:	Einordnung „Eigenstromverbrauch“	46
Abbildung 3-2:	Einordnung „Quartierskonzepte“	47
Abbildung 3-3:	Einordnung „Autarkie“	48
Abbildung 3-4:	Einordnung „100% EE-Kommunen“	49
Abbildung 3-5:	Einordnung Zelluläre Ansätze Waben Microgrids	51
Abbildung 3-6:	Einordnung Netzlastmanagement	53
Abbildung 3-7:	Einordnung „Bereitstellung von Regelleistung aus dezentralen Anlagen“	54
Abbildung 4-1:	Installierte EE-Leistung im Jahr 2050 für drei ausgewählte Szenarienpaare	72
Abbildung 4-2:	Stromgestehungskosten im Jahr 2050 für drei ausgewählte Szenarienpaare	73
Abbildung 5-1:	Das Stromnetz in Rheinland-Pfalz ab der 110 kV – Ebene (Stand 2012)	91
Abbildung 5-2:	Räumliche Verteilung der Gesamtlast	96
Abbildung 5-3:	Räumliche Verteilung der Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken im Zieljahr 2030	96
Abbildung 5-4:	Räumliche Verteilung der Stromerzeugung von Biomasseanlagen und Geothermiekraftwerken im Zieljahr 2030	96
Abbildung 5-5:	Mittlere Windgeschwindigkeiten	97
Abbildung 5-6:	Mögliche Windnutzungsflächen	97
Abbildung 5-7:	Räumliche Verteilung der Stromerzeugung von Wind- und PV-Anlagen im Zieljahr 2030	98
Abbildung 5-8:	Normiertes Lastprofil für Haushalt, Gewerbe und Industrie	99
Abbildung 5-9:	Lastprofil für eine Wärmepumpe	100
Abbildung 5-10:	Fahr- und Ladeprofil für ein Fahrzeug	101
Abbildung 5-11:	Aggregiertes Fahr- und Ladeprofil für 10.000 Fahrzeuge	101
Abbildung 5-12:	Beispielhafte Darstellung der Börsenstrompreise für die erste Januarwoche der Zieljahre 2030, 2040 und 2050 aus dem Basisszenario der Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz	102
Abbildung 5-13:	Einsatz der Erzeugungsanlagen im Winter 2030	103
Abbildung 5-14:	Einsatz der Erzeugungsanlagen im Sommer 2030	103
Abbildung 5-15:	Key-Performance-Indikatoren für Rheinland-Pfalz	106
Abbildung 5-16:	PV-Abregelung (links) und Wind-Abregelung (rechts) in 2030	107
Abbildung 5-17:	Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote in 2030	108

Abbildung 5-18:	Gesamtbilanz und EE-Bilanz in 2030	108
Abbildung 5-19:	Einteilung von Rheinland-Pfalz in Energiewaben (schwarze Umrandung). Grüne Umrandung: Die drei Beispielwaben Nord, West und Vorderpfalz.	109
Abbildung 5-20:	Einsatz der Erzeugungsanlagen der Wabe „Nord“ im Basisszenario 2030	110
Abbildung 5-21:	Einsatz der Erzeugungsanlagen der Wabe „Nord“ im dezentralen Szenario 2030	111
Abbildung 5-22:	Residuallast des Basis- und dezentralen Szenarios für Rheinland-Pfalz	111
Abbildung 5-23:	Vergleich der Key-Performance-Indikatoren des Basis- und dezentralen Szenarios für Rheinland-Pfalz	112
Abbildung 5-24:	Vergleich der Kosten des Basis- und dezentralen Szenarios.	113
Abbildung 5-25:	Key-Performance-Indikatoren der Waben Nord, West und Vorderpfalz.	114
Abbildung 5-26:	Vergleich der Key-Performance-Indikatoren des dezentralen Netz- und Speicher-Szenarios	116
Abbildung 5-27:	Betriebs- und Investitionskosten des dezentralen Netz- und Speicher-Szenarios	117
Abbildung 9-1:	Leitplanken für eine Roadmap zur Dezentralisierung eines Strom-Wärme-Systems	163
Abbildung 10-1:	Einordnung der Szenarios „B 2040“ des NEP und des genehmigten Szenariorahmens und des TransnetBW Szenarios „Stromnetz 2050“	173
Abbildung 10-2:	Einordnung des BDI Szenario „95%“	173
Abbildung 10-3:	Einordnung des Fraunhofer ISI Szenarios „Basis“	174
Abbildung 10-4:	Einordnung des Fraunhofer ISI Szenarios „geNA“	175
Abbildung 10-5:	Einordnung des WWF Szenarios „Energiewende-Referenz“	176
Abbildung 10-6:	Einordnung des WWF Szenarios „Fokus-Solar“	176
Abbildung 10-7:	Einordnung des Fraunhofer ISE Szenario „Referenz“	177
Abbildung 10-8:	Einordnung des Fraunhofer ISE Szenarios „Inakzeptanz“	178
Abbildung 10-9:	Einordnung des RLI Szenarios „zentral“	179
Abbildung 10-10:	Einordnung des RLI Szenarios „dezentral“	179
Abbildung 10-11:	Einordnung des Öko-Institut Szenarios „dezentral“	180
Abbildung 10-12:	Einordnung des Öko-Institut Szenarios „gleichverteilt“	181
Abbildung 10-13:	Einordnung des Wingenbach Szenarios „basis“	182
Abbildung 10-14:	Einordnung des Wingenbach Szenarios „best-case“	182
Abbildung 10-15:	Einordnung des Wingenbach Szenarios „worst-case“	183

Tabellenverzeichnis

Tabelle 2.1:	Studienübersicht zum Thema „Dezentralisierung“	21
Tabelle 2.2:	Kraftwerke: Netzebene / Größe / Anzahl	26
Tabelle 2.3:	Regionale Verteilung der Kraftwerke	28
Tabelle 2-4:	Flexibilität: Netzebene / Größe / Anzahl	31
Tabelle 2-5:	Regionale Verteilung Flexibilität	33
Tabelle 2-6:	Optimierungsebene	35
Tabelle 2-7:	Akteursebene	37
Tabelle 2-8:	Für die einzelnen Dimensionen identifizierte Kernthemen	38
Tabelle 3.1:	Übersicht der in dezentralen Strom-Wärme-Systemen eingesetzten Technologien	60
Tabelle 4-1:	Übersicht über betrachtete Studien und Szenarien	67
Tabelle 4-2:	Einflussfaktoren auf den Netzausbaubedarf auf der Verteilnetzebene	78
Tabelle 4-3:	Positive und negative Einflüsse eines dezentralen Systems auf die Resilienz	82
Tabelle 4-4:	Vergleich zentraler und dezentraler Energieversorgungskonzepte	88
Tabelle 5-1:	Eingangsparameter für das Simulationsmodell	91
Tabelle 5-2:	Szenariorahmen für Rheinland-Pfalz	94
Tabelle 5-3:	Energieträgermix der Stromerzeugung in Rheinland-Pfalz	104
Tabelle 8-1:	Vergleich der NEP Szenarien 2030, 2035 und 2040 mit den Szenarien 2030 und 2040 aus dieser Studie	151
Tabelle 8-2:	Gasverteilnetzbetreiber in Rheinland-Pfalz	154
Tabelle 8-3:	Fernwärme- und Nahwärmenetze in Rheinland-Pfalz	157
Tabelle 10-1:	Kurztitel betrachteter Studien im Rahmen der Auswertung des Verständnisses des Begriffs der Dezentralisierung in der Literatur	171

1. Einleitung

Das deutsche Stromsystem sieht sich in den letzten Jahren einer starken Veränderung gegenüber: Die Stromerzeugung durch einige wenige große konventionelle Kraftwerke wird abgelöst durch eine Versorgung durch viele kleine erneuerbare Kraftwerke. Die Stromerzeugung durch Photovoltaik und Windenergie im Verteilnetz ist in Zukunft die wichtigste Quelle für erneuerbaren Strom. Diese Technologien sollen bis zum Jahr 2050 eine treibhausgasneutrale Stromversorgung ermöglichen (BReg 2020). Parallel zum Ausbau erneuerbarer Energien steigt auch die Zahl neuer Stromverbraucher, wie zum Beispiel Elektrofahrzeuge oder Wärmepumpen. Sie tragen zur Dekarbonisierung des Wärme- und Mobilitätssektors bei und stellen zudem Flexibilität bereit, die für die Funktionalität des Strom-Wärme-Systems benötigt wird.

Auch die Rolle der Bürgerinnen und Bürger verändert sich. Waren sie in der Vergangenheit in erster Linie Verbraucher, nehmen sie heute auf vielfältige Weise am Energiesystem teil. Sie investieren in eigene Anlagen zur Energieerzeugung und installieren Batteriespeicher, um sich selbst zu versorgen. Auch partizipieren sie in unterschiedlichen Prozessen zum Ausbau erneuerbarer Energien, der Netzinfrastruktur oder der Gestaltung regionaler Energiekonzepte.

Diese stattfindenden Entwicklungen im Strom-Wärme-System können in ihrer Gesamtheit als Dezentralisierung bezeichnet werden. Auch, wenn einige dieser Entwicklungen unumgänglich wirken, besteht politischer Gestaltungsspielraum. Denn, nicht alle Systembereiche, müssen in einem CO₂-freien Energiesystem dezentral realisiert werden. Auch zentrale Ausgestaltungen oder Mischformen sind möglich. Abhängig davon ist, wie ökonomisch effizient oder partizipativ ein Strom-Wärme-System ist. Bei der Ausgestaltung des zukünftigen Strom-Wärme-Systems ist dies zu berücksichtigen.

In der vorliegenden Studie soll eine Grundlage für Entscheidungen bei der Ausgestaltung eines dezentralen oder zentralen erneuerbaren Strom-Wärme-Systems gelegt werden. Dazu wird zunächst in Kapitel 2 ein Verständnis von Dezentralität eingeführt. Da das Konzept der Dezentralität sehr facettenreich ist, ist eine solche Strukturierung für die weitere Einordnung möglicher Effekte notwendig. Aufbauend auf den dargestellten Dimensionen erfolgt eine qualitative Einschätzung dazu, wie weit Dezentralisierung gehen sollte und wo ihre Grenzen sind.

Daran anschließend erfolgt in Kapitel 3 eine Bestandsaufnahme dezentraler Konzepte und es wird dargestellt, welche Konzepte bereits heute existieren und in Zukunft möglich sein werden. In Kapitel 4 werden die bislang rein qualitativen Untersuchungen mit einer quantitativen Betrachtung volkswirtschaftlicher Kosten und regionaler Wertschöpfung basierend auf einer Literaturrecherche unterlegt. In Kapitel 5 wird eine mögliche Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems in Rheinland-Pfalz exemplarisch untersucht. Dafür kommt ein Modell zum Einsatz, welches den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch in Energiewaben untersucht.

Kapitel 6 behandelt die Weiterentwicklung des für eine Dezentralisierung notwendigen rechtlichen Rahmens. Die Rolle der unterschiedlichen Akteure des Energiesystems wird in Kapitel 6 erörtert und die möglichen infrastrukturellen Folgen einer Dezentralisierung sind Thema in Kapitel 8. Basierend auf den Erkenntnissen der vorangegangenen Kapitel werden im abschließenden Kapitel 9 Leitplanken für eine Roadmap einer Dezentralisierung des deutschen Strom-Wärme-Systems definiert.

2. Stärken und Schwächen einer stärkeren Dezentralisierung des bundesdeutschen Strom-Wärme-Systems

Das Stromsystem hat sich in den letzten Jahren einer starken Veränderung gegenübergesehen. Wurde es in der Vergangenheit von wenigen großen Energieversorgern dominiert, die überwiegend fossile und nukleare Brennstoffe zur Stromerzeugung eingesetzt haben, wurden 2019 bereits 43% des Stroms in Deutschland durch erneuerbare Energien erzeugt¹.

Durch erneuerbare Technologien sind zunehmend auch kleinere Akteure in die Lage versetzt worden, Teil der Energieversorgung zu werden. Diese Entwicklung von wenigen großen Anlagen und Erzeugern hin zu vielen kleinen Erzeugern wird als Dezentralisierung der Stromversorgung bezeichnet. Das Phänomen der Dezentralisierung umfasst allerdings neben der Anlagengröße weitere techno-ökonomische und auch soziale Facetten.

Das vorliegende Kapitel soll daher zunächst einen Überblick über unterschiedliche Definitionen des Begriffs „Dezentralität“ geben und einen für die vorliegende Studie geltendes Verständnis des Begriffs der Dezentralisierung herleiten. Aufbauend darauf werden im Anschluss ökonomische, ökologische und soziale Effekte aus der Literatur dargestellt, die mit einem dezentralen Energiesystem verbunden wären.

2.1. Definition von Dezentralität

Die „Dezentralisierung“ des Stromsystems weist viele verschiedene Facetten auf. Unterschiedliche Studien haben sich damit beschäftigt, diese zu erfassen und diesen oft unzureichend definierten Begriff mit Bedeutung zu füllen. Besonders in techno-ökonomischen Studien, die einen Teilbereich des Stromsystems betrachten, wird unter „*dezentral*“ eine technologische Ausprägung des Systems verstanden². Für den Rahmen der damit verbundenen Betrachtung ist dies ausreichend. Soll jedoch eine umfassende Betrachtung dezentraler Konzepte erfolgen, muss auch eine breitere Definition von Dezentralität vorgenommen werden.

In der folgenden Tabelle 2.1 sind Studien aufgelistet, die eine umfassende Definition des Begriffs der Dezentralisierung versuchen. Dabei ist in der Tabelle beschrieben, welche Bereiche die Definition der Dezentralisierung des Energiesystems umfasst.

¹ https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf

² Siehe etwa *regionale Verteilung* in RLI (2013) oder *Anzahl und Netzebene* in PriceWaterhouseCoopers (2017).

Tabelle 2.1: Studienübersicht zum Thema „Dezentralisierung“

Studie	Bereiche der Definition
Canzler, W. et al. (2016), <i>Auf dem Weg zum (de-) zentralen Energiesystem? Ein interdisziplinärer Beitrag zu wesentlichen Debatten</i> , DIW Berlin: Berlin.	Technisch/Naturwissenschaftlich, Ökonomisch, Raumwissenschaftlich, Agrarökonomische Perspektive, Sozialwissenschaftlich
Bauknecht, D. et al. (2017), <i>Bestandsaufnahme von und orientierende Bewertung von dezentraler Energiemanagementsysteme</i> , UBA: Dessau.	Techno-ökonomisch
Agora-Energiewende (2017), <i>Energiewende und Dezentralität: Zu den Grundlagen einer politischen Debatte</i> , Agora Energiewende: Berlin.	Techno-ökonomisch, Sozial, Politisch
Matthes, F. C. et al. (2018), <i>Dezentralisierung, Regionalisierung und Stromnetze: Meta-Studie über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative</i> , Öko-Institut: Berlin.	Techno-ökonomisch
Acatech (2020), <i>Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem</i> , Acatech: Berlin.	Techno-ökonomisch, ökologisch, Raumplanerisch, Gesellschaftlich
Bauknecht et al. (2020), <i>Is small beautiful? A framework for assessing decentralised electricity systems</i> , <i>Renewable and Sustainable Energy Reviews</i> 118.	Techno-ökonomisch, Sozial

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Da der Ausgangspunkt der Dezentralisierung des Energiesystems ein technischer (kleinteilige, verteilte Erzeugungsanlagen) ist, haben die oben genannten Studien alle eine technisch-ökonomische Betrachtung dieses Konzepts gemein. Diese umfassen unter anderem die Netzebene der Erzeugungsanlagen oder deren regionale Verteilung. Diese Betrachtungsaspekte haben eine besondere Relevanz: Die Netzkapazitäten und regionale Verteilung von erneuerbaren Erzeugungsanlagen sind für auftretende Netzengpässe verantwortlich. Daher wird diese Ausprägung bereits intensiv untersucht³.

Weitere Effekte, die aus dem Ausbau kleinteiliger, räumlich verteilter erneuerbarer Erzeugungsanlagen folgen, sind oft sozialer Natur. Partizipation und Akteursvielfalt spielen im Energiewende Diskurs eine zentrale Rolle. Dominierten besonders einzelne große Unternehmen die Stromversorgung, so zeichnet sich heute ein anderes Bild. Im Jahr 2019⁴ befanden sich 30 % der installierten erneuerbaren Leistung in der Hand von Privatpersonen, 51 % in der Hand von Banken, Projektierern, Gewerbebetrieben oder Landwirten und nur 17 % der Leistung befanden sich in der Hand klassischer Energieversorger (Trend:research 2020). Nicht nur als Eigentümer*in von Erzeugungsanlagen ist eine direkte Partizipation am Stromsystem möglich, sondern auch indirekt über die Beteiligung an Genehmigungs- und Konsultationsprozessen, wie zum Beispiel dem Netzentwicklungsplan Strom.

Als Anwohner*in von Erzeugungsanlagen und Infrastrukturprojekten ist eine Beteiligung teilweise auch nicht zu umgehen. Unterschiedliche Studien legen auf diesen Bereich ihr Augenmerk, um

³ Siehe bspw. FAU (2017) oder N-ERGIE Aktiengesellschaft (2016).

⁴ Im Jahr 2019 betrug die erneuerbare Erzeugungsleistung 118 GW.

Aussagen über Akzeptanz des Umbaus der Energieversorgung zu treffen. Windenergieanlagen werden immer öfter beklagt (FA Wind 2019). Ähnlich verhält es sich beim Stromnetzausbau (DENA 2012).

Für die vorliegende Untersuchung wurde die Dezentralitätsdefinition von Bauknecht und Funcke (2016) herangezogen. Die Definition umfasst vier techno-ökonomische Systemdimensionen, die in ihrer Gesamtheit ein Stromsystem beschreiben. Bei diesen handelt es sich um die Netzebene und regionale Verteilung von Kraftwerken, die Netzebene der Flexibilitätsoptionen sowie der Steuerungslogik des Systems. Im weiteren Verlauf dieser Untersuchung sollen neue Bereiche aus der Literatur zur Erweiterung dieser Systematik herangezogen werden.

Die Kategorie des Netzanschlusses wurde gegenüber Funcke und Bauknecht (2016) um die Anzahl der vorhandenen Anlagen erweitert. Häufig wird mit einer dezentralen Energieversorgung eine große Zahl an Erzeugungsanlagen verbunden (PriceWaterhouseCoopers 2017). Als neue Kategorie wurde die Kategorie der regionalen Verteilung der Flexibilität hinzugefügt. Wie auch bei der regionalen Verteilung der Kraftwerke wird dezentrale Flexibilität über die Nähe zu Verbrauchern definiert. Besonders in Studien, die sich mit Selbstversorgung und Prosumern beschäftigen, wird dezentrale Flexibilität entsprechend definiert (HALEAKALA-Stiftung 2017). Neben Batteriespeichern oder der Flexibilisierung von bestehenden Verbrauchern umfasst Flexibilität auch neue flexible Verbraucher und Speicher.

Die Integration möglicher Entwicklungen im Wärmesektor findet sich in der Kategorie der Flexibilität wieder. Hier lassen sich neue Konzepte der flexiblen Wärmebereitstellung einordnen, die beispielsweise durch ein Blockheizkraftwerk in Kombination mit einem Wärmespeicher erfolgen und über ein Wärmenetz Wärme an einzelne Verbraucher liefern. Ebenso kommt es zu einer fortschreitenden Elektrifizierung des Wärmesektors, vor allem durch Wärmepumpen.

Klassischerweise werden Zentralität und Dezentralität im Wärmesektor anders definiert als im Stromsektor: „Zentral“ beschreibt im Wärmesektor meist ein Wärmenetz auf Ebene von mehreren Gebäuden oder ganzen Stadtteilen, welches durch ein zentrales Heizkraftwerk oder Heizwerk gespeist wird. Aber auch der Begriff der Zentralheizung legt nahe, dass „zentral“ sich auch auf Ebene eines Einzelgebäudes betrachten lässt und hier im Gegensatz zu dezentralen Heizsystemen einzelner Wohnungen steht. Betrachtet man den Wärmesektor durch die „Stromsektorbrille“, so erscheint dieser mit Ausnahme der großen Fernwärmenetze durchweg dezentral strukturiert. Somit fügt sich der Wärmesektor gut ein in ein dezentrales Stromsystem. Um Verwechslungen in der Verwendung der Begriffe „zentral“ bzw. „dezentral“ im Rahmen dieser Studie zu vermeiden, verwenden wir grundsätzlich die Ebenen von zentral bzw. dezentral wie sie aus Sicht des Stromsystems definiert sind.

Gänzlich neu ist die Kategorie der Akteurebene. Durch die wachsende Partizipation kleiner und privater Akteure am Stromsystem hat sich die Akteursstruktur in den letzten Jahren stark verändert. In der Vergangenheit war die Erzeugung von Strom überwiegend auf einige wenige große Akteure konzentriert. Heute hingegen wird Strom von einer Vielzahl unterschiedlicher Akteure bereitgestellt. Unterschiedliche Studien beschäftigen sich mit dieser wachsenden Akteursvielfalt (Ohlhorst 2017) und neuen Akteuren, die Teil des Energiesystems werden (Walk 2014). Diese Entwicklung tangiert den Bereich der Partizipation an Prozessen und Projekten. Einer der Fragestellungen ist die möglichen Auswirkungen auf die Akzeptanz erneuerbarer Energien (Hildebrand et al. 2017), die auch im weiteren Verlauf dieser Studie Berücksichtigung findet.

Aus diesen Überlegungen zu den Definitionsbereichen ergeben sich die in der folgenden Abbildung 2-1 dargestellten Dimensionen eines Strom-Wärme-Systems. Dabei kann ein System unterschiedliche Kombinationen an Ausprägungen annehmen und die hier genannten Ausprägungen stellen

Extreme dar. So kann beispielsweise die Optimierungsebene auch Verteilnetzgebiete umfassen, die hier nicht explizit genannt sind. In der Gesamtheit definieren diese das Strom-Wärme-System.

Abbildung 2-1: Dimensionen eines Strom-Wärme-Systems

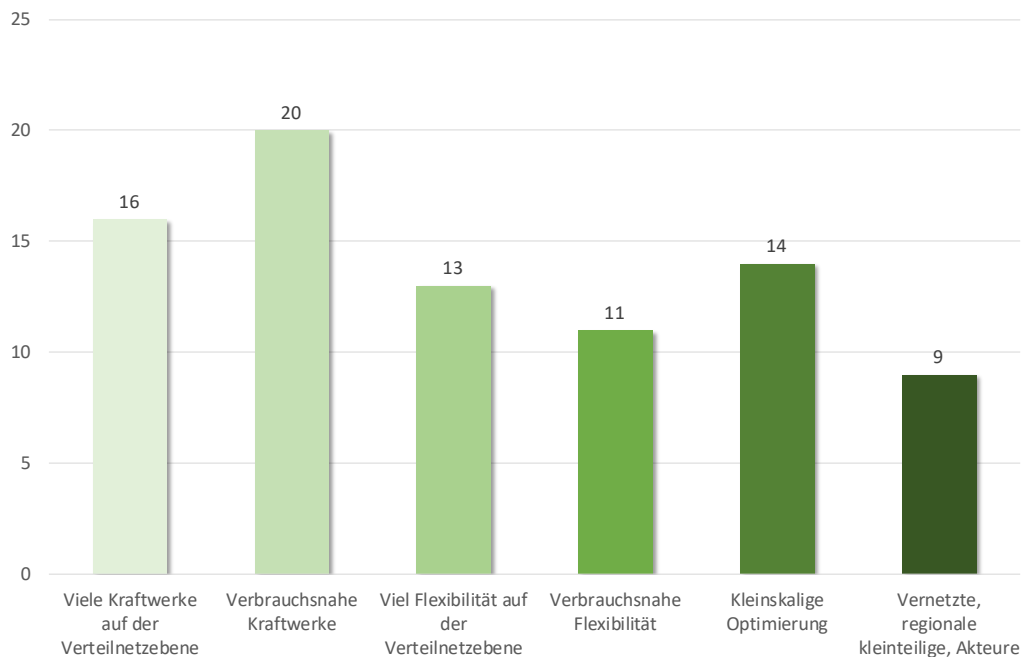
	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Basierend auf dem in Abbildung 2-1 dargestellten Raster wurde eine Literaturschau durchgeführt. Ziel war es das Verständnis des Begriffs Dezentralität unterschiedlicher Studien zu ermitteln. Dabei wurden insgesamt 24 qualitative und quantitative Studien ausgewertet. Dabei wurde untersucht, welchen Dimensionen die Studien in ihrem Verständnis des Dezentralitätsbegriffs enthalten sind. Die Ergebnisse sind in Abbildung 2-2 zusammengeführt. Auf der X-Achse der Abbildung sind die verschiedenen bereits vorgestellten Dezentralitätsbereiche zu sehen. Die Balken geben die Anzahl an Studien an, die das betreffende Kriterium in ihrer Definition anwenden.

Es ist zu sehen, dass die Definition eines dezentralen Energiesystems besonders oft eine verbrauchsnahe Verteilung von Kraftwerken, insbesondere erneuerbarer Energien, umfasst. Ebenso enthält ein dezentrales Energiesystem für mehr als die Hälfte der Autoren eine große Anzahl an kleinen Flexibilitätsoptionen und Kraftwerken auf der Verteilnetzebene. Für 13 der 24 Autoren ist ein vorrangig dezentraler Ausgleich Teil eines dezentralen Energiesystems. Bisher finden sich nur 11 Autoren, die der regionalen Verteilung der Flexibilität Beachtung schenken. Auch die Vielfalt der Akteure eines Energiesystems wird nur in 9 der 24 Studien berücksichtigt. Dies ist vermutlich auf den techno-ökonomischen Fokus der Studien zurückzuführen.

Abbildung 2-2: Verständnis des Begriffs der Dezentralisierung (n = 24)



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung) Für eine Übersicht der ausgewerteten Studien siehe Anhang.

2.2. Erwartete Kosten und Nutzen eines dezentralen Energiesystems

Die im vorigen Kapitel eingeführten Dimensionen eines dezentralen Strom-Wärme-Systems sind Grundlage für die Betrachtung möglicher Kosten und Nutzen. In den folgenden Steckbriefen werden dafür die möglichen Ausprägungen in den vorgestellten Dimensionen dargestellt. Das umfasst die verschiedenen dezentralen und zentralen Varianten in diesen Bereichen.

Anschließend erfolgt eine literaturbasierte Einschätzung möglicher Effekte, die bei einer dezentralen Ausrichtung einer Dimension entstehen können. Diese werden unterteilt in die Kategorien Ökonomie, Ökologie und Politik. In einem abschließenden Fazit wird abgeschätzt, inwieweit eine dezentrale Ausprägung einer Dimension sinnvoll ist.

Ökonomische Bewertung: Diese Kategorie umfasst die notwendigen Investitionen in den Auf- und Umbau der Infrastruktur (Kraftwerke, Flexibilität und Netze) sowie deren andere Kosten bei der Gestaltung eines dezentraleren Strom-Wärme-Systems (auch z.B. Kosten durch EE-Abregelung).

Ökologische Bewertung: Die Kriterien in dieser Kategorie sind die auftretenden Speicher-, Leitungs- und EE-Abregelungsverluste, die bei der Versorgung über ein dezentraleres Strom-Wärme-System auftreten sowie der Ressourcen- und Flächenbedarf. Was in dieser Kategorie nur indikativ berücksichtigt werden kann, ist der auftretende Ressourcenbedarf eines Energiesystems, der durch die unterschiedlichen Technologien verursacht wird⁵. Im Rahmen dieser Studie kann keine Aussage darüber getroffen werden, welches System den größeren oder sogar kritischeren Ressourcenbedarf aufweist. Der Grund dafür ist die fehlende Literatur bezüglich des tatsächlichen Ressourcenbedarfs eines Systems und der Kritikalität einzelner Ressourcen.

⁵ Für einen Überblick des Ressourcenbedarfs von Energiewendetechnologien siehe Öko-Institut (2019a).

Ebenso verhält es sich in dieser Kategorie mit dem Bedarf an benötigten Flächen, die durch die verschiedenen Technologien auftreten. Wie hoch der Flächenbedarf unterschiedlicher Systemkonfigurationen ist, kann nur schwer abgeschätzt werden. Der Grund dafür sind komplexe Kausalitäten zwischen Infrastrukturen und möglicher Substitutionseffekte zwischen diesen, die für den letztendlichen Flächenverbrauch ausschlaggebend sind.

Politische und soziale Bewertung: Diese Kategorie umfasst die thematischen Bereiche Verteilungsfragen (z.B. lokale wirtschaftliche Effekte oder Verteilung der Umlagen und Entgelten) sowie Akzeptanz. Besonders das Thema der Akzeptanz nimmt einen hohen Stellenwert in der Diskussion von Dezentralität ein. Die regionale Teilhabe von Bürger*innen an dem Ausbau erneuerbarer Energien, Speichern und Netzen können zur Identifikation (Hildebrand et al. 2012b) und finanziellen Partizipation (Umweltbundesamt 2018) mit der Energiewende beitragen. Wirtschaftliche und partizipative Vorteile für Bürger*innen könnten so zur Steigerung der Akzeptanz der Infrastruktur beitragen.

Eine für die ökonomische Bewertungskategorie unerhebliche Frage ist, wie Erlöse und Kosten im System verteilt werden. Denn diese betrachtet lediglich die Gesamtsystemkosten und nicht deren Verteilung. Vom politischen Blickwinkel her gesehen ist die Verteilung der Kosten und Nutzen jedoch ein zentraler Punkt. Durch einen dezentralen Ausbau erneuerbarer Energien können Kommunen und Bürger*innen von positiven lokalen wirtschaftlichen Effekten ausgehen.

2.2.1. Kraftwerke: Netzebene / Größe / Anzahl

Tabelle 2.2: Kraftwerke: Netzebene / Größe / Anzahl

Diese Dimension erstreckt sich von wenigen großen Kraftwerken auf der Übertragungsnetzebene als zentrale Ausprägung zu vielen kleinen Kraftwerken auf der Verteilnetzebene als dezentrale Ausprägung. Sie ist nicht von der Form der Energieerzeugung abhängig. Durch die Eigenschaften der erneuerbaren Technologien ist in dieser Dimension eine dezentrale Entwicklung größtenteils vorbestimmt. Der verbleibende Entscheidungsspielraum liegt bei der Ausgestaltung des EE-Mixes.

zentral		dezentral
Übertragungsnetz Offshore-Windpark, Gaskraftwerke	Onshore-Windparks, Biogasanlagen, PV-Freiflächenanlagen	Verteilnetz PV-Dachanlagen, BHKW

Ökonomische Effekte

Investitionen: Eine dezentrale Energieerzeugung mit vielen kleinen Anlagen weist höhere Investitionen auf als eine zentrale Versorgung, da weniger Skaleneffekte zum Tragen kommen⁶. Das umfasst besonders Kosten im Bereich des Netzanschlusses (BMWi 2019). Es wird in mehrere und dafür kleinere Erzeugungsanlagen sowie der benötigten Komponenten für deren Anschluss an die Netzinfrastruktur investiert⁷. Dabei kann es sich beispielsweise um Wechselrichter für PV-Anlagen oder Transformatoren für einen Netzananschluss von Wind-Parks handeln. Allerdings weisen erneuerbare Anlagen eine Modularität auf, die es erlaubt, Kraftwerke entsprechend der Erzeugungsbedarfe auszulegen (International Energy Agency 2014).

Das Stromnetz ist bislang auf einen Lastfluss vom Übertragungsnetz hin zu den Verteilnetzen ausgelegt. Werden nun zunehmend kleinere Anlagen an das Verteilnetz angeschlossen und ergibt sich daraus auch eine größere installierte Kapazität, kommt es zu einem Ausbaubedarf im Verteilnetz und die Netzausbaukosten erhöhen sich dadurch (Bayer et al. 2018; Goop et al. 2017). Der Aspekt des Übertragungsnetzausbaus wird in Dimension 2 diskutiert.

Andere Kosten: Dadurch, dass Verteilnetze nicht für einen Ausbau erneuerbarer Energien ausgelegt sind, kommt es durch den Anschluss von dezentralen Kraftwerken zu einem erhöhtem Einspeisemanagement (BNetzA 2019a). Die Ursache dafür liegt oft im Übertragungsnetz. Dennoch lassen sich Fälle beobachten, bei denen die Auslegung der Verteilnetze nicht ausreicht.

Gesamtbewertung: Tendenziell unumgängliche negative ökonomische Effekte (Mehrkosten) durch eine stärkere Dezentralisierung aufgrund geringerer Skaleneffekte bei Kleinanlagen und aufgrund höherer Kosten beim Anschluss vieler, kleinteiliger Erzeugungsanlagen im Verteilnetz.

Ökologische Effekte

Verluste: Da bei einer Erzeugung auf der Verteilnetzebene häufiger auch eine Nähe zu den Verbrauchern gegeben ist, können Leitungsflüsse kürzer ausfallen, als bei einer lastfernen Erzeugung und Einspeisung auf einer höheren Netzebene. Somit kommt es auch zu geringeren Verlusten durch den Stromtransport und Spannungstransformation zwischen den Netzebenen (Umweltbundesamt 2010).

Ressourcen- & Flächenbedarf: Wie bereits erläutert ist eine detaillierte Bewertung in Bezug auf den Flächenverbrauch und Rohstoffbedarf nicht Teil dieser Betrachtung. Generell besteht die These, dass bei

⁶ Zu Skaleneffekten bei Wind offshore siehe Louisiana State University (2013).

⁷ Für eine Übersicht über die unterschiedlichen Kostenstrukturen siehe DIW Berlin; TUB; RLI (2013).

einer größeren Anzahl an Anlagen und deren Netzanschlüsse auch mehr Flächen und Ressourcen für die Umsetzung notwendig sind.

Gesamtbewertung: Keine eindeutigen Effekte identifizierbar

Politische und soziale Effekte

Verteilungsfragen: Heute existieren noch regionale Unterschiede zwischen den Netzentgelten, die auch durch Ausbaumaßnahmen auf den unterschiedlichen Netzebenen beeinflusst werden. Dies belastet besonders Anwohner*innen in Regionen mit einem hohen Ausbau erneuerbarer Energien (Regulatory Assistance Project 2016). Für einen Ausbau erneuerbarer Energien kann dies ein Hindernis für die Akzeptanz darstellen. Aus diesem Grund wird auf politischer Ebene eine bundesweite Angleichung der Übertragungsnetzentgelte angestrebt (BMWi 2018). Für zukünftige Energiesysteme hätte daher die Verteilungsfrage der Netzentgelte dann eine geringere Relevanz als heute. Dennoch verbleiben regionale Unterschiede bei den Verteilnetzentgelten, die zu regionalen Unterschieden führen (ifo Dresden 2015). Unter Verteilungseffekten ist auch die Dimension der lokalen Wirtschaft zu betrachten. Hier ist davon auszugehen, dass durch einen stärkeren Einsatz von kleinteiligen Erzeugungstechnologien vermehrt das lokale Handwerk beteiligt ist.

Akzeptanz: Die Akzeptanz ist abhängig von der Größe der Anlagen sowie der Technologie. Es ist zu erwarten, dass kleine Anlagen (z.B. mehrere kleinere Onshore Windparks) eine höhere Akzeptanz erfahren als einzelne Großanlagen (großer Onshore Windpark). Allerdings hängt die Akzeptanz stark von der Situation vor Ort ab und eine stärkere räumliche Verteilung kann den Widerstand gegen neue Onshore Windparks in Summe auch verstärken (siehe Dimension 2). Offshore Windparks erfahren naturgemäß nur vereinzelt Proteste von Anwohner*innen. Hier zeigt sich die unterschiedliche Bewertung für unterschiedliche Technologien. Eine hohe Akzeptanz weisen zudem PV-Dachanlagen und Blockheizkraftwerke auf, da diese sich in die bereits bestehende Infrastruktur integrieren, wie Projekte mit Stakeholdern gezeigt haben (Timpe et al. 2018).

Gesamtbewertung: Tendenziell positive Effekte identifizierbar, da Akzeptanz und positive lokale wirtschaftliche Effekte (z.B. für das lokale Handwerk) bei kleinteiligen Anlagen häufig größer sind.

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

2.2.2. Regionale Verteilung der Kraftwerke

Tabelle 2.3: Regionale Verteilung der Kraftwerke

Eine zentrale Verteilung von Kraftwerken siedelt diese an Standorten mit möglichst vorteilhaften Erzeugungsbedingungen an (z.B. hohe Volllaststunden). Dezentrale Anlagen hingegen sind in der Nähe von Verbrauchern angesiedelt. Langfristig wird der Entscheidungsraum der regionalen Verteilung stark eingeschränkt, da alle geeigneten Standorte benötigt werden, um Klimaneutralität zu erreichen. Die Entscheidung zwischen einem dezentralen und zentralen System wird so auf ein Minimum reduziert. Zukünftig könnten allerdings technologische Innovationen und verstärkte Energieträgerimporte (z.B. grüner Wasserstoff), dazu beitragen diesen Entscheidungsraum wieder zu öffnen.

zentral	dezentral
Windenergieanlagen in Norddeutschland; PV-Freiflächenanlagen in Süddeutschland	Stärkere Verbrauchsnähe z.B. mehr Windzubau in Süddeutschland Windenergieanlagen in der Nähe von Städten und industriellen Lastzentren sowie PV-Dachanlagen

Ökonomische Effekte

Investitionen: In einem dezentralen Energiesystem werden EE-Anlagen nicht an bestmöglichen Standorten mit hohen Volllaststunden installiert, sondern verbrauchsnahe. Um dieselbe Menge an Strom zu erzeugen, wird in einem dezentralen System daher eine höhere Erzeugungskapazität benötigt, was wiederum zu höheren Investitionen führt (Aalborg University 2014).

Ein dezentraler Ausbau von Kraftwerken kann in der Transformationsphase des Energiesystems zu einem reduzierten Übertragungsnetzausbau und den damit verbundenen Investitionen führen. Dafür ist jedoch die Installation von ausreichend Erzeugungskapazitäten in Regionen mit einem hohen Stromverbrauch notwendig (N-ERGIE Aktiengesellschaft 2016; Öko-Institut 2018b). Darüber hinaus zu beachten, dass dies nicht zwangsläufig zu einer proportionalen Reduktion der maximalen Netznutzung führt. Auch wenn geringere Strommengen über das Netz transportiert werden, so wird dennoch eine ähnliche Netzkapazität benötigt, um die maximale Einspeisemenge erneuerbarer Energien zu transportieren (Timpe et al. 2018).

Langfristig wird auch bei einer zunächst dezentraleren (d.h. verbrauchsnahe) Verteilung von konventionellen Kleinkraftwerken (BHKW) und EE-Anlagen für eine vollständige Versorgung mit erneuerbaren Energien ein ähnliches Stromnetz benötigt wie es bei einer zunächst zentraleren (d.h. lastfernen) Verteilung benötigt würde (RLI 2013). Zentrale und dezentrale Ausbaupfade nähern sich langfristig also wieder an. Die Ursache dafür sind begrenzte Potenziale für eine erneuerbare Energieerzeugung, so dass langfristig fast alle möglichen Standorte genutzt werden müssen, um eine erneuerbare und klimaneutrale Energieversorgung zu gewährleisten. Vor dem Hintergrund einer deutlich steigenden Stromnachfrage aufgrund der zunehmenden Elektrifizierung in den verschiedenen Sektoren (insbesondere auch der Industrie), erfährt diese Einschätzung eine neue Bedeutung (DECHEMA; FutureCamp Climate 2019; BCG; Prognos 2018).

Ein weiterer positiver Effekt einer regional gleichmäßigeren Verteilung von EE-Erzeugungsanlagen ist der regionale Ausgleichseffekt. Die Einspeisung von Strom aus Photovoltaik und Windenergieanlagen ist insgesamt konstanter, wenn die Anlagen über Deutschland gleichmäßiger verteilt errichtet werden, als wenn sie räumlich konzentriert sind. Eine konstantere Einspeisung hat einen geringeren Flexibilitätsbedarf zur Folge und reduziert somit die notwendigen Investitionen in Flexibilität im System (Wimmer et al. 2014).

Andere Kosten: Die Abregelung von erneuerbaren Energien hat sich in den vergangenen Jahren erhöht und wurde durch Netzüberlastungen ausgelöst. Diese Abregelung von EE-Anlagen fand fast ausschließlich in den norddeutschen Bundesländern statt und führte zu jährlichen Kosten von über 600 Mio. Euro auf Grund von Entschädigungsansprüchen (BNetzA 2019a). Eine stärkere regionale und lastnahe Verteilung

von EE-Erzeugungsanlagen würde dann zu diesbezüglich geringeren Entschädigungsansprüchen führen, je nach dem, inwieweit das Übertragungsnetz für den dann noch verbleibenden Transportbedarf von Nord nach Süddeutschland ausgebaut wird.

Gesamtbewertung: Gegenläufige ökonomische Effekte in der Transformationsphase bei einer lastnäheren Verteilung der EE-Anlagen (höhere Investitionen in EE-Anlagen versus geringere Investitionen in den Ausbau der Übertragungsnetze). Im weiteren Verlauf des EE-Ausbaus hin zu einer erneuerbaren und klimaneutralen Energieversorgung nähern sich die gegenläufigen ökonomischen Effekte wieder an, da perspektivisch alle geeigneten (und damit auch lastferne) Standorte in Deutschland für die erneuerbare Stromerzeugung genutzt werden müssen.

Ökologische Effekte

Verluste: Eine verbrauchsferne Stromerzeugung führt zu einem höheren Stromtransport und damit auch zu höheren Netzverlusten. Zudem entstehen durch die lastferne Erzeugung von Windstrom in Kombination mit einer Verzögerung des Netzausbaus Verluste durch Abregelung von erneuerbaren Energien. Dies muss von fossilen Erzeugungskapazitäten kompensiert werden und führt zu entsprechenden CO₂-Emissionen.

Ressourcen- & Flächenbedarf: In Bezug auf Ressourcen und Flächen kann es durch eine größere Zahl an notwendigen Anlagen bei einer lastnäheren Verteilung der EE-Erzeugung zu einem erhöhten Flächenverbrauch und Ressourcenverbrauch kommen. Dem gegenüber steht ein potenziell geringerer Flächen- und Ressourcenverbrauch durch einen zunächst reduzierten Ausbaubedarf im Übertragungsnetz. Welcher dieser Effekte überwiegt, ist in der analysierten Literatur nicht geklärt.

Gesamtbewertung: Gegenläufige ökologische Effekte in der Transformationsphase bei einer lastnäheren Verteilung der EE-Anlagen (höherer Flächen- und Ressourcenverbrauch durch EE-Anlagen versus geringerer Flächen- und Ressourcenverbrauch durch den Ausbau der Übertragungsnetze). Im weiteren Verlauf des EE-Ausbaus hin zu einer erneuerbaren und klimaneutralen Energieversorgung nähern sich die gegenläufigen ökologischen Effekte wieder an, da perspektivisch alle geeigneten (und damit auch lastferne) Standorte in Deutschland für die erneuerbare Stromerzeugung genutzt werden müssen. Analog zu der Argumentation bei den ökonomischen Effekten ist davon auszugehen, dass sich langfristig die gegenläufigen ökologischen Effekte wieder angleichen.

Politische und soziale Effekte

Verteilungsfragen: Neben den zu erwartenden Steuereinnahmen für die beteiligten Kommunen, können auch direkte Zahlungen an Anwohner*innen hinzukommen, die so finanziell von dem Ausbau erneuerbarer Energien in ihrer Nähe profitieren. Darüber hinaus kann es im Bereich der Installation und Wartung der EE-Anlagen zu direkten und indirekten regionalen Arbeitsplatzeffekten in der Region kommen.

Akzeptanz: Grundsätzlich führt eine räumlich verteilte und verbrauchsnahe Erzeugung aus EE-Anlagen dazu, dass mehr Bürger*innen mit der Stromerzeugungsinfrastruktur konfrontiert werden. Oft zieht dies negative Effekte nach sich, die die Akzeptanz in diesem Bereich beeinträchtigen. Windenergieanlagen werden so zunehmend durch Anwohner*innen beklagt (Marg et al. 2017) und die Ausbaugeschwindigkeit ist entsprechend stark zurückgegangen. Die Ablehnung von Windenergieanlagen durch Anwohner*innen kann durch unterschiedliche Effekte hervorgerufen werden. Das können eine subjektiv empfundene Beeinträchtigung des Landschaftsbilds, ein drohender Wertverlust von Immobilien, Lärmemissionen oder die Befürchtung von Gesundheitsbeeinträchtigungen sein (Hildebrand et al. 2012a). Im Gegensatz dazu kann ein verbrauchsnaher Ausbau erneuerbarer Energien aber auch akzeptanzfördernd wirken. Voraussetzung dafür ist eine Beteiligung von Bürger*innen an den Windenergieanlagen auf unterschiedlichen Ebenen. Die Einbindung von Bürger*innen in den Planungs- und Genehmigungsprozess sowie eine finanzielle Beteiligung an den EE-

Anlagen kann zu einer gesteigerten Identitätsbildung führen (Zoellner et al. 2011) und zudem die positiven lokalen wirtschaftlichen Effekte erhöhen (Hirschl et al. 2010).

Gesamtbewertung: Es ist kein eindeutiger Effekt identifizierbar. Den positiven lokalen wirtschaftlichen Effekten stehen lokale Widerstände beim Ausbau von Windenergie entgegen.

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

2.2.3. Flexibilität: Netzebene / Größe / Anzahl

Tabelle 2-4: Flexibilität: Netzebene / Größe / Anzahl

Zentrale Flexibilität befindet sich auf der Übertragungsnetzebene und wird von wenigen großen Flexibilitätsoptionen und Anlagen bereitgestellt. Dezentrale Flexibilität ist auf der anderen Seite an die Verteilnetzebene angeschlossen und wird von vielen kleineren Flexibilitätsoptionen und Anlagen bereitgestellt. Dezentrale Flexibilitätsoptionen können zudem durch Aggregatoren gebündelt und überregional bereitgestellt werden.

zentral		dezentral
Pumpspeicherkraftwerk, Großbatterie, Lastmanagement von Industriebetrieben, Großwärmespeicher	Blockheizkraftwerk, Lastmanagement von Gewerbebetrieben	PV-Batteriespeicher, Lastmanagement von Haushalten, Heizungs-Pufferspeicher, Wärmepumpen

Ökonomische Effekte

Investitionen: Die ökonomischen Effekte beim Einsatz von Flexibilitätsoptionen sind auf der einen Seite von den Kosten der Stromspeicherung und auf der anderen Seite von den Schwankungen der Strompreise und den daraus resultierenden Arbitragegewinnen abhängig (Poonpup 2008). Die Kosten der Stromspeicherung setzen sich aus den Investitions- und Betriebskosten sowie den technologiespezifischen Speicher- und Verlusten zusammen. Aufgrund von Skaleneffekten können Großspeicher und industrielles Lastmanagement günstiger Flexibilität bereitstellen als kleinteilige Speicher und Lastmanagement im Haushaltsbereich (vgl. (Agora Energiewende 2014)). Dies gilt sowohl für das Strom- als auch das kombinierte Strom-Wärmesystem.

Auf der Verteilnetzebene kommen dezentrale Batteriespeicher als neue Speichertechnologie hinzu. Darüber hinaus sind auch auf zentralerer Ebene angesiedelte Großbatterien als neue und zusätzliche Technologieoptionen (z.B. Redox-Flow) möglich. Durch niedrige spezifische Kosten großer Batteriesysteme (z.B. in Schiffscontainern) führen Großbatterien zu geringeren Speicherkosten im System. Allerdings können durch die zunehmende Produktion von Kleinspeichern deren Kosten ebenfalls stark sinken. Bei neuen Stromverbrauchern, wie z.B. Wärmepumpen oder Elektromobilität, ist davon auszugehen, dass diese zunehmend direkt mit der Option zum Lastmanagement installiert werden, so dass keine Kosten für eine Nachrüstung anfallen.

Dezentrale Flexibilitätsoptionen können, wenn sie in räumlicher Nähe und in demselben Verteilnetz wie die erneuerbaren Energieanlagen angeschlossen sind, deren Erzeugungsspitzen abfedern und dazu beitragen, dass Netzengpässe und der daraus folgende Redispatchbedarf reduziert wird (Frontier Economics 2017). Der Netzengpass kann sich dabei sowohl innerhalb des Verteilnetzes als auch im Übertragungsnetz befinden. Dafür notwendig ist jedoch eine netzdienliche Betriebsweise dieser Flexibilität, die auf die Integration erneuerbarer Energien ausgerichtet ist. In einer rein marktgeführten Betriebsweise von Flexibilitätsoptionen im Verteilnetz kann es sogar zu einer Erhöhung des notwendigen Netzausbaubedarfs kommen (Schuster et al. 2020).

Andere Kosten: keine Effekte

Gesamtbewertung: Ein positiver Effekt von Dezentralität ist, dass kleinteilige Flexibilitätsoptionen erschlossen und dem Stromsystem zur Verfügung gestellt werden können (z.B. Lastmanagement auf Haushaltsebene). Bei räumlicher Nähe von Flexibilität und EE-Anlage kann auch eine Reduktion des Netzausbaubedarfs erreicht werden. Ein negativer Effekt von Kleinspeichern ist, dass sie im Vergleich zu Großspeichern teurer sind (Skaleneffekte).

Ökologische Effekte

Verluste: Die Speicherverluste, die durch den Einsatz von Flexibilität auftreten, hängen besonders von der Art der verwendeten Technologie und deren Speicherwirkungsgrad ab. Die Wirkungsgradverluste nehmen dabei in folgender Reihenfolge zu: Lastmanagement, Batteriespeicher, Pumpspeicherkraftwerke und Power-to-Gas mit Rückverstromung (Umweltbundesamt 2016) (Öko-Institut 2019b). Neben der Höhe der Speicherverluste spielen auch der Brennstoffmix und die spezifischen CO₂-Emissionen der Stromerzeugung eine Rolle, die für die Kompensation der Speicherverluste erforderlich ist. Handelt es sich dabei um EE-Strom, der ansonsten abgeregelt würde, so sind die ökologischen Effekte positiv zu sehen (Fraunhofer ISE; Universität Stuttgart; Fraunhofer IWES; ETG, Enerstorage GmbH; LEW; RWE Effizienz GmbH; FfE; TU Dresden 2014). Negative ökologische Effekte treten auf, wenn die Speicherverluste durch fossile Brennstoffe kompensiert werden.

Ressourcen- & Flächenbedarf: Wie schon bei den Kraftwerken in Dimension 1 ist auch bei den Flexibilitätsoptionen ein detaillierter Vergleich der notwendigen Ressourcen und Flächen in dieser Studie nicht möglich. Generell kann jedoch angenommen werden, dass ein System mit einer höheren installierten Leistung und geringeren Nutzungsstunden der Flexibilität auch einen höheren Ressourcen- und Flächenbedarf hat. Insbesondere bei Technologien in denen kritische Rohstoffe verwendet werden (z.B. Blei-Säure Batterien) oder die mit einem hohen Flächenverbrauch einhergehen, ist es aus ökologischer Sicht sinnvoll, den Bedarf möglichst zu reduzieren (Umweltbundesamt 2016).

Gesamtbewertung: Ein eindeutig positiver Effekt von (dezentralen) Flexibilitätsoptionen ist die Nutzung von lokalen EE-Überschüssen. Negative Effekte des Netzengpassmanagements im Verteilnetz sind höhere Speicherverluste und eine mögliche zusätzliche fossile Stromerzeugung.

Politische und soziale Effekte

Verteilungsfragen: Viele kleine Flexibilitätsoptionen (z.B. PV-Batteriespeichersysteme) bieten insbesondere für lokale Handwerksbetriebe neue Einnahmequellen und erhöhen dadurch die positive lokale wirtschaftliche Effekte (Hirschl et al. 2010).

Akzeptanz: Es gibt Hinweise darauf, dass dezentrale PV-Batteriespeichersysteme und Industrie-DSM eine vergleichsweise hohe Akzeptanz aufweisen, wie zum Beispiel Projekte mit Stakeholderbeteiligung gezeigt haben (Timpe et al. 2018). Dezentrales DSM auf Haushaltsebene kann aufgrund von Datenschutzfragen in diesbezüglich sensiblen Bevölkerungsgruppen eine geringere Akzeptanz aufweisen. Der Bau von neuen Pumpspeicherkraftwerken kann aufgrund von lokalen Umwelteffekten auf Widerstand vor Ort treffen.

Gesamtbewertung: Positive lokale wirtschaftliche Effekte überwiegen.

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

2.2.4. Regionale Verteilung Flexibilität

Tabelle 2-5: Regionale Verteilung Flexibilität

Bei der regionalen Verteilung von Flexibilitätsoptionen fällt es schwer, eine eindeutige Zuordnung für eine zentrale und eine dezentrale Ausprägung zu treffen. Neben dem Aspekt der Anlagengröße, wie er in Dimension 3 verwendet wird, kommt hier noch die Frage nach der räumlichen Nähe zu erneuerbaren Energieanlagen oder zu Stromverbrauchern hinzu. Eindeutige Vertreter für dezentrale Flexibilitätsoptionen sind PV-Batteriesysteme und Lastmanagement bei Haushalten. Last- und erzeugungsferne Pump- und Speicherwasserkraftwerke in Skandinavien sind eine extreme Ausprägung für zentrale Flexibilitätsoptionen. Bei Industrie-DSM oder einer großen Power-to-Gas Anlage in einer Windregion, überkreuzen sich die zentralen und dezentralen Ausprägungen zwischen den Dimensionen 3 und 4.

Für die Betrachtung in dieser Studie wird deshalb folgende Definition gewählt: Zentrale Flexibilitätsoptionen befinden sich konzentriert in direkter Nähe von großen Erzeugungszentren erneuerbarer Energien (große Windparks oder große PV-Freiflächenanlagen) oder von großen Stromverbrauchern (Lastmanagement in der Industrie). Dezentrale Flexibilität findet sich hingegen regional breit verteilt. Sie weist somit tendenziell eine direkte Nähe zu kleineren Stromverbrauchern (Lastmanagement in Haushalten) oder einzelnen EE-Anlagen auf.

zentral		dezentral
Pump- und Speicherwasserkraftwerke in Skandinavien, Lastmanagement in der Industrie	Pumpspeicherkraftwerke in Süddeutschland, Lastmanagement in Gewerbebetrieben	PV-Batteriespeicher, Lastmanagement in Haushalten

Ökonomische Effekte

Investitionen: Die regionale Verteilung von Flexibilität kann besonders auf die Netzbelastung und den notwendigen Netzausbau einen Einfluss haben. Positive Effekte sind möglich, wenn sich die Flexibilitätsoptionen in der Nähe von Erzeugungsanlagen oder Stromverbrauchern befinden und das Betriebsregime auf einen netzdienlichen Einsatz abzielt (Spiliotis et al. 2016). Flexibilität kann so auftretende Erzeugungsspitzen oder -lücken abfedern und kritische Situationen im Stromnetz reduzieren.

Andere Kosten: Mit Flexibilitätsoptionen, die sich in der Nähe von EE-Anlagen befinden, kann deren Abregelung im Falle von Netzengpässen verringert werden und die Kosten für das Einspeisemanagement erneuerbarer Energien verringern sich (Bussar et al. 2014). Gleiches gilt für Redispatchkosten.

Gesamtbewertung: Positive Effekte möglich: Befindet sich Flexibilität in der Nähe von erneuerbaren Erzeugern oder Verbrauchern, kann sie zum Einsatz kommen, um Erzeugungs- oder Lastspitzen abzufedern und eine Netzüberlastung zu vermeiden. Voraussetzung dafür ist ein netzdienliches Betriebsregime der Flexibilität.

Ökologische Effekte

Verluste: Im Bereich der Netz- und Speicherverluste führt ein erzeugungs- oder lastferner Einsatz von Flexibilitätsoptionen zu einem stärkeren Stromtransport und damit auch zu höheren Netzverlusten. Dies ist beispielsweise der Fall, wenn Windenergie aus Norddeutschland in Pumpspeicherkraftwerken in Süddeutschland gespeichert wird. Befinden sich zudem Flexibilitätsoptionen mit vergleichsweise hohen Speicherverlusten an erzeugungsfernen Standorten (z.B. Power-to-Gas an Industriestandorten im Binnenland), so verstärken sich diese negativen Effekte⁸. Sind im Gegensatz dazu die Flexibilitätsoptionen in der Nähe der EE-

⁸ Zu Wirkungsgraden und Selbstentladung siehe Öko-Institut; ZSW (2015).

Anlagen und insbesondere vor einem Netzengpass lokalisiert, so kann EE-Abregelung vermieden werden (Bussar et al. 2014).

Um die auftretenden Verluste zu kompensieren, muss an anderer Stelle Strom erzeugt werden. Handelt es sich dabei um fossile Brennstoffe, steigen die CO₂-Emissionen entsprechend an. Aus diesem Grund sollten Speicher nur dann eingesetzt werden, wenn es keine ausreichenden Netzkapazitäten oder keine entsprechend hohe Stromnachfrage gibt. An dieser Stelle können dann Lastmanagementoptionen auch EE-Abregelung vermindern, wenn sie die Last entsprechend erhöhen.

Ressourcen- & Flächenbedarf: Der Ressourcen- und Flächenbedarf hängt eher von der Art der Speichertechnologie als von der regionalen Verteilung ab. Vor diesem Hintergrund können zu den Effekten von unterschiedlicher Regionalisierung keine Aussagen getroffen werden. Der Technologieaspekt und die Größenausprägung der Flexibilitätsoptionen werden in Dimension 3 diskutiert.

Gesamtbewertung: Positiver Effekt, wenn Netzverluste und EE-Abregelung vermieden werden können. Negativer Effekt, wenn eine last- oder erzeugungsferne Speicherung erfolgt und dadurch höhere Netzverluste auftreten.

Politische und soziale Effekte

Verteilungsfragen: Der dezentrale Ausbau von Flexibilitätsoptionen geschieht oft als Teil einer dezentralen Optimierung von individuellen Akteuren. Besonders etabliert ist der Ausbau von Batteriespeichern in Verbindung mit PV-Aufdachanlagen und die damit verbundene Maximierung des Eigenstromverbrauchs (Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen 2017). Gleiches gilt für Lastmanagement zur Senkung der Strombezugskosten (z.B. mit zeitvariablen Tarifen). In dieser Form der Flexibilitätsbereitstellung liegt auch das größte Potenzial für eine finanzielle Beteiligung von Anwohner*innen, da diese direkt von der Installation und dem Einsatz der Flexibilität durch Eigenverbrauch von Strom profitieren. Auf das Thema „Entsolidarisierung“ im Zusammenhang mit Eigenverbrauchsmaximierung wird in Dimension 5 eingegangen.

Akzeptanz: Eine gesteigerte finanzielle Beteiligung von Bürger*innen kann auch zu einer erhöhten Akzeptanz von Flexibilitätsoptionen und der Energiewende insgesamt beitragen (DIW 2017). Dies hängt jedoch von den verwendeten Technologien der Flexibilitätsoptionen ab.

Pumpspeicherkraftwerke sind bereits seit vielen Jahrzehnten Teil der Energieinfrastruktur. Die Anforderungen für den Ausbau dieser Kraftwerke sind, besonders was die notwendigen Flächen betrifft, groß. Der lokale Einfluss auf Landschaftsbild und Ökosysteme ist häufig hoch, so dass diesbezüglich auch mit Protesten von Bürger*innen zu rechnen ist (Bjarne 2011).

Auch für neue Speichertechnologien können Akzeptanzprobleme entstehen. Da diese aktuell jedoch eine geringe Bekanntheit bei Bürger*innen aufweisen, gibt es zurzeit wenig Bürgerinitiativen, die sich dagegen organisieren. Dies lässt sich für Power-to-Gas Anlagen oder Großbatteriespeicher beobachten (HWR Berlin 2014). Zukünftig will man hier jedoch aus den Erfahrungen mit erneuerbaren Energien lernen und breite Beteiligungsprozesse realisieren, um die Akzeptanz zu fördern (Taubitz und Hildebrand 2019).

Gesamtbewertung: Dezentrale Anlagen können die finanzielle Beteiligung von Bürger*innen erhöhen und somit zur Akzeptanz der Energiewende beitragen.

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

2.2.5. Optimierungsebene

Tabelle 2-6: Optimierungsebene

Bei einer zentralen Optimierung findet ein Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf Ebene des nationalen Stromsystems und im europäischen Stromverbund statt. Eine dezentrale Optimierung hat hingegen zum Ziel, Erzeugung und Verbrauch bereits vorrangig auf lokaler Ebene auszugleichen.

zentral	dezentral
Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf nationaler und europäischer Ebene	Vorrangiger Ausgleich auf Ebene von Gemeinden, Quartieren oder Endkunden

Ökonomische Effekte

Investitionen: Für einen vorrangig auf lokaler Ebene stattfindenden Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch sind Investitionen in den Aufbau von Smart Home Systemen zur Maximierung des Eigenverbrauchs bis hin zu lokalen Strommärkten oder Flexibilitätsplattformen erforderlich. Endkunden, die einen Teil des eigenen Strom- und Wärmebedarfs selbst erzeugen wollen, können die Investitionen in Erzeugungsanlagen dabei so anpassen, dass sich hohe spezifische Volllaststunden ergeben. Der darüber hinaus gehende Strombedarf wird dann weiterhin aus dem Netz bezogen.

Eine bilanzielle dezentrale Optimierung ist nicht in allen Regionen möglich. Besonders Regionen, die sich durch einen hohen Stromverbrauch oder nicht ausreichende erneuerbare Potenziale für einen dezentralen Ausgleich auszeichnen, ist ein überregionaler Ausgleich zur Lastdeckung notwendig. Besonders Lastzentren, wie beispielsweise Städte oder Industriegebiete, müssten für einen vorrangig dezentralen Ausgleich mit umliegenden Überschussregionen zusammengefasst werden (Tröndle 2019).

Das Ziel eines lokalen Ausgleichs von Erzeugung und Verbrauch kann jedoch auch zu einem ineffizient hohen Ausbau an Erzeugungsleistung und Flexibilitätsoptionen führen, insbesondere in Regionen mit einer hohen Stromnachfrage (UBA 2013). Dieser Aspekt wird in den Dimensionen 2 und 4 diskutiert.

Andere Kosten: Bei einer dezentralen Optimierungsebene ergeben sich lokale Strompreise in Abhängigkeit der spezifischen Stromerzeugungskosten bzw. der lokalen Merit Order der Erzeugungsanlagen. Regionen mit hohen EE-Stromanteilen oder bilanziellen Überschüssen weisen dann vergleichsweise geringe Strompreise auf. In Regionen mit geringen EE-Stromanteilen oder bilanziellen Erzeugungsdefiziten (wie z.B. in Lastzentren oder Ballungsräumen) resultieren dann höhere Strompreise aufgrund höherer spezifischer Stromerzeugungskosten (Timpe et al. 2018) (FAU 2015, S. 47). Ähnlich verhält es sich mit dem verstärkten Einsatz dezentraler Speicher zur lokalen Optimierung, die in Konkurrenz zum Stromaustausch über das Stromnetz stehen, und somit nicht die kostengünstigste Flexibilität darstellen (Öko-Institut; energy nautics 2016). Je kleiner die Zellen und Regionen von vornherein gewählt werden, desto größer sind die Preis- und Kostenunterschiede, da der räumliche Ausgleichseffekt sich weniger auswirken kann (Timpe et al. 2018).

Gesamtfazit: Bei einer dezentralen Optimierung mit regionalen Strommärkten kommt es zu regionalen Unterschieden bei Strompreisen und spezifischen Stromerzeugungskosten. Im Vergleich zu einem einheitlichen Marktgebiet führt dies in Summe zu höheren Strompreisen und Kosten der Stromerzeugung, da günstigere Technologien in Überschussregionen teilweise ungenutzt bleiben und teurere Technologien in Defizitregionen übermäßig stark eingesetzt werden.

Ökologische Effekte

Verluste: Der verstärkte Einsatz von lokaler Flexibilität, um einen stündlichen oder saisonalen Ausgleich zu ermöglichen, hat bei einer dezentralen Optimierung einerseits höhere Speicherverluste und andererseits geringere Netzverluste zur Folge (Umweltbundesamt 2016). Im direkten Vergleich dieser beiden Verlustpositionen fällt die Zunahme der lokalen Speicherverluste dabei meistens höher aus als die Abnahme der überregionalen Leitungsverluste (FfE 2014).

Ressourcen- & Flächenbedarf: Aus der Art der Optimierung ergeben sich für bereits vorhandene Anlagen keine Unterschiede beim Ressourcen- und Flächenbedarf. Die Aspekte, welche aus der erforderlichen Anzahl an Anlagen für die Stromerzeugung und die Bereitstellung von Flexibilität resultieren, werden in den Dimensionen 2 und 4 diskutiert.

Gesamtfazit: Tendenziell eher negative Effekte, da es bei einer dezentralen Optimierung zu höheren Speicherverlusten kommt als bei einer zentralen Optimierung.

Politische und soziale Effekte

Verteilungsfragen: Die dezentralste Form der Optimierung stellt die des Eigenstromverbrauchs dar. Selbst erzeugter Strom ersetzt dann den vom Netz bezogenen Strom und die Differenz aus Stromerzeugungskosten und Strombezugskosten stellt den Vorteil für den Verbraucher dar (IÖW 2011). Auf der anderen Seite steht allerdings das Phänomen der Entsolidarisierung bezüglich der Infrastrukturkosten des Energiesystems. Bei einem steigenden Eigenverbrauch und somit geringeren Strombezug aus dem Netz beteiligen sich immer weniger Akteure über verbrauchsbezogene Entgelte und Umlagen an der Finanzierung der Infrastruktur des Energiesystems. Dies ist besonders bei den Stromnetzen der Fall (Hinz und Möst 2017).

Kommt es zu einer Optimierung einzelner Zellen oder Waben im Stromsystem, so sind regionale Kostenunterschiede bei der Stromversorgung zwischen diesen Einheiten unvermeidlich. Das ist auf die verschiedenen Eigenschaften der Regionen in Bezug auf die Potenziale erneuerbarer Energien und der Flexibilitätsbereitstellung zurückzuführen. Waben mit einem besonders großen Potenzial in der Bereitstellung von Strom können somit zu niedrigeren Kosten Strom erzeugen als andere Waben mit schlechteren Voraussetzungen. Dies kann zu einer reduzierten Akzeptanz bei den Akteuren führen, die bei einer solchen Systemorganisation erhöhte Kosten zu tragen haben.

Akzeptanz: Eigenstromverbrauch, regionaler Strombezug und lokale Strommärkte bergen das Potenzial die Energiewende für Bürger*innen erfahrbar zu machen. Eine mögliche Grundlage dafür sind Regionalnachweise, die Strom eine regionale Komponente zuweisen (Umweltbundesamt 2020). Bei Verbrauchern könnte dies dazu beitragen, dass ein Ausbau erneuerbarer Energien mit der eigenen Stromversorgung assoziiert wird und Zahlungsbereitschaft für deren Ausbau erschließt (Agora Energiewende 2017). Es ist denkbar, dass dies auch zu einer gesteigerten Akzeptanz gegenüber regional ausgebauten erneuerbaren Energien führen könnte. Es besteht jedoch auch die Gefahr, dass Regionen mit einem hohen EE-Potenzial bei gleichzeitig geringer Stromnachfrage den EE-Ausbau verlangsamen oder sogar stoppen, sobald sie sich selbst versorgen können. Diese EE-Strommenge fehlt dann in den anderen Regionen. Eine dezentrale Optimierung mit regionalen Strommärkten steht zudem in einem deutlichen Widerspruch zu einem einheitlichen Strommarkt und wird von Akteuren, die für offenen Handel und Wettbewerb stehen, sehr kritisch gesehen (z.B. Bundesnetzagentur).

Gesamtfazit: Eine dezentrale Optimierung hat das Potenzial, die Akzeptanz und positive lokale wirtschaftliche Effekte zu erhöhen. Sie birgt aber auch die Gefahr, die Infrastrukturkosten bei denjenigen Akteuren zu konzentrieren, die sich nicht bis zu einem gewissen Grad selbst versorgen können.

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

2.2.6. Akteursebene

Tabelle 2-7: Akteursebene

Ein zentrales System weist nur wenige, große Akteure auf, die an einen gemeinsamen Marktplatz (z.B. die Strombörse) agieren. In einem dezentralen System befinden sich eine Vielzahl an kleineren Akteuren, die regional vernetzt sind.

zentral		dezentral
Wenige Unternehmen realisieren die Stromversorgung	Mischausprägung	Eine Vielzahl an Akteuren partizipiert gemeinsam an der Stromversorgung.
Ökonomische Effekte		
Keine Aussage möglich, da sich ökonomische Effekte besonders in der Erlösverteilung wiederfinden.		
Ökologische Effekte		
Keine Angabe möglich, da hier keine Auswirkungen auf Ressourcen oder Flächen zu beobachten sind.		
Politische Effekte		
Verteilungsfragen: Bei einer Beteiligung von einer großen Zahl von dezentralen Akteuren an der Energieversorgung kommt es zu einer breiteren Erlösverteilung. Dies ist zum Beispiel für positive lokale wirtschaftliche Effekte in Kommunen bedeutend (Hirschl et al. 2010). Darüber hinaus können auch Einzelpersonen von dieser Beteiligung profitieren, indem sie beispielsweise Geschäfts- oder Genossenschaftsanteile an Projekten und Anlagen erwerben (Dunker und Mono 2013) oder Konzepte zur Eigenerzeugung umsetzen (Chrischilles 2016). Mit einer Beteiligung von mehr Akteuren an der Energieversorgung und dem Strommarkt kommt es auch zu einem gesteigerten Wettbewerb. Das Marktergebnis fällt damit effizienter aus, als mit einer geringeren Anzahl an Marktteilnehmern. Akzeptanz: Eine Beteiligung an vernetzten regionalen Akteuren ist im Rahmen eines regionalen Energiekonzepts möglich. Kommunen definieren dabei ein Konzept für ihre Energieversorgung passend zu ihrer Region und deren Charakteristika (AEE 2008). In diese partizipativen Prozesse können Bürger*innen mit einbezogen werden. Somit gestalten diese das kommunale Energiekonzept mit, was die Möglichkeit bietet, kreative Unterstützungspotentiale zu erschließen oder zur Identitätsbildung beizutragen (Zoellner et al. 2011). Gesamtbewertung: Eine größere Beteiligung dezentraler Akteure kann zu einer erhöhten Akzeptanz sowie wirtschaftlichen Beteiligung führen.		

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

2.2.7. Fazit der Literaturanalyse und Ausblick

Die durchgeführte Literaturanalyse und die Aufbereitung der Inhalte in Steckbriefen hat gezeigt, dass die in der Tabelle 2-8 dargestellten Kernthemen für eine weitergehende quantitative Auswertung in Kapitel 4 zu beachten sind. Hierzu werden, wenn möglich, quantitative Daten aufgenommen und zusammengestellt.

Tabelle 2-8: Für die einzelnen Dimensionen identifizierte Kernthemen

Dimension	Kernthemen
Dimension 1: Kraftwerke – Netzebene/Größe	Skaleneffekte Technologien Netzanschluss Ressourcen
Dimension 2: Kraftwerke – reg. Verteilung	Netzausbau Verluste
Dimension 3: Flexibilität – Netzebene/Größe	Skaleneffekte Technologien Netzanschluss Ressourcen
Dimension 4: Flexibilität – reg. Verteilung	Netzausbau Verluste
Dimension 5: Optimierungsebene	Preise Verluste soziale Verteilung Ziel der Optimierung
Dimension 6: Anzahl/Größe Akteure	Akzeptanz finanzielle Teilhabe

Quelle: Öko-Institut e.V.

In der Literaturanalyse wurde zudem deutlich, dass eine Analyse von Vor- und Nachteilen einer stärkeren Dezentralisierung des Strom-Wärmesystems auch im Zeitverlauf betrachtet werden muss. Vorteile und Nachteile, die vor allem in der kurzfristigen Perspektive auftreten, können im weiteren Verlauf und für die langfristige Perspektive wieder weniger relevant werden, wenn sich die Entwicklungspfade zwischen dezentral und zentral ausgeprägten Szenarien beginnen anzugleichen. Dies ist insbesondere durch die begrenzten Potenziale für erneuerbare Energien bedingt. Es stellt sich also die Frage nach den Freiheitsgraden für ein eher dezentral oder ein eher zentral ausgestaltetes Energiesystem, welches bis zum Jahr 2050 Klimaneutralität erreicht. Hier können quantitative Modellierungsarbeiten beispielsweise darüber Aufschluss geben, welcher Technologiemix zu welchen Kosten führt (beispielsweise Fraunhofer ISE 2020a).

2.3. Grenzen einer Dezentralisierung

In diesem Kapitel werden die Ergebnisse der Literaturrecherche zusammengefasst. Ziel dessen ist die Beschreibung eines dezentralen Strom-Wärme-Systems, in dem die erwarteten Vorteile möglichst groß und die erwarteten Nachteile möglichst gering ausfallen. Zudem werden verschiedene Entwicklungspfade des Energiesystems im Zeitverlauf „Heute – Transformationsphase – Klimaneutralität“ schematisch dargestellt.

In Abbildung 2-3 ist dargestellt, in welchem Umfang eine Dezentralisierung in den einzelnen Dimensionen sinnvoll ist, so dass die erwarteten positiven Effekte überwiegen bzw. die erwarteten negativen Effekte nicht dominieren. Der grüne Pfeil illustriert dabei, dass die erwarteten positiven Effekte einer Dezentralisierung überwiegen. Ein roter Pfeil zeigt an, dass in dieser Dimension die erwarteten negativen Effekte einer Dezentralisierung überwiegen. Bei einem orangenen Pfeil wird Dezentralisierung bis zu einem gewissen Grad als sinnvoll eingeschätzt.

Abbildung 2-3: In welchem Umfang ist eine Dezentralisierung in den einzelnen Dimensionen sinnvoll?

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz Offshore-Windpark, Gaskraftwerke	Onshore-Windparks, Biogasanlagen, PV-Freiflächenanlagen
	Verteilnetz PV-Dachanlagen, BHKW	
	Ausbau kleinteiliger Anlagen auf Verteilnetzebene notwendig für Gelingen der Energiewende zentralere Erzeugung trotzdem notwendig (Offshore-Wind) wenig Entscheidungsspielraum	
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Windenergieanlagen in Norddeutschland; PV-Freiflächenanlagen in Süddeutschland	Stärkere Verbrauchsnähe z.B. mehr Windzubau in Süddeutschland
	Windenergieanlagen in der Nähe von Städten und industriellen Lastzentren sowie PV-Dachanlagen	
	Höhere regionale Wertschöpfung höhere Gestehungskosten der dezentralen EE-Stromproduktion lokaler Widerstand gegen EE-Ausbau	
Flexibilität: Netzebene Größe	PSW, Großbatterie, DSM in der Industrie, Großwärmespeicher	Blockheizkraftwerk, Lastmanagement von Gewerbebetrieben
	PV-Batteriespeicher, DSM in Haushalten, Heizungs-Pufferspeicher, Wärmepumpen	
	Höhere EE-Integration durch mehr Flexibilität positive lokale wirtschaftliche Effekte Vermeidung von Netzengpässen steigende Speicherkosten	
Flexibilität: Regionale Verteilung	Pump- und Speicherwasserkraftwerke in Skandinavien, Lastmanagement in der Industrie	Pumpspeicherkraftwerke in Süddeutschland, Lastmanagement von Gewerbebetrieben
	PV-Batteriespeicher, Lastmanagement von Haushalten	
	Last- oder erzeugungsnahe Flexibilität führt bei einem netzdienlichen Einsatz zu überwiegend positiven Effekten positive lokale wirtschaftliche Effekte	
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf nationaler und europäischer Ebene	Vorrangiger Ausgleich auf Ebene einer Region (z.B. Bundesland oder Regierungsbezirk)
	Vorrangiger Ausgleich auf Ebene von Gemeinden, Quartieren oder Endkunden	
	Höhere Stromerzeugungskosten höhere Speicherverluste regionale Ungleichgewichte	
Anzahl und Größe Akteure	Wenige Unternehmen realisieren die Stromversorgung	Mischausprägung
	Eine Vielzahl an Akteuren partizipiert gemeinsam an der Stromversorgung.	
	Breitere Teilhabe an der Energiewende positive lokale wirtschaftliche Effekte	
	Überwiegend negative Effekte einer starken Dezentralisierung	Überwiegend positive Effekte einer starken Dezentralisierung

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

Die Effekte in den einzelnen Dimensionen sind im Folgenden kurz erläutert.

Kraftwerke: Netzebene | Größe

- In der Dimension der Netzebene der Kraftwerke gibt es bezüglich des Ausbaus von erneuerbaren Energien Anlagen nur eingeschränkte Entscheidungsmöglichkeiten. Dies ist bedingt durch die dezentrale Eigenschaft (d.h. den geringen Leistungsbereich) von erneuerbaren Energien-Technologien im Vergleich zu konventionellen Großkraftwerken. Der benötigte EE- Ausbau geht somit auch mit einer Dezentralisierung des Stromsystems einher. Die einzig verbleibenden Großanlagen im Gigawattbereich sind Offshore-Windparks bzw. deren Einspeiseknoten im Übertragungsnetz.
- Beim EE-Ausbau geht es zunächst einmal darum, die erforderlichen Zubauraten zu gewährleisten, die für die Erreichung der EE-Ziele notwendig sind. Im Detail geht es dann darum, einen möglichst ausgewogenen und vorteilhaften Mix an EE-Technologien zu realisieren. Der an dieser Stelle noch verbleibende Entscheidungsspielraum setzt sich aus der installierten Leistung von offshore und onshore Windenergieanlagen (Einzelanlagen und Windparks) und PV (Dach- und Freiflächenanlagen) zusammen und wird durch die verfügbaren EE-Potenziale begrenzt.
- Eine auf dieser Detailebene zunehmende Dezentralisierung bei der Netzebene der EE-Anlagen führt zu erhöhten Kosten. Denn bei einer großen Zahl von kleinen EE-Anlagen (also PV-Dachanlagen und einzelne Windenergieanlagen) gehen Skaleneffekte verloren und es kommt zu erhöhten Netzanschlusskosten im Verteilnetz. Dem gegenüber stehen potenziell positive Effekte, wie etwa positive lokale wirtschaftliche Effekte oder Akzeptanz. Außerdem ist die Dezentralisierung von EE-Anlagen eine Voraussetzung für positive Effekte in anderen Kategorien (Flexibilität, Beteiligung).

Fazit: Der EE-Ausbau ist die Grundlage für Klimaschutz und die Energiewende und sollte möglichst breit und kontinuierlich gefördert⁹ werden. Ein „zuviel“ an EE-Ausbau gibt es absehbar nicht. Im Detail sollte darauf geachtet werden, dass neben PV-Anlagen auch ausreichend Windenergieanlagen zugebaut werden, damit gleichmäßigere Stromerzeugungsprofile entstehen.

Kraftwerke: Regionale Verteilung

- Der Entscheidungsspielraum bei der regionalen Verteilung von EE-Anlagen wird von den verfügbaren EE-Potenzialflächen begrenzt. Mit zunehmendem EE-Ausbau nehmen die verbleibenden EE-Potenzialflächen naturgemäß ab und der Entscheidungsspielraum wird kleiner. Bei einem Energiesystem mit vollständiger Versorgung durch erneuerbare Energien werden alle geeigneten Anlagenstandorte in Deutschland benötigt und es werden zudem auch Energieimporte nötig sein (wie z.B. grüner Wasserstoff).
- In der Transformationsphase besteht Freiraum für politische Gestaltung. Ein dezentrales System mit einem vorzugsweisen lastnahen EE-Ausbau führt zu höheren Kosten der Stromerzeugung, da die EE-Anlagen nicht an den hinsichtlich Volllaststunden und spezifischen Investitionen geeignetsten Standorten errichtet werden. Dem gegenüber steht ein reduzierter Ausbaubedarf der Übertragungsnetze, wenn deutschlandweit zusätzliche EE-Anlagen lastnah verteilt werden (vgl. Kapitel 4.2.2).

⁹ Von besonderer Wichtigkeit ist in diesem Zusammenhang die Novellierung des EEG.

- Gegenläufige Effekte finden sich auch im politischen und sozialen Bereich: positiven Effekten in der regionalen Wertschöpfung stehen lokale Widerstände gegen den Ausbau von Windenergieanlagen gegenüber.

Fazit: Ein lastnaher EE-Ausbau bei onshore Windenergieanlagen und PV ist generell vorteilhaft, sofern die gewählten Standorte ausreichende Volllaststunden und vertretbare spezifische Investitionen aufweisen.

Flexibilität: Netzebene | Größe

- Die Argumentation ist für die Dimension Netzebene und Größe von Flexibilität mit der Dimension Netzebene und Größe von EE-Anlagen (Kraftwerken) vergleichbar.
- Dezentrale Flexibilität wird erst im Rahmen einer zunehmenden Dezentralisierung erschlossen und kann somit zu einer höheren EE-Integration beitragen. Da sie im Verteilnetz zum Einsatz kommt, kann sie eine erhöhte Einspeisung erneuerbarer Energien direkt dort kompensieren, so dass Netzengpässe reduziert werden können. Kleine dezentrale Flexibilitätsoptionen können die Beteiligung in der Bevölkerung an der Energieversorgung erhöhen (z.B. im Rahmen von Eigenverbrauchskonzepten) und es ergeben sich eine breitere Erlösverteilung und positive lokale wirtschaftliche Effekte.
- Allerdings gehen bei einer zunehmenden Dezentralisierung von Flexibilität Skaleneffekte verloren.

Fazit: Dezentralisierung ist bis zu einem gewissen Grad sinnvoll.

Flexibilität: Regionale Verteilung

- In dieser Dimension ist es vorteilhaft, wenn sich die Flexibilitätsoptionen in der Nähe von Stromverbrauchern oder EE-Anlagen befinden. Dezentrale Flexibilität befindet sich in unserer Definition regional verteilt in der Nähe von kleineren EE-Anlagen (z.B. PV-Batteriespeicher) oder von kleineren Stromverbrauchern (z.B. Lastmanagement in Haushalten). Zentrale Flexibilität tritt konzentriert in der Nähe von größeren Einspeisезentren für erneuerbare Energien (z.B. größere Windparks) oder von großen Stromverbrauchern (z.B. Lastmanagement in der Industrie) auf. In beiden Fällen kann dadurch eine für das jeweilige Netzgebiet passende Dienstleistung bereitgestellt werden. Bei einem netzdienlichen Einsatz von dezentraler Flexibilität tritt eine gleichmäßigere Auslastung von Netzbetriebsmitteln auf und Situationen mit einer temporären Netzüberlastung gehen zurück (Engpassmanagement).
- Da der zwischengespeicherte Strom bei last- oder erzeugungsnaher Flexibilität nicht über weite Strecken transportiert werden muss, werden Netzverluste reduziert. Bei erzeugungsnahen Flexibilitätsstandorten geht zudem das Einspeisemanagement zurück. Auch im Bereich der Bürgerbeteiligung entstehen positive Effekte, wenn EE-Anlagenbetreiber oder Stromverbraucher durch den kombinierten Einsatz von Flexibilität profitieren.

Fazit: Last- oder erzeugungsnaher Flexibilität führt zu überwiegend positiven Effekten. Diese positiven Effekte treten unabhängig davon auf, ob die Flexibilität als „zentrale“ oder „dezentrale“ Flexibilität eingruppiert wird.

Optimierungsebene

- Bei einer dezentralen Optimierung mit regionalen Strommärkten kommt es zu regionalen Unterschieden bei Strompreisen und spezifischen Stromerzeugungskosten. Im Vergleich zu einem einheitlichen Marktgebiet führt dies in Summe zu höheren Strompreisen und Kosten der Stromerzeugung, da günstigere Technologien in Überschussregionen teilweise ungenutzt bleiben und teurere Technologien in Defizitregionen übermäßig stark eingesetzt werden.
- Die Gründe dafür sind schlechtere Standorte, die für die Stromerzeugung realisiert werden müssen sowie der erhöhte Flexibilitätsbedarf und die daraus resultierenden Speicherverluste, der bei einem vorrangig regionalen Ausgleich anfallen.
- Neben regionalen Kostenunterschieden bei der Stromversorgung besteht auch die Gefahr, dass sich die Infrastrukturkosten bei denjenigen Akteuren konzentrieren, die sich nicht bis zu einem gewissen Grad selbst versorgen können und auf „Stromimporte“ angewiesen sind.
- Eine dezentrale Optimierung hat zwar das Potenzial, die Akzeptanz und positive lokale wirtschaftliche Effekte in EE-Regionen mit vergleichsweise geringer Stromnachfrage zu erhöhen, da sich hier Vorteile ergeben. Gleichzeitig ergeben sich jedoch in anderen Regionen entsprechende Nachteile, die diese Vorteile in Summe übersteigen und es kommt zu regionalen Ungleichgewichten.

Fazit: Eine dezentrale Optimierung mit regionalen Strommärkten steht in einem deutlichen Widerspruch zu einem einheitlichen Strommarkt und führt in Summe zu höheren Kosten der Stromerzeugung. Während EE-Regionen mit vergleichsweise geringer Stromnachfrage profitieren können, erleiden Lastzentren mit geringem EE-Potenzial deutliche Nachteile.

Anzahl und Größe der Akteure

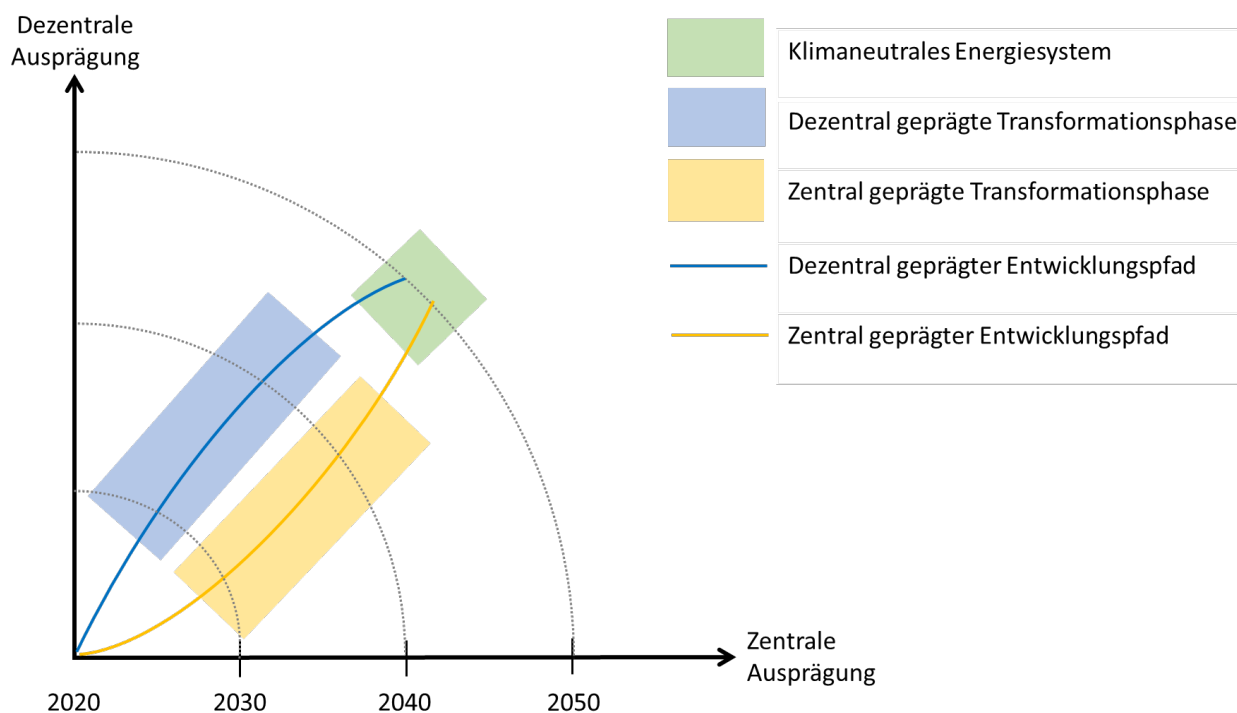
- Eine größere Zahl an Akteuren und deren Beteiligung an der Stromversorgung führt zu einer breiteren Verteilung von Erlösen.
- Dies kann zu einer erhöhten Akzeptanz und positiven lokalen wirtschaftlichen Effekten führen, wenn entsprechende Beteiligungsmodelle realisiert werden.
- Auch die Wettbewerbsbedingungen können durch eine größere Zahl an Akteuren verbessert werden, wenn diese einen diskriminierungsfreien Zugang zum gemeinsamen Strommarkt haben.

Fazit: Eine Dezentralisierung ist in diesem Bereich sinnvoll, da sie zu einer breiteren Teilhabe an der Energiewende führt.

Abschließend sind in Abbildung 2-4 jeweils ein dezentral geprägter und ein zentral geprägter Entwicklungspfad des Energiesystems im Zeitverlauf von heute (Jahr 2020) über eine Transformationsphase bis zu einem klimaneutralen Energiesystem im Jahr 2050 schematisch dargestellt. Die Abbildung soll zeigen, dass sich ein Entwicklungspfad immer aus dezentralen und aus zentralen Elementen zusammensetzt. In der Transformationsphase können dabei Gegensätze zwischen einer dezentralen und einer zentralen Ausprägung im Gesamtsystem auftreten. Diese Gegensätze schwächen sich jedoch im Zeitverlauf in Richtung eines klimaneutralen Energiesystems wieder ab. Für ein

klimateutrales Energiesystem, welches zu 100 % auf erneuerbaren Energien basiert, müssen die verfügbaren Erzeugungstechnologien für Wind (onshore und offshore) sowie PV (Dachanlagen und Freiflächen) großräumig genutzt werden, um die Stromnachfrage in einer Größenordnung von 800 TWh bis 900 TWh zu decken (Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie 2020, S. 27). Auch im Bereich der Flexibilität wird es notwendig sein, die Potenziale sowohl auf zentraler als auch auf dezentraler Ebene zu nutzen.

Abbildung 2-4: Schematische Darstellung verschiedener Entwicklungspfade im Zeitverlauf hin zu einem klimateutralen Energiesystem



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

3. Bestandsaufnahme dezentraler Konzepte/Ansätze, technischer Entwicklungen und Akteursstrukturen

In diesem Kapitel wird auf Basis einer Literaturrecherche eine Übersicht über dezentrale Konzepte sowie die damit verbundenen technischen Entwicklungen und die beteiligten Akteure gegeben. Die Übersicht wird zudem für verschiedene Anwendungsfälle erstellt.

3.1. Dezentrale Konzepte auf unterschiedlichen Ebenen

Auf verschiedenen Ebenen des Strom-Wärme-Systems finden sich unterschiedliche dezentrale Anwendungskonzepte. Diese lassen sich in den verschiedenen Bereichen Haushalte, Mietshäuser sowie Quartiere wiederfinden. In der Literatur haben sich besonders zwei Übersichtsstudien mit verschiedenen Konzepten beschäftigt. Dazu zählen die Studien

- *Bauknecht, D. et al. (2017), Bestandsaufnahme und orientierende Bewertung dezentraler Energiemanagementsysteme, Umweltbundesamt: Dessau. Öko-Institut, Dr. Langniß Energie und Analyse.*
- *HALEAKALA-Stiftung (2017), Wege zur Dezentralisierung der Stromversorgung, HALEAKALA-Stiftung: Bochum*

In der Studie für das Umweltbundesamt (Öko-Institut; Dr. Langniß Energie&Analyse 2017) wurden verschiedene Energiemanagementsysteme untersucht, die dezentrale Konzepte technisch ermöglichen. Dort wurden die folgenden Zielstellungen herausgearbeitet:

- *Smart Home: Aktive Gerätesteuerung meist zur Komfortsteigerung des Kunden*
- *Regelenergie: Angebot von Regelenergie (meist als Aggregation mehrerer Anlagen und Kunden) auf Basis von dezentraler Flexibilität (Lastmanagement oder Speicher)*
- *Eigenstromverbrauch / Intelligente Hardware: Maximierung der Eigenstromversorgung inkl. der automatischen Gerätesteuerung.*
- *Datenmanager: Datenerhebung und Visualisierung die für die Hebung von Effizienzpotenzialen oder Lastmanagementpotenzialen relevant werden können.*
- *Für die vorliegende Studie haben zwei Konzepte einen direkten Bezug zur Ausrichtung des Strom-Wärme-Systems gesehen. Diese sollen im weiteren Verlauf betrachtet werden:*
- *Regelenergie*
- *Eigenstromverbrauch*

Neben den in (Öko-Institut; Dr. Langniß Energie&Analyse 2017) aufgeführten Zielstellungen dezentraler Konzepte sind weitere Zielstellungen denkbar, wie eine möglichst vollständige Versorgung mit erneuerbaren Energien oder das Erlangen einer Autarkie. Die HALEAKALA-Stiftung (HALEAKALA-Stiftung 2017, S. 6) definiert die Konzepte Eigenverbrauch, Mieterstrom, Quartiersstrom und Regionalstrom unter dem Überbegriff „Vor-Ort-Strom“. Besonders Konzepte auf der Quartiersebene sollen basierend darauf mit in die Untersuchung aufgenommen werden.

Auf dieser Basis werden in den folgenden Abschnitten diese dezentralen Konzepte beschrieben und eingeordnet:

- *Eigenstromverbrauch*
- *Quartierskonzepte*

- *Autarkie*
- Neben diesen Ansätzen ergaben sich im Rahmen einer Literaturrecherche weitere dezentrale Anwendungskonzepte:
- *100% EE-Kommunen (deENet 2010)*
- *Zelluläre Ansätze | Waben | Microgrids (VDE 2019)*
- *Netzlastmanagement (Höckner et al. 2019)*

Es muss hier jedoch hervorgehoben werden, dass sich die verschiedenen Konzepte auf unterschiedlichen Ebenen bewegen. So stellen die Konzepte der *100% EE-Kommunen*, *Zelluläre Ansätze* und *Quartiere* übergeordnete Konzepte dar, die unterschiedliche Ansätze vereinen. Die Darstellung und Einordnung dieser Konzepte geschehen daher auf einer höheren Ebene.

Eigenstromverbrauch

Das dezentrale Konzept „Eigenstromverbrauch“ ist mit Abstand das derzeit zahlenmäßig relevanteste Konzept im Bereich der Haushalte, Mietshäuser und Quartiere. In Deutschland ermöglichen die Eigenerzeugung und der Eigenverbrauch wirtschaftliche Vorteile im Vergleich zur Einspeisung von PV-Strom und Netzbezug. Dies wird durch zwei Entwicklungen begünstigt. Zum einen sind in den letzten Jahren die Strompreise in Deutschland für Haushalte gestiegen. Zum anderen wurde gleichzeitig ein Kostenrückgang der PV-Stromgestehungskosten auch durch das Erneuerbare-Energien-Fördersystem (EEG 2021) vorangetrieben. Durch die niedrigeren Gestehungskosten der Stromerzeugung aus PV-Anlagen wurden die Einspeisevergütung für PV-Strom gesenkt und sind unter die Stromverbraucherpreise gefallen. Die Netzparität des Eigenverbrauchs wurde erreicht.

Heute können die Verbraucher ihre Stromkosten senken und diese Kosten für die Zukunft konstant halten, indem sie in Erzeugungs- und Speichertechnologie investieren und ihren eigenen Strom hinter dem Zähler verbrauchen. Befördert wird dieser wirtschaftliche Vorteil durch den bestehenden Rechtsrahmen: Bestimmte Strompreiskomponenten (z.B. die Netzentgelte) werden nicht auf den Eigenverbrauch von Strom angerechnet (BNetzA 2016). Der Anteil des Eigenverbrauchs kann durch die Kombination von PV-Modulen mit Batteriespeichern erhöht werden. Dadurch kann Strom, der in verbrauchsarmen Zeiten ins Netz eingespeist wird, gespeichert und zu einem späteren Zeitpunkt verbraucht werden. Dieses dezentrale Konzept ist bei derzeitigen Speicherpreisen zwar noch nicht wirtschaftlich (Öko-Institut; Büro Ö-quadrat 2018); Auch durch die Investitionsförderung von dezentralen PV-Speichern (KfW erneuerbare Energien – Speicher – 275) sowie (KfW erneuerbare Energien – Standard – 270) hat die Installation von PV-Speichern in Deutschland trotzdem insgesamt eine Gesamtsumme von ca. 85.000 Speichern (2017) erreicht (ISEA RWTH Aachen 2018).

Der Eigenverbrauch beschränkt sich derzeit jedoch stark auf Einfamilienhäuser und Industriebetriebe (hier z.B. auf Basis von Gas- und Dampfkraftwerken). Seit 2017 können auch Bewohner*innen von Mietshäusern auf Basis des Mieterstromgesetzes von einem Wegfall der Stromkostenbestandteile wie Netzentgelte, netzseitige Umlagen, Stromsteuer und Konzessionsabgaben profitieren (Bundestag 2017). Ziel ist auch hier den Eigenverbrauch von Strom zu erhöhen. Zum Teil werden jedoch auch die Wärme- und Stromversorgung für Wohngebäude in einem gekoppelten Konzept umgesetzt. Die Stadtwerke Augsburg haben beispielsweise in einem Mehrfamilienhaus mit 70 Wohnungen ein Energieversorgungskonzept aus PV-Anlage, Erdgas-Blockheizkraftwerk sowie einer Power-to-Gas Anlage umgesetzt¹⁰.

¹⁰ <https://www.sw-augsburg.de/magazin/detail/power-to-gas-anlage-wegweisendes-projekt-zur-energiewende/>

Bis Mitte 2019 waren 677 PV-Mieterstromanlagen mit 13,9 MW Leistung gemeldet. Die geringe Zahl der Projekte wird auf Hemmnisse im Bereich des Aufwands für Technik, Messkonzept und Abrechnung zurückgeführt. Insbesondere für Privatpersonen sind die Anforderungen zu komplex und aufwändig. In der Folge gehen 63 % der Mieterstromanlagenleistung auf Energieunternehmen zurück (ZSW 2019).

Einordnung: Ein starker Fokus dezentraler Konzepte auf Haushalts-, Mietshaus- und Quartiers-ebene liegt auf dem Eigenverbrauch von Strom. Dieser wird zum Teil durch den bestehenden Rechtsrahmen befördert und durch Förderprogramme für Speicher gefördert. Fokus liegt also auf der dezentralen Optimierungsebene und auf der verbrauchsnahe Verteilung von kleinteiliger Flexibilität und Kraftwerken. Auf Haushaltsebene sind Privatpersonen die Akteure, während auf Miets-häuser- und Quartiersebene eher Energieversorger die dezentralen Konzepte durchführen und be-treiben.

Abbildung 3-1: Einordnung „Eigenstromverbrauch“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Quartierskonzepte

Dezentrale Quartierskonzepte werden zumeist mit einem Fokus auf die Wärmeversorgung entwi-ckelt. Dabei stellt sich zunächst die Frage nach einer optimalen Versorgung des Quartiers mit Wärme und der Erzeugung von Synergien, z.B. durch die Verbindung von ohnehin existierenden Wärmequellen (beispielsweise in GHD-/Industrieanlagen) mit ohnehin existierenden Wärmesenken (beispielsweise in Wohngebäuden) mittels Wärmenetz (z.B. in der Hamburger HafenCity¹¹). Quar-tierskonzepte werden meist mittels einem Wärmenetz realisiert, welches klassischerweise von nur einer Wärmequelle gespeist wird. Zunehmend werden für die Einbindung erneuerbarer Energien mehrere Einspeisepunkte genutzt. Im Extremfall kann jedes Gebäude im Quartier nicht nur Abnah-mestelle, sondern auch Einspeisepunkt sein (so z.B. realisiert in Freiburg-Gutleutmatte¹²).

¹¹ <https://www.enercity.de/presse/pressemitteilungen/2018/2018-10-29-aurubis-enercity-industriewaermeversorgung-ha-fencity/index.html>

¹² <https://www.badenova.de/ueber-uns/engagement/innovativ/innovationsfonds-projekte/solare-fernwaermeversorgung-im-neubaugebiet-freiburg-gutleutmatte.jsp>

Neben Synergien im Bereich der Wärmeerzeugung und des Wärmeverbrauchs werden mögliche Synergieeffekte mit lokaler PV-Erzeugung (z.B. in Verbindung mit Wärmepumpen und Nahwärmenetzen) gehoben (vergleiche auch DENA 2015). Zudem werden in Machbarkeitsstudien oder Forschungsprojekten ganzheitliche Konzepte für bestehende Quartiere oder Konversionsflächen mit dem Ziel, alle Energiebedarfe gemeinsam zu betrachten, erprobt (MVV 2017, Ortsgemeinde Harthausen 2018, SmartQuart¹³).

Der Eigenverbrauch von Strom auf Quartiersebene wird von einigen Akteuren gefordert (Gaudchau et al. 2016) und in Forschungsprojekten getestet (MVV Consulting 2016). Im momentanen rechtlichen Rahmen ist jedoch der Eigenverbrauch so definiert, dass ein Eigenverbrauch nicht möglich ist, wenn das öffentliche Netz genutzt wird. In der Schweiz gehen die Forschungsprojekte einen Schritt weiter und umfassen eine größere Anzahl von Verbrauchern und die PV-Erzeugung hinter einem Zählpunkt. Hier können Verbraucher, die sich an dieser so genannten "Eigenverbrauchsgemeinschaft" beteiligen, vom Eigenverbrauch hinter dem Zähler profitieren (TN Advanced Energy Concepts 2018). Zunehmend steht bei Quartierskonzepten das Ziel der Energieversorgung mit erneuerbaren Energien im Fokus. Da eine Eigenversorgung mit lokaler Energie nur zu kleinen Anteilen möglich ist, besteht dadurch auch der Anreiz zu einer vermehrten Nutzung von Potenzialflächen zur Erzeugung von insbesondere PV-Strom oder der Einsatz von Biogas-betriebenen BHKWs.

Auf Quartiersebene wird in derzeitigen Forschungskonzepten auch die Bereitstellung von Flexibilität für den Regelenenergiemarkt sowie für das Netzmanagement erprobt. Im Forschungsprojekt C/sells (BMWi SINTEG) erproben mehrere so genannte Quartierszellen, wie sie durch die Bündelung von Speichern und Lastmanagementoptionen (z.B. Wärmepumpen) im Quartier, Produkte für das Netzmanagement zur Verfügung stellen können¹⁴.

Einordnung: Viele Quartierskonzepte zeigen in allen Dimensionen eine starke Ausprägung in Richtung Dezentralität. Einschränkend ist zu beachten, dass Quartierskonzepte durchaus von deutschlandweit tätigen, großen Akteuren entwickelt werden. Zudem ist ein Fokus auf eine regionale Optimierung nicht immer vorgesehen.

Abbildung 3-2: Einordnung „Quartierskonzepte“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

¹³ <https://projektinfos.energiewendebauen.de/projekt/smartquart-energiewende-im-quartiersmassstab/>

¹⁴ <http://ehoch4.de/>

Autarkie

Das dezentrale Konzept „Autarkie“ wird nur vereinzelt angestrebt, zeigt die im Rahmen der vorliegenden Studie durchgeführte Literaturstudie. Autarke Einfamilienhäuser, Mehrfamilienhäuser oder Unternehmen sind im Bestand nur mit großem finanziellem und technischem Aufwand zu erreichen. Im Neubau gibt es jedoch insbesondere bei Einfamilienhäusern inzwischen zahlreiche Beispiele, die ihren Energiebedarf über das Jahr gesehen aus eigener Energieerzeugung decken können (z.B. sog. Nullenergiehäuser¹⁵) oder sogar überdecken (Plusenergiehäuser).

Wird Autarkie dadurch definiert, dass weder das Stromnetz noch ein Wärmenetz genutzt werden, so beinhalten solche Konzepte meist auch BHKWs¹⁶, Brennstoffzellen oder Mikrogasturbinen mit chemischen Brennstoffen für die Wärmeversorgung im Winter. Diese fossilen oder strombasierten Brennstoffe fungieren dabei als importierter Energieträger bzw. langfristige Speicheroption. Bei einer solchen Definition von Autarkie und Dezentralität muss eine Bewertung insbesondere auch vor dem Hintergrund der Klimaschutzwirkung erfolgen und der CO₂-Intensität der eingesetzten Brennstoffe kommt dabei eine zentrale Bedeutung zu.

Eine vollständige energetische Autarkie (hier wird auch von einer lastgerechten Autarkie gesprochen, vgl. Deutsche et al. 2015) ist insbesondere im Winter bei hoher Stromnachfrage und geringer PV-Erzeugung nur durch den Einsatz eines Langzeitspeichers möglich. Der technologische Aufwand für Autarkie vergrößert sich deutlich mit höherem Energieverbrauch (z.B. in Mehrfamilienhäusern und Unternehmen), weil das Potenzial zur Erzeugung von PV-Strom auf den Dächern der Liegenschaft begrenzt ist und nicht proportional zum Energieverbrauch ansteigt (Bauknecht et al. 2020b).

Einordnung: Zur Erreichung von Autarkie ist ein Ausbau von Speichern (Flexibilität) und lokaler Wärme- und Stromerzeugung notwendig. Diese Anlagen werden kleinräumig von einem Betreiber optimiert.

Abbildung 3-3: Einordnung „Autarkie“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

¹⁵ <http://www.passivhaus.net/passivhaus-nullenergiehaus/>

¹⁶ <https://www.meistro.de/effizienz/autark-sein-mit-pv-bhkw/das-autarke-unternehmen/>

100% EE-Kommunen

Auf der Ebene der Kommunen gibt es in Deutschland eine Vielzahl von Beispielen, die eine möglichst vollständige Versorgung der Kommune mit erneuerbaren Energien anstreben¹⁷. Die Idee entstand unter anderem Rahmen des Projektes *Entwicklungsperspektiven für nachhaltige 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen in Deutschland*, welches vom BMU gefördert wurde. Die Ziele der 100% EE-Kommunen beziehen sich auf (vgl. deENet 2010):

- Steigerung der Energieeffizienz
- Energie aus regenerativen, regionalen Ressourcen
- Energiebereitstellung durch regionale Akteure

Dabei bezieht sich das erneuerbare Versorgungsziel zumeist auf die Wärme- und Stromversorgung. Unterschiede gibt es auch in Bezug auf die konkrete Definition des Ziels. Während einige Kommunen eine bilanzielle Versorgung (über das Gesamtjahr gesehen) mit erneuerbaren Energien anstreben, gibt es auch Ansätze, die eine zeitgleiche Eigenversorgung mit erneuerbaren Energien anstreben. Diese Kommunen folgen eher dem Konzept Autarkie, was über die Bestrebungen einer vollständigen bilanziellen regenerativen Versorgung hinaus geht.

Im Vergleich zu privaten Akteuren mit dem Ziel der Maximierung des Eigenverbrauchs streben Kommunen vermehrt das Ziel an, positive lokale wirtschaftliche Effekte zu generieren und regionale Potenziale zu nutzen (z.B. Biomasse aus Kommunalwald oder Wärme aus Großflächensolarthermieanlagen, die jeweils in ein Wärmenetz eingespeist wird).

Einordnung: Der Fokus der 100%-EE-Kommunen liegt auf der Nutzung regionaler erneuerbarer Energien. Dazu werden verbrauchsnahe Potenziale gehoben. Die Kommune als kleine Verwaltungseinheit spielt in diesem Konzept eine zentrale Rolle.

Abbildung 3-4: Einordnung „100% EE-Kommunen“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

¹⁷ <http://www.kommunal-erneuerbar.de/energie-kommunen/kommunalatlas.html>

Praxisbeispiele aus Rheinland-Pfalz: Insgesamt werden mehrere Gemeinden und der Rhein-Hunsrück-Kreis in Rheinland-Pfalz als „Energie-Kommunen“ ausgewiesen¹⁸. In der Mehrzahl dieser Energie-Kommunen wurde die Energiegewinnung aus Biomasse und Windenergie sowie Photovoltaik erhöht. Als einer der größten Regionen wird der Landkreis Rhein-Hunsrück-Kreis aufgeführt. Während vor 15 Jahren noch keine nennenswerte Energieerzeugung im Kreis stattfand, wurden in den letzten 15 Jahren die Windenergie massiv ausgebaut und öffentliche Gebäude mit PV-Anlagen ausgestattet. Auch in die Energieeffizienz wurde deutlich investiert.¹⁹

Mit der „Masterplan-Richtlinie“ fördert der Bund im Rahmen der Nationalen Klimaschutz Initiative (NKI) Kommunen, die bis 2050 ihre Treibhausgasemissionen um 95 Prozent gegenüber 1990 und den Endenergieverbrauch um 50 Prozent senken wollen. Die ersten 19 Masterplan-Kommunen wurden 2012 ausgewählt, im Jahr 2016 haben sich weitere 22 Kommunen für eine Förderung qualifiziert. In Rheinland-Pfalz haben sich sechs Gemeinden oder Landkreise für eine Förderung qualifiziert.

Zelluläre Ansätze | Waben | Microgrids

Verschiedene dezentrale Ansätze werden aktuell im Rahmen von Forschungsprojekten erprobt. Das Konzept des **zellularen Ansatzes** wird von unterschiedlichen Akteuren verwendet (z.B. SINTEG-Projekt C/sells und der Verband der Elektrotechnik (VDE 2019)). Der Ansatz wird zumeist im Zusammenhang mit dem Subsidiaritätsprinzip gebracht und beschreibt so, dass der Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch sowie die Vernetzung der Sektoren (Wärme, Strom) zunächst auf unterster Zellebene stattfinden sollte. Der Zellulare Ansatz soll so Komplexität im kleinteiligen, dezentralen Energiesystem reduzieren und auf Zellebene Teilhabe und Entscheidungsoptionen ermöglichen (vergleiche auch RLS 2020).

Im SINTEG-Projekt DESIGNETZ wird mit dem Begriff „Energiewabe“ ein ähnliches Konzept verfolgt²⁰. In einem räumlich begrenzten Raum, der Wabe, soll Elektrizität produziert und verbraucht und Flexibilität bereitgestellt werden (vergleiche hierzu auch IZES 2017). Die Abgrenzung kann dabei nach verschiedenen Kriterien erfolgen, beispielsweise nach Verwaltungseinheiten, dem Netzgebiet oder nach Liegenschaften. Ebenso kann bei der Konzipierung von Waben oder Zellen die aktuelle oder die künftige Energienachfrage und -einspeisung berücksichtigt werden.

Innerhalb des Energiewabenverbundes kann Energie zwischen einzelnen Waben ausgetauscht werden, die Netzsteuerung soll nach dem Subsidiaritätsprinzip erfolgen. Ziel ist es, einen höheren EE Anteil regional zu nutzen und Energiemengen an Knotenpunkten plan- und prognostizierbar zu machen. So soll der Austausch mit dem Übertragungsnetz möglichst geringgehalten und optimiert werden. In Rheinland-Pfalz kommt dieses Konzept im Rahmen eines SINTEG-Projekts²¹ im Rhein-Hunsrück-Kreis zum Einsatz²². Ziel ist eine Nutzung von erneuerbaren Energien vor Ort und eine Entlastung des Übertragungsnetzes.

Das SINTEG-Projekt C/sells legt den Fokus weniger auf das Subsidiaritätsprinzip. Zentral sind bei C/sells die unterschiedlichen Potenziale von Zellen und mögliche Funktionen, die diese Zellen dem Gesamtsystem bzw. der Energiewende zur Verfügung stellen können. Zellfunktionen sind

¹⁸ <http://www.kommunal-erneuerbar.de/energie-kommunen/energie-kommunen/auflistung-aller-energie-kommunen.html>

¹⁹ <http://www.kommunal-erneuerbar.de/energie-kommunen/energie-kommunen/rhein-hunsrueck-kreis.html>

²⁰ <https://www.designetz.de/blaupause-und-bausteine/>

²¹ <https://www.sinteg.de/>

²² <https://www.designetz.de/blaupause-und-bausteine/speicher/energiewabe-rhein-hunsrueck-kreis/>

beispielsweise die Bereitstellung von Flexibilität für das Netz, die Aggregation von Daten zur Komplexitätsreduktion sowie der Ausbau von erneuerbaren Energien durch Schaffung von Teilhabe und Akzeptanz. (Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg 2019)

Das Konzept des *Vor-Ort-Strom* beschreibt ebenfalls ein zellulares Energiesystem, bei dem Strom in einem räumlichen Zusammenhang produziert, genutzt und gespeichert wird (HALEAKALA-Stiftung 2017). Je nach Verständnis umfasst eine Zelle einzelne Gebäude, Nachbarschaften oder Regionen. Bei *Vor-Ort-Strom* in einem engeren Sinne wird das öffentliche Stromnetz nicht genutzt, vergleichbar mit Eigenstrom und Mieterstrom. In einem weiteren Sinne findet ein Ausgleich auf Verteilnetz-, nicht aber auf Übertragungsnetzebene statt. Ein Beispiel hierfür ist der Regionalstrom der WestfalenWIND-Gruppe²³, aber auch Stadt-, Land-, Quartiers- und Nachbarschaftsstrom fallen unter diese Kategorie.

Microgrids stehen im engen Zusammenhang mit zellularen bzw. Waben-Konzepten und beschreiben auch abgegrenzte Regionen auf Netzebene als eigenständiges Energiesystem. Dabei liegt jedoch auch der Fokus oft auf Regionen, die keinen Zugang zum öffentlichen Stromnetz haben. Zum Teil werden in der Literatur aber auch Liegenschaften mit Energiemanagement als Microgrid bezeichnet. Aufgrund der großen Ähnlichkeit dieser Konzepte wurde vor diesem Hintergrund keine gesonderte Betrachtung von Microgrids durchgeführt, sondern auf die Konzepte der Zellen, Waben und Quartiere verwiesen.

Einordnung: Das Konzept der Zellen und Waben ist nicht eindeutig einzuordnen, weil die Konzepte zu breit gestreut sind. So streben manche Zellen eine fast vollständige Autarkie an und bauen entsprechend dezentrale Flexibilität zu, während andere Akteure sich zu einer Zelle zusammenschließen, um netzdienliche Flexibilität bereitzustellen. Auch die Optimierungsebene ist nicht immer dezentral, da sich manche Zellen an den Preisen des Strommarktes orientieren. Gemeinsam haben Zellen jedoch, dass sie regionale und zumeist kleine Akteure vernetzen.

Abbildung 3-5: Einordnung Zelluläre Ansätze | Waben | Microgrids

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

²³ <https://www.westfalenwind.de/ueber-uns/unsere-philosophie/>

Praxisbeispiel aus Rheinland-Pfalz: Im Reallabor „Smart Quart“ werden in den Städten Essen und Bedburg in Nordrhein-Westfalen sowie Kaisersesch in Rheinland-Pfalz einzelne Stadtquartiere jeweils in sich und miteinander vernetzt. So sollen sich die unterschiedlich strukturierten Quartiere im systemischen Verbund nachhaltig und wirtschaftlich ergänzen. Ziel des Projektes ist es, den Einsatz fossiler Energieträger in den Projektquartieren weitgehend überflüssig zu machen. Bei einer durch Bürger getriebenen Energie-, Wärme- und Mobilitätswende soll aus den Quartieren heraus die dezentrale Sektorkopplung in den Bereichen Mobilität, Wärme und Strom umgesetzt werden²⁴. In der Verbandsgemeinde Kaisersesch sollen ein Elektrolyseur mit einer elektrischen Leistung von 1 MW sowie ein lokales Wasserstoffnetz (Mikrogrid) aufgebaut werden²⁵. Der lokal erzeugte Wasserstoff soll dann beispielsweise im öffentlichen Nahverkehr in H₂-Bussen oder H₂-Triebwagen eingesetzt werden.

Netzlastmanagement

Dezentrale Netzlastmanagementkonzepte reichen von neuen Netzzustandsmessungen und –analysen im Verteilnetz bis hin zur Nutzung von lokalen Flexibilitätsoptionen für das Netzmanagement. Grundlagen dafür sind neue Mess- und Steuerungstechniken, die einen Zugriff auf dezentrale und kleinteilige Flexibilitätsoptionen ermöglichen. Besonders diskutiert werden Flexibilitätsplattformen, die Flexibilität für den Netzbetrieb erschließen²⁶. Diese kann dann zum Einsatz kommen, um den Netzbetrieb zu unterstützen und Netzausbau zu reduzieren.

Bei diesen Plattformen handelt es sich um zentrale oder dezentrale Märkte, auf denen Flexibilität angeboten werden kann. Diese Ansätze gehen insofern über bisherige Ansätze hinaus, als dass sie dezentrale lastseitige Flexibilität für das Netz erschließen. Bisher ist ein Ansprechen dieser Flexibilität nur unter bestimmten Bedingungen möglich²⁷. Betreibern von Flexibilität bieten Flexibilitätsplattformen eine Erlösmöglichkeit. Für Netzbetreiber kann der Zugriff dieser Flexibilität und deren Einsatz im Netzbetrieb eine kosteneffiziente Alternative zum Netzausbau darstellen.

Unterschiedliche Technologien können so im Netzbetrieb zum Einsatz kommen. Neben bereits etablierter erzeugungsseitiger Flexibilität erschließen Flexibilitätsplattformen besonders lastseitige Flexibilität und Speicher. In der Vergangenheit kamen diese nur selten für den Netzbetrieb zum Einsatz. In Zukunft bieten sich besonders Wärmepumpen und Elektroautos oder Batteriespeicher für einen Einsatz an²⁸.

Einordnung: Flexibilitätsplattformen erschließen Flexibilität, um diese für den Netzbetrieb nutzbar zu machen. Daher lässt sich dieses Konzept den Kategorien *Flexibilität Netzebene* | *Größe* und *Optimierungsebene* zuordnen. Besonders dezentrale Flexibilitätsoptionen auf der Verteilnetzebene können durch diese Ansätze erschlossen werden. Den technischen Bedingungen dieser Netzebene ist geschuldet, dass es sich um Anlagen mit niedriger Leistung handelt, die in größerer Zahl vorkommen

²⁴ <https://news.innogy.com/innogy-entwickelt-konzept-fur-klimaneutrale-energieversorgung/>

²⁵ <https://www.pv-magazine.de/2019/12/16/erstes-reallabor-der-energiewende-smart-quart-erhaelt-foerderbescheid/>

²⁶ Flexibilitätsplattformen sind Teil verschiedener Forschungsprojekte. Siehe bspw. die Projekte C/sells und enera des Förderprogramms *Schaufenster Intelligente Energie* des BMWi:

<https://www.csells.net/de/>

<https://projekt-enera.de/>

²⁷ §14a EnWG ermöglicht einen Zugriff von Verteilnetzbetreibern auf dezentrale Flexibilität.

²⁸ Eine detaillierte Übersicht der Technologien die hier potenziell eingesetzt werden könnten findet sich in Kapitel 3.2 „Technologische Grundlagen“.

können. Diese Flexibilität kommt dann im Verteilnetz zum Einsatz, um den Netzbetrieb zu unterstützen.

Abbildung 3-6: Einordnung Netzlastmanagement

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Bereitstellung von Regelleistung aus dezentralen Anlagen

Im Zuge der Energiewende werden sukzessive fossile Großkraftwerke durch kleinteiligere erneuerbare Erzeugungsanlagen ersetzt. Das hat zwei Effekte mit Bezug auf die Bereitstellung von Regelleistung: Erstens entsteht ein steigender Regelleistungsbedarf aufgrund von Prognosefehlern bei der Einspeisung, zweitens wird diese Regelleistung nicht mehr durch die zentrale Großkraftwerke erbracht, sobald diese aus dem System ausscheiden (dena 2015).

Aus diesem Grund müssen perspektivisch vermehrt dezentrale kleinteilige Anlagen Flexibilität für die Bereitstellung von Regelleistung bereitstellen. Diese Flexibilität kann beispielsweise von Speichern, Erzeugungsanlagen, Notstromaggregaten oder Lastmanagementsystemen erbracht werden. Diese dezentralen Flexibilitätsoptionen werden bereits heute als virtuelle Kraftwerke gebündelt auf dem zentralen Regelleistungsmarkt angeboten. Dieses so genannte „Pooling“ wird dabei von Aggregatoren realisiert (NEXT Kraftwerke 2020).

Auch das „Catevara-Sonnensystem“ ist ein Netzwerk von Energiespeichern, das ein dezentrales Energiemanagementsystem gesteuert wird. In einem Verbund aus Haushaltsspeichern wird Strom aus PV-Anlagen gespeichert und mit einer Zentrale vernetzt. Diese gebündelte Flexibilität aus Kleinstanlagen kann so auf einem zentralen Markt angeboten werden. Als weiteres Beispiel vernetzt das virtuelle Kraftwerk von *GridSystronicEnergy* dezentrale Energieerzeuger zu einem Gesamtsystem und kann Flexibilität z.B. auf dem Regelleistungsmarkt anbieten (Öko-Institut; Dr. Langniß Energie&Analyse 2017).

Einordnung: Bei diesem Konzept handelt es sich um eine Bereitstellung einer notwendigen Funktion auf einem zentralen Markt. Die Flexibilität kommt dabei jedoch auch dezentralen, kleinteiligen Anlagen. Die derzeit aktiven Akteure als „Aggregatoren“ sind zumeist Stadtwerke oder deutschlandweit tätige Unternehmen (z.B. Next Kraftwerke GmbH).

Abbildung 3-7: Einordnung „Bereitstellung von Regelleistung aus dezentralen Anlagen“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

3.2. Technologische Grundlagen

Die verschiedenen Technologien, die in einem dezentralen Strom-Wärme-System zum Einsatz kommen, sind in Tabelle 3.1 zusammengefasst. Im Folgenden sind die einzelnen dort aufgeführten Technologien näher beschrieben. Die grundsätzliche Funktionalität der verschiedenen Technologien und auch deren Marktpotentiale wurden in anderen Studien bereits hinreichend beschrieben (Fraunhofer ISI; Izes; Wuppertal Institut) (Fraunhofer ISI; Izes; Wuppertal Institut) (Klausmann und Zhu 2018). Deshalb liegt der Fokus in diesem Kapitel mehr darauf, welchen Beitrag die betrachteten Technologien zu dezentralen Konzepten leisten können, wie sie betrieben werden und mit welchem Zweck die einzelnen Technologien in einem dezentralen System eingesetzt werden. Es wird auch beschrieben, welche Voraussetzungen für einen sinnvollen Einsatz nötig sind und welche Entwicklungen noch zu erwarten bzw. notwendig sind.

Eine der größten Herausforderungen im dezentralen System ist es, Last und Erzeugung auf schon möglichst niedriger Ebene aufeinander abzustimmen und gleichzeitig das Stromverteilnetz nicht zu überlasten. Mit immer größer werdendem Anteil von variabel einspeisenden erneuerbaren Energien wird auch von der Lastseite eine zunehmende Flexibilität gefordert. **Demand Side Integration (DSI)** ermöglicht die Anpassung des Verbrauchs an die Erzeugung. DSI beinhaltet **Demand Side Response (DSR)**, die Anpassung der Last durch den Kunden, bspw. Preissignale) und **Demand Side Management (DSM)**, die Anpassung der Last durch den Netzbetreiber). Für den Netzbetrieb unterscheiden sich die beiden Maßnahmen darin, dass mit DSR nur statistische Lastverschiebungen stattfinden, während die Last mit DSM exakt steuerbar ist. DSR ist grundsätzlich bei allen Netznutzern vom Einfamilienhaus bis zum großen Industriebetrieb möglich. Logischerweise steigt das Potential für DSR mit steigendem Stromverbrauch. Doch schon in Haushalten bieten sich vor allem Haushaltsgroßgeräte (Spülmaschinen, Waschmaschinen, Kühlschränke) für DSR an. Der Betrieb dieser Geräte lässt sich um einige Stunden bis zu wenige Tage verschieben und so möglichst „systemdienlich“ einsetzen. Voraussetzung dafür ist ein **Smart Meter** und Anreize für den Nutzer, sich möglichst systemdienlich zu verhalten (bspw. variable Stromtarife). Um zu verhindern, dass zu Zeiten günstiger Strompreise das Netz durch den gleichzeitigen Betrieb vieler Geräte überlastet wird,

darf DSR nicht rein marktorientiert betrieben werden, sondern muss auch den Zustand des Stromnetzes berücksichtigen. Nur so lässt sich Netzausbau einsparen. Eine Anbindung der Geräte an das Smart Meter und weitere intelligente Geräte, die mit **Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)** ausgestattet sind, erleichtern die Nutzung von DSR. Es bietet sich an, das Energiemanagement eines Haushalts in ein **Smart Home System** zu integrieren. Dabei ist auf Interoperabilität zu achten, so dass die verschiedenen Elemente des Systems von möglicherweise verschiedenen Herstellern kompatibel miteinander sind. Das kann durch Regulierungen und Normen sichergestellt werden. Je vernetzter ein Haushalt ist und je mehr Kommunikation stattfindet, desto entscheidender werden neben den rein technischen Aspekten auch Datenschutz und Cybersecurity (ETG-Task Force Demand Side Management 2012; Klebsch und Becks 2017; Liebe und Wissner 2015).

Es ist zu erwarten, dass der Strombedarf in Haushalten in Zukunft steigt, weil zunehmend auch der Wärmesektor (z.B. durch Wärmepumpen) und die Mobilität elektrifiziert wird. Dadurch steigt das Potential für DSI. Die VDE Studie „Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland“ (ETG-Task Force Demand Side Management 2012) geht für das Jahr 2030 von einem **DSI Potential** von 42 TWh pro Jahr in Deutschland in den Sektoren Haushalte und Gewerbe aus. Je kleiner die Einheiten sind, desto größer ist jedoch der Aufwand das Potential zu nutzen. In der Industrie und auch im Handel und Gewerbe (bspw. in Kühlanlagen von Supermärkten) lassen sich DSI Potentiale verhältnismäßig einfacher nutzen und werden auch heute schon genutzt.

In (ETG-Task Force Demand Side Management 2012) werden verschiedene Industriezweige und Anwendungen erwähnt (z.B. Aluminium-, Papier-, Zementherstellung und chemische Industrie). Die Möglichkeiten der Einbindung in ein dezentrales System unterscheidet sich je nach Industriezweig. Während es in Deutschland nur 4 Aluminiumhütten mit einem Jahresstromverbrauch von etwa 5,4 TWh gibt, gibt es über 100 verschiedene Papierfabriken mit einem Jahresstromverbrauch von etwa 20,7 TWh. Aluminiumhütten kommen dementsprechend auf eine Durchschnittsleistung von deutlich mehr als 100 MW und sind zudem auf der Hochspannungsebene angeschlossen, während Papierfabriken nur eine Durchschnittsleistung von einigen MW haben und im Verteilnetz liegen. Im Gegensatz zu den Papierfabriken können die Aluminiumhütten also kaum noch als dezentrale Elemente bezeichnet werden. Insbesondere Industrieprozesse, bei denen bspw. Dampf oder Wärme erzeugt wird und die über einen zusätzlichen Speicher verfügen, lassen sich leicht verschieben. Nicht nur DSR ist möglich, sondern auch die Bereitstellung von Reserven und Regenergie. Oftmals haben Industrieanlagen ihre eigene Strom- und Wärmeerzeugung durch Blockheizkraftwerke (BHKW), wodurch zusätzliche Flexibilität zur Verfügung steht (siehe unten) (ETG-Task Force Demand Side Management 2012).

Wie oben erwähnt, steigt das Potential von Haushalten zur Lastverschiebung mit höherem Stromverbrauch, z.B. durch **Wärmepumpen**. Wärmepumpen tragen zur Sektorkopplung bei (auch im industriellen Maßstab, **Power-to-Heat**) und ermöglichen einen systemdienlichen, flexiblen Betrieb, wenn sie zusätzlich mit einem **Wärmespeicher** in angemessener Größe ausgestattet sind. Es ist allerdings zu beachten, dass Wärmepumpen zur Bereitstellung von Raumwärme nur im Winter laufen und dementsprechend auch nur dann als Flexibilität zur Verfügung stehen. Der Umfang der Flexibilität hängt auch von der Außentemperatur ab. Wenn es sehr kalt ist, muss kontinuierlich geheizt werden und es besteht dementsprechend weniger Spielraum die Last zu verschieben (Liebe und Wissner 2015; Gadd und Werner 2014). Ecofys Germany GmbH; Prognos AG (2011) gehen davon aus, dass ohne merklichen Komfortverlust ($\pm 1^\circ\text{C}$ Temperaturunterschied bei der Raumtemperatur) in einem gut gedämmten Einfamilienhaus mit Pufferspeicher nicht mehr als 3 bis 4 Stunden Lastverschiebung möglich sind.

Größere Wärmespeicher, die auf Ebene der Kommunen und nicht auf Haushaltsebene angeschlossen sind, eignen sich neben dem kurzfristigen Verschieben von Lasten auch als saisonale Speicher, wenn entsprechende technische Randbedingungen (Größe, Isolierung,...) erfüllt sind. Wenn sie die Wärme für mehrere Haushalte, bspw. ein Quartier, bereitstellen sollen, müssen sie mit einem **Wärmenetz** verbunden sein. Grundsätzlich sind Wärmenetze in Gebieten mit hoher Wärmedichte am wirtschaftlichsten zu betreiben, weshalb sie sich besonders in Ballungsräumen eignen. Nichtsdestotrotz gibt es in ländlichen Regionen inzwischen eine Vielzahl von sogenannten Bioenergiedörfern (siehe z.B. <https://bioenergiedorf.fnr.de/bioenergiedoerfer/liste/>), die mittels Wärmenetz ganze Dörfer oder Gebäudecluster mit Wärmeenergie versorgen (davon sieben in Rheinland-Pfalz). Wie der Name nahelegt, werden diese häufig mit Biomasse gespeist (Hackschnitzel, Biogas-BHKW, Pellets), es gibt aber auch Beispiele von der Einbindung anderer erneuerbarer Energieträger wie z.B. Solarthermie (z.B. in Liggeringen, Bodensee²⁹). Denkbar ist auch der Betrieb solcher Wärmenetze durch Großwärmepumpen. In Zukunft müssen nicht nur Stromnetze, sondern auch Wärmenetze intelligenter und flexibler betrieben werden und verschiedene Nutzer aufnehmen. Ein Betrieb bei niedrigerer Temperatur erhöht die Effizienz und vereinfacht die Integration von dezentralen, erneuerbaren Wärmezeugern, z.B. Solar- und Geothermie, Wärmepumpen und BHKWs (Fraunhofer ISI; Izes; Wuppertal Institut; Gadd und Werner 2014; Agora Energiewende). So gibt es inzwischen auch sog. **kalte Nahwärmenetze** (Temperatur des Wärmedmediums bei ca. 10-20°C, häufig durch oberflächennahe Geothermie gespeist), die insbesondere in Neubaugebieten in Kombination mit dezentralen Wärmepumpen in den Einzelgebäuden eine effiziente und klimafreundliche Wärmeversorgung ermöglichen (z.B. in Schifferstadt³⁰).

Neben den Wärmepumpen werden in Zukunft auch **Elektrofahrzeuge** als zusätzliche Verbraucher in großem Maßstab in Haushalten und auf Ebene der Kommune (z.B. Supermarktparkplätze, Parkhäuser) angeschlossen werden. Sie koppeln den Stromsektor auf direktem Weg mit dem Mobilitätssektor. Dadurch, dass sie mit einer Batterie ausgestattet sind, bieten Elektrofahrzeuge eine einfache Möglichkeit zur systemdienlichen Nutzung. Voraussetzung dafür ist, dass sie gesteuert geladen werden und dabei sowohl den Netzzustand als auch die aktuelle Verfügbarkeit von Energie berücksichtigen. Mit der ISO 15118 (International Organization for Standardization 2019) existiert schon heute eine Norm, die die Kommunikation zwischen Elektrofahrzeug und Ladesäule für intelligentes Laden regelt. Durch gesteuertes Laden lässt sich z.B. die Spitzenlast reduzieren, wenn zu diesen Zeitpunkten nicht geladen wird, oder der Eigenverbrauch erhöhen, wenn in Kombination mit einer PV-Anlage während Sonnenstunden geladen wird. Voraussetzung zum systemdienlichen Laden sind die entsprechenden Regularien, eine IKT-Infrastruktur und Anreize für den Nutzer. Die Anreize für den Nutzer können auf verschiedene Weisen ausgestaltet werden, z.B. über zeitabhängige Tarife oder Boni oder Pönale für gesteuertes bzw. ungesteuertes Laden (Agora Verkehrswende; Liebe und Wissner 2015).

Batterien kommen nicht nur in Elektrofahrzeugen, sondern auch in stationären **PV-Batterie-Systemen** zum Einsatz. Auch die Technologie der PV-Heimspeicher befindet sich sehr dezentral auf Ebene der Haushalte. Die Verbreitung von **PV-Systemen** (auch ohne Speicher) sorgt schon seit Beginn des EEGs für eine dezentrale Erzeugung. Der Einsatz von Batterien für verschiedene Zwecke ist grundsätzlich auf allen hier betrachteten Ebenen der Dezentralität möglich (Haushalt, Kommune, Verteilnetz). Wenn sie auf Haushaltsebene eingesetzt werden, ermöglichen sie durch die Kombination mit einem PV-System eine höhere Eigenversorgung. In der Studie „Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende“ (Weniger et al. 2015) wird langfristig von einer installierten Leistung von etwa 200 GW PV in Deutschland ausgegangen. Mit einer installierten Leistung in dieser

²⁹ https://www.solarcomplex.de/fileadmin/user_upload/Download/Infoblatt_Solnet_Nr1.pdf

³⁰ <https://www.energieatlas.rlp.de/earp/praxisbeispiele/projektsteckbriefe/projekt-steckbriefe/anzeigen/kommune/122>

Größenordnung werden – selbst bei steigendem Verbrauch durch Sektorkopplung – starke PV-Strom-Überschüsse zur Mittagszeit sehr wahrscheinlich. Dementsprechend ist die Installation eines Speichers zur Spitzenkappung naheliegend, um die Einspeisung ins Netz zu verringern. Um Spitzenkappung effektiv durchzuführen, ist eine Prognose der PV-Leistung nötig, damit der Speicher nicht schon vollgeladen ist, wenn die PV-Einspeisung ihr Maximum erreicht. Andere Betriebsstrategien können z.B. nur darauf abzielen den Eigenverbrauch zu erhöhen. Sind neben einem PV-Heimspeicher auch andere steuerbare Verbraucher im Haushalt angeschlossen (Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen), können auch diese koordiniert mit dem Speicher betrieben werden, was allerdings ein gewisses Maß an IKT und Smart-Home-Intelligenz voraussetzt. Genau wie die zuvor beschriebenen Technologien sollten Batterien systemdienlich, d.h. unter Berücksichtigung des Netzzustandes, betrieben werden. Wie zuvor erwähnt, lassen sich Batterien nicht nur auf Haushaltsebene einsetzen, sondern auch in größeren Einheiten bspw. auf Verteilnetzebene. Bei größeren Batterien ist darauf zu achten, dass sie im Netz sinnvoll platziert werden, z.B. nah an Erzeugern oder Verbrauchern, damit ihr Betrieb nicht zu zusätzlichen Netzbelastungen führt. Neben dem Ein- und Ausspeichern von Wirkleistung können Batterien auch eine Reihe von Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen. Das beinhaltet die Bereitstellung von Regelleistung, Spannungshaltung und ggf. sogar einen Inselbetrieb (Weniger et al. 2015; Agora Energiewende).

Neben PV-Systemen bietet sich auch **Kraft-Wärme-Kopplung (KWK)** zum Beispiel mit **Blockheizkraftwerken (BHKW)** oder **Brennstoffzellen** zur Strom- (und Wärme-) Erzeugung in dezentralen Systemen an. BHKWs sind üblicherweise, wie andere konventionelle Kraftwerke, mit einem Synchrongenerator ausgestattet und bieten alle Vorteile der konventionellen Stromerzeugung: Die Erzeugung ist exakt planbar und kann folglich zur Spitzenlastabdeckung oder in Dunkelflauten genutzt werden. Somit können BHKWs in einem dezentralen System Erzeugung und Verbrauch schon auf niedriger Netzebene ausregeln. Entsprechend dimensionierte BHKWs ermöglichen sogar den Betrieb eines **Inselnetzes**. Außerdem stellen Synchrongeneratoren inhärent Trägheit für das System zur Verfügung und können auch alle anderen Systemdienstleistungen wie Spannungsregelung, Regelleistung und Schwarzstartfähigkeit bereitstellen. BHKWs stehen in allen denkbaren Baugrößen von wenigen kW bis zu über 100 MW zur Verfügung. Dementsprechend können sie sowohl in zentralen als auch in dezentralen Systemen zum Einsatz kommen. Bei Installation auf Haushaltsebene können sie sogar auf dieser Ebene eine komplette Autarkie von Stromnetz ermöglichen.

Beim Betrieb von BHKWs ist zu beachten, dass sie gleichzeitig Strom und Wärme erzeugen und die beiden Energieformen miteinander zu koordinieren sind. Konventionell werden sie entweder wärme- oder stromgeführt betrieben. In einem Strom-Wärme-System mit stärkerer Sektorkopplung sind jedoch intelligente Betriebsweisen gefragt, die dem Flexibilitätsbedarf beider Energieformen gerecht werden. Um Flexibilität zu erschließen, müssen sie mit einem entsprechend großen Speicher ausgestattet sein. Die beschriebenen Eigenschaften gelten bis auf die synchrongeneratorspezifischen Eigenschaften genauso für Brennstoffzellen. Im Gegensatz zu BHKWs haben Brennstoffzellen allerdings eine verhältnismäßig geringere Marktdurchdringung. Beide Technologien haben gemeinsam, dass sie nur dann klimaneutral sind, wenn auch der eingesetzte Kraftstoff klimaneutral gewonnen wird. Dies ist für Biokraftstoffe und synthetische Kraftstoffe, die mit erneuerbaren Energien hergestellt wurden, der Fall. Folglich müssen in einer CO₂-neutralen Zukunft KWK-Systeme, die heute noch mit fossilen Kraftstoffen betrieben werden, auf erneuerbare Kraftstoffe umgerüstet werden (Fraunhofer ISI; Izes; Wuppertal Institut; Agora Energiewende; Broekmans und Krämer 2014; Wang et al. 2019).

Praxisbeispiel aus Rheinland-Pfalz³¹: Der Chemiekonzern BASF in Ludwigshafen hat einen Strombedarf von etwa 6 TWh pro Jahr. Der Strombedarf wird durch drei Erdgaskraftwerke, die alle mit Kraft-Wärme-Kopplung betrieben werden, weitestgehend vom Konzern selbst gedeckt. Die einzelnen Kraftwerke haben eine elektrische Leistung zwischen 200 und 440 MW.

Die Herstellung synthetischer Kraftstoffe nennt sich **Power-to-Gas** (bzw. Power-to-Liquid bei flüssigen Kraftstoffen). Der Vorteil von Speicherung von „Stromüberschüssen“ in Gasform ist, dass Energie so leicht saisonal gespeichert werden kann und das Gasnetz mit schon vorhandenen Gasspeichern als sehr großer Speicher zur Verfügung steht. Außerdem lassen sich die gewonnenen Gase in allen Sektoren einsetzen. Sie können rückverstromt werden, zum Tanken von Fahrzeugen oder zur Erzeugung von Wärme genutzt werden. Ein Nachteil des Verfahrens sind die hohen Kosten und der verhältnismäßig geringe Wirkungsgrad im Vergleich zur Speicherung in anderen Speicherformen, bspw. Batterien. Die Kosten sinken mit größer skalierten Anlagen, so dass Power-to-Gas eher zentral anwendbar ist, z.B. in der Nähe von großen Erneuerbaren Kraftwerken. Eine weitere Anforderung an den Standort von Power-to-Gas Anlagen ist die Nähe zum Gasnetz.

Es ist davon auszugehen, dass durch Fortschritte in der Forschung und Skaleneffekte die Kosten mit zunehmender Verbreitung der Technologie sinken. Schon heute gibt es Anbieter, die Elektrolyseure für Power-to-Gas in einzelnen Haushalten oder Quartieren anbieten. Diese Systeme werden in Verbindung mit PV-Anlagen, Brennstoffzellen und Gasspeichern angeboten, sodass sogar eine komplette Autarkie möglich ist. Bei diesen Systemen wird auch die Abwärme der Elektrolyse genutzt. Zum jetzigen Zeitpunkt lässt sich noch nicht sagen, ob die Technologie sich eher zentral oder dezentral durchsetzen wird. Im Gegensatz zu anderen hier beschriebenen Technologien ist Power-to-Gas im Markt erst über Pilotanlagen verbreitet. Um die Wirtschaftlichkeit der Technologie zu erhöhen, ist eine Anpassung der Regulierungen möglich, z.B. eine Befreiung von der EEG-Umlage und von Netzentgelten. Auch die Gasinfrastruktur muss sich weiterentwickeln, um die Verbreitung von Power-to-Gas zu ermöglichen. Die Aufnahmekapazität des Gasnetzes für Wasserstoff muss erhöht werden und um die Verbreitung von Wasserstoff im Mobilitätssektor zu unterstützen sollte die Anzahl an Wasserstofftankstellen vergrößert werden (Schenuit et al. 2016; Drünert et al. 2019).

³¹ <https://www.basf.com/global/de/who-we-are/organization/locations/europe/german-sites/ludwigshafen/production/energy.html>,
<https://www.ingenieur.de/technik/wirtschaft/unternehmen/basf-setzt-autarke-energieversorgung/>

Praxisbeispiel aus Rheinland-Pfalz³²: Im Energiepark Mainz wird seit 2015 eine Power-to-Gas Anlage betrieben. Das Projekt wurde zunächst zur Forschung genutzt und befindet sich seit 2017 im Regelbetrieb. Die Anlage hat eine Leistung von 6 MW und ist an die 20 kV-Ebene angeschlossen. Der Elektrolyseur lässt sich Innerhalb von Sekunden regeln und erreicht 2 Minuten nach einem Kaltstart die volle Leistung. Er ist dadurch geeignet, um die fluktuierende Einspeisung der an dieselbe Leitung angeschlossenen, nahegelegenen Windenergieanlagen aufzunehmen.

Der erzeugte Wasserstoff wird sowohl ins Erdgasnetz eingespeist als auch von Industriebetrieben und für Wasserstofftankstellen verwendet.

Die meisten der beschriebenen Technologien kommen sowohl in zentralen als auch in dezentralen Systemen zum Einsatz. Der Unterschied zwischen zentralen und dezentralen Systemen besteht also eher in der Anzahl und Größe der Technologien und in ihrer Betriebsweise. Das gilt auch für das **Stromnetz**. Das Netz ist in beiden Arten von System unverzichtbar, allerdings kann in dezentralen Systemen im Vergleich zu zentralen Systemen ein geringerer Ausbau des Übertragungsnetzes notwendig sein, vor allem wenn Wind- und PV-Anlagen lastnahzugebaut werden und der Stromverbrauch und die Stromerzeugung so weit wie möglich schon auf Verteilnetzebene ausgeregelt werden (Matthes et al. 2018; Deutsche Akademie der Technikwissenschaften 2020).

Dem gegenüber steht ein höherer Aufwand für den Betrieb und die Steuerung des Netzes. Um die vielen kleinen Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen im dezentralen System zu steuern, bietet sich die koordinierte Regelung in einem **virtuellen Kraftwerk** (engl. virtual power plant, **VPP**) an. Virtuelle Kraftwerke werden auch heute schon z.B. zur Bereitstellung von Regelenergie genutzt, im dezentralen System sollten sie allerdings auf einen bestimmten Netzbereich z.B. eine „Energiewabe“ begrenzt sein (EnergiewabenGR 2017).

Um viele kleine Speicher und steuerbaren Lasten im dezentralen System zu koordinieren, ist ein erhöhter Regelungs- und Kommunikationsaufwand nötig. Dafür wird ein (weitestgehend automatisiertes) **Energy-Management-System (EMS)** genutzt, was die verschiedenen Elemente des Netzes überwacht, steuert und deren Einsatz unter Nutzung von Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen plant, um einen sicheren und effizienten Betrieb mit maximaler Nutzung von Erneuerbaren zu gewährleisten. Wie auch schon im Smart-Home-System bestehen die Herausforderungen eines solchen Systems auch in der Kompatibilität verschiedener Elemente, Datenschutzaspekten und Cybersecurity (EnergiewabenGR 2017).

Die Herausforderungen bei der Umsetzung eines dezentralen Systems liegen also eher in der Koordination und Steuerung der einzelnen Elemente, als in den einzelnen Technologien selbst. Des Weiteren werden einige Technologien ihren vollen Nutzen erst entfalten, wenn sie mit anderen Technologien kombiniert werden. Beispielsweise lässt sich die Flexibilität von Haushaltsgeräten erst effizient nutzen, wenn sie mit entsprechender IKT kombiniert werden. Die Flexibilität durch Sektorenkopplung wird im Allgemeinen erst dadurch erschlossen, dass in der Prozesskette ein Speicher vorhanden ist, wie z.B. ein ausreichend dimensionierter Wärmespeicher. Weitere wesentliche Aspekte sind der Regulierungsrahmen und die ökonomischen Anreize sowie die Akzeptanz der Bevölkerung für smarte Technologien (Deutsche Akademie der Technikwissenschaften 2020).

³² <https://www.energiepark-mainz.de/>

Tabelle 3.1: Übersicht der in dezentralen Strom-Wärme-Systemen eingesetzten Technologien

Technologie	Ebene	Zeitbereich der Flexibilität	Zweck und Betriebsweise	Voraussetzungen	Erwartete Entwicklung
Smart Meter, Intelligente Geräte, Smart Home Systeme	Haushalt	bis zu einigen Stunden	Systemdienliche Lastverlagerung,	Kombination von Smart Meter mit intelligenten Geräten (bspw. elektrische Großgeräte) oder Bereitschaft der Stromkunden zur Flexibilität, Visualisierung und Information, Kompatible Schnittstellen und Plattformen zwischen verschiedenen Geräten und Herstellern, Normen und Regulierungen, Datenschutz, Cybersecurity	Rollout zu Kunden mit >6000 kWh/a, PV-Anlagen > 7 kW oder Wärmepumpen, in Zukunft flächendeckender Einsatz
Demand Side Management (Haushalt, siehe auch eine Zeile weiter oben)	Haushalt, Kommune	bis zu einigen Stunden	Systemdienliche Lastverlagerung, Regelleistung	Smart Meter, Smart Market, IKT	Steigendes Potential durch steigenden Verbrauch wegen Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge
Demand Side Management (Industrie)	Verteilnetz	bis zu einigen Stunden	Systemdienliche Lastverlagerung, Regelleistung	Potential abhängig vom Industrieprozess	Weitere Nutzung auch in Zukunft, ggf. bei zusätzlichen Industriezweigen
Wärmepumpen	Haushalt	Wenige bis mehrere Stunden, abhängig von Speichergröße und Außentemperatur	Systemdienliche Lastverlagerung, Regelleistung	Kombination mit Wärmespeicher	Weiterer Ausbau erwartet
Wärmespeicher	Haushalt, Kommune	Typischerweise wenige Stunden, im Idealfall auch saisonaler Ausgleich möglich	Flexibilität bei Sektorkopplung, kombiniert mit Wärmepumpe oder BHKWs, saisonale Speicherung	Dimensionierung in für den Zweck angemessener Größe	Weiterer Ausbau erwartet

Wärmenetze	Kommune	-	Sektorkopplung, flexible Betriebsweise unter Berücksichtigung aller Teilnehmer	Flexibilitätsbereitstellung vor allem in Kombination mit entsprechend dimensionierten Wärmespeichern	Entwicklung zu niedrigeren Systemtemperaturen und flexiblerer Betrieb.
Elektroautos	Haushalt, Kommune	bis zu einigen Stunden, ggf. Regelleistung	Systemdienliches gesteuertes Laden, Ggf. Rückspeisung zur Bereitstellung von Regelleistung	Anreize/Pönale für gesteuertes Laden, IKT, Regularien	Starker Zuwachs erwartet
PV-Heimspeicher	Haushalt	Wenige Sekunden bis zu einigen Stunden	Spitzenkappung, Eigenverbrauchsoptimierung, systemdienlicher Betrieb, Kombination mit Wärmepumpen und Elektroautos, Systemdienstleistungen (Regelleistung, Spannungshaltung)	Prognosen für Spitzenkappung/ Vorausschauende Betriebsstrategien, alternativ: feste Einspeisegrenzen, Anreize zur Installation/systemdienlichen Nutzung	Weiterer Ausbau mit wachsenden Speichergrößen erwartet
(Mikro) KWK: BHKW und Brennstoffzellen	Haushalte, Kommune, Verteilnetz	beliebige Flexibilität von wenigen Sekunden bis zu saisonalem Ausgleich	Wärmegeführt/ Stromgeführt/ Mischbetrieb, alle Arten von Systemdienstleistungen, physikalische Eigenschaften: Trägheit, netzbildend, planbare Erzeugung bei sonst vor allem fluktuierender Einspeisung, komplette Autarkie auch für kleine Einheiten (Haushalte)		Flexiblerer Betrieb, Retrofitting von Anlagen mit fossilen Brennstoffen
Power-to-Gas	Haushalt, Kommune, Verteilnetz	Saisonal	Saisonaler Speicher (z.B. Gasnetz), Sektorenkopplung, Standort neben Erzeugern, Nutzung der Abwärme des Elektrolyseurs in KWK, Autarkie für Haushalte	Regulierungsrahmen, Aufnahmekapazität der Gasnetze für Wasserstoff erhöhen	Kostensenkung durch Skalierung und Forschung, Wasserstofftankstellen
VPP, Energy-Management-Systeme	Verteilnetz	beliebige Flexibilität in Kombination mit anderen Elementen	Koordinierung vieler kleiner Elemente, Betriebsweise abhängig vom verfolgten Ziel (siehe auch Kapitel 3.1)	Kompatible Schnittstellen und Plattformen zwischen verschiedenen Geräten und Herstellern, Normen und Regularien, Datenschutz, Cybersecurity, IKT	Nutzung in verschiedenen Konzepten, z.B. Energiewäben, Quartierskonzepte, etc.

3.3. Mögliche Akteurskonstellationen

Die Umgestaltung der Energieversorgung auf Basis erneuerbarer und regional verfügbarer Energiequellen bringt neue Rollenbeschreibungen für die im Energiesystem interagierenden Akteure mit sich. Im Zuge der Dezentralisierung, Regionalisierung, Digitalisierung sowie der Sektorenkopplung ergeben sich verstärkte Berührungspunkte und Konstellationen verschiedenster energiewirtschaftlicher Akteure untereinander. Die Beschreibung der Rollen, Rechte, Pflichten, Chancen und Risiken der jeweiligen Akteure im künftigen Energiesystem unterscheiden sich somit je nachdem, welchen Akteur man schwerpunktmäßig in den Mittelpunkt der Betrachtung stellt. Ausgangspunkt dieser Überblicksstudie ist es hingegen, einen übergeordneten Blick auf die Akteurskonstellationen in einem dezentralisierten Strom-Wärme-System zu werfen. Die folgenden Rollenbeschreibungen stellen daher eine überblicksartige Annäherung an die möglichen zukünftigen Entwicklungen des Rollenverständnisses verschiedener Akteure in einem solchen Energiesystem dar.

EE-Stromerzeuger

Die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien ist einer der Hauptbestandteile des dezentralen Energiesystems. Die EE-Stromerzeuger werden es dabei mit sich wandelnden technischen, wirtschaftlichen und rechtlichen Rahmenbedingungen zu tun haben. Zum einen werden immer mehr bestehende Anlagen künftig wegen des Ablaufs des Vergütungszeitraums aus der EEG-Förderung fallen. Zum anderen werden Neuanlagen vermehrt ohne EEG-Förderung in Betrieb genommen werden. Dies ist bei PV-Freiflächenanlagen teilweise bereits jetzt der Fall. Hieraus ergeben sich Möglichkeiten für eine freiere Vermarktung der außerhalb des EEG erzeugten EE-Strommengen. So könnte etwa der Abschluss direkter Stromlieferverträge (Power Purchase Agreements – PPA) zwischen EE-Anlagenbetreibern und Verbrauchern (z.B. aus der Industrie) oder EE-Anlagenbetreibern und Energieversorgungsunternehmen (EVU) zunehmen. Zudem könnten im Zuge der Digitalisierung, Flexibilisierung und Regionalisierung des Energiesystems auch Vermarktungsoptionen über regionale Plattformlösungen eine größere Rolle spielen.

EE-Wärmeerzeuger und Wärmenetze

Die Wärmeerzeugung ist klassischerweise sehr kleinteilig: der überwiegende Teil der Gebäude in Rheinland-Pfalz wird individuell mit einer Zentralheizung im Keller beheizt (vgl. BDEW (2019)). Hier entscheidet zunächst jeder Hauseigentümer bzw. jede Wohneigentümergeinschaft (WEG), wie das jeweilige Gebäude beheizt werden soll. In einigen größeren Städten bzw. inzwischen auch kleineren Gemeinden gibt es auch eine netzgestützte Fern- bzw. Nahwärmeversorgung. Im Gegensatz zu anderen Bundesländern ist diese Art der Wärmeversorgung mit unter 5% aller Wohnungen in Rheinland-Pfalz allerdings wenig ausgeprägt (BDEW 2019). Wärmeerzeugung mit erneuerbaren Energien erfolgt derzeit vor allem mit Biomasse-Varianten (Holzpellets, Scheitholz etc.) (UBA 2020a). Immer mehr – und zukünftig vermutlich dominierend – werden elektrische Wärmepumpen eingesetzt, welche mithilfe von Strom erneuerbare Umgebungswärme (der Luft, dem Erdreich o.ä. entzogen) für die Gebäudewärme bereitstellen und als Sektorkopplungstechnologie die Stromnachfrage erhöhen. Die Herausforderung besteht im Wärmemarkt vor allem in der großen Anzahl an Akteuren (Hausbesitzer, WEG), die ihre Wärmeversorgung auf erneuerbare Energien umstellen müssen. Im Falle von Fern- bzw. Nahwärme ist dies insofern einfacher, als dass es hier nur einer zentralen Umstellung des Netzes auf erneuerbare Energien bedarf, um die Wärmeversorgung einer Vielzahl angeschlossener Gebäude zu dekarbonisieren. Gleichzeitig ist hier allerdings die große Herausforderung, genügend erneuerbare Wärme zentral zu erzeugen. In diesem Zusammenhang wird es in Zukunft aller Voraussicht nach regulatorische Anpassungen für Wärmenetzbetreiber

geben müssen (Maaß et al. 2015), so z.B. die Öffnung des Netzzugangs für Dritte (Bürger et al. 2019) oder Zertifikate für grüne Fernwärme. Es ist gut möglich, dass dadurch in Zukunft der Betrieb des Netzes und die Netzeinspeisung nicht mehr gebündelt in der Hand nur eines Unternehmens liegen, sondern dass mehrere Marktteilnehmer in ein und dasselbe Netz einspeisen.

Verbraucher als aktive Kunden

Die EU legt in ihrem Gesetzespaket „Saubere Energie für alle Europäer“ und dort v.a. im Rahmen der Elektrizitätsbinnenmarkt-Richtlinie (EU) 2019/944 und der Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 einen starken Fokus auf die Stärkung der Rolle des aktiven Kunden (Prosumer) im künftigen Energiesystem. Aktive Kunden haben demnach das Recht, individuell oder mittels Aggregation Strom zu erzeugen, zu speichern und zu verkaufen, ohne unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Bedingungen oder Verfahren unterworfen zu sein (Art. 15 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (EU) 2019/944). Dies könnte speziell auch zu einer Stärkung der (gemeinsamen) Eigenversorgung mit EE-Strom und einer stärkeren Beteiligung von Verbrauchern im Rahmen von EE-Gemeinschaften im deutschen Recht durch die Umsetzung der Art. 21 und 22 Erneuerbare-Energien-RL (EU) 2018/2001 führen (vgl. Abschnitt 4). Verbraucher könnten zudem künftig verstärkt von flexiblen Vermarktungsformen für EE-Strom profitieren. Dies gilt nicht nur für kleine Verbraucher im Haushaltsbereich, sondern auch für Verbraucher im Bereich Gewerbe, Handel und Industrie. Hier könnten sich künftig mehr Möglichkeiten zum Bezug von regionalem EE-Strom oder der Teilnahme an Flexibilitätsmärkten im Bereich des Lastmanagements bieten.

Verteilnetzbetreiber

Den Verteilnetzbetreibern kommt eine zentrale Rolle und Verantwortung im zukünftigen Energiesystem zu. Sie müssen auf der einen Seite insbesondere eine hohe Anzahl dezentraler EE-Anlagen, sowie auf der anderen Seite neue Lasten, z.B. aus Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen, kosteneffizient integrieren. In ihrer Netzausbauplanung haben sie zu berücksichtigen, dass Verteilnetze in einem Umfeld dezentraler Erzeugung nicht mehr nur dem Bezug, sondern als zentrales infrastrukturelles Rückgrat auch der Einspeisung dienen. Gleichzeitig wird die Zusammenarbeit der Verteilnetzbetreiber untereinander und die Zusammenarbeit mit dem Übertragungsnetzbetreiber immer wichtiger, um die erhöhte fluktuierende Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien auszugleichen. Nach dem neuen EU-Recht müssen die Verteilnetzbetreiber in die Lage versetzt werden und Anreize erhalten, Flexibilitätsleistungen einschließlich Engpassmanagement in ihrem Versorgungsbereich zu beschaffen (Art. 32 Elektrizitätsbinnenmarkt-RL (EU) 2019/944). Dabei soll sichergestellt werden, dass die Verteilnetzbetreiber auch Leistungen wie dezentrale Erzeugung, Laststeuerung oder Energiespeicherung von Anbietern in Anspruch nehmen können. Dies kann dazu dienen, die Netze effizient zu betreiben und kostspieligen Netzausbau zu vermeiden. Dabei sind im Sinne einer verstärkten Sektorenkopplung künftig auch die Auswirkungen und das Zusammenspiel mit dem Gasnetz in den Blick zu nehmen. Insgesamt können Verteilnetzbetreiber im Sinne eines dezentral und regional ausgerichteten Energiesystems somit dazu beitragen, dass ein Ausgleich von Erzeugung und Last bereits auf Ebene des Verteilnetzes erfolgt.

Kommunen

Bereits jetzt spielen die Kommunen eine zentrale Rolle im Rahmen des Klimaschutzkonzepts Rheinland-Pfalz (Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz (2020b), S. 98 ff. bzw. Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz (2020a), S. 124 ff.). Auch künftig wird den Kommunen im Rahmen der Umgestaltung der Energieversorgung auf dezentraler Basis eine entscheidende Rolle zukommen. Die

Kommunen sind dabei einerseits abhängig von europa-, bundes- und landesrechtlichen Vorgaben. Konkrete Rahmenbedingungen des kommunalen Handelns bilden insbesondere das Kommunalrecht, das Baurecht, sowie das Planungsrecht. Innerhalb dieser Rahmenbedingungen kommt den Kommunen andererseits aber ein eigener Spielraum zu, den sie, unter Berücksichtigung haushaltsrechtlicher Restriktionen, als relevante Akteure vor Ort im Hinblick auf eine stärkere Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems ausfüllen können. Die Handlungsmöglichkeiten für Kommunen sind insgesamt vielfältig, in ihrer Wirkung unterschiedlich und auch von äußeren Rahmenbedingungen abhängig (Haushaltssituation, personelle Ausstattung, bundes- und landesrechtliche Vorgaben). Auf den Landesgesetzgeber kommt dabei die Aufgabe zu, die Kommunen bei der Ausfüllung ihrer Rolle bestmöglich zu unterstützen. Drei wesentliche Tätigkeitsfelder haben Kommunen, um eine möglichst proaktive Rolle in einem künftig stärker dezentralisierten Strom-Wärme-System wahrzunehmen:

Vorbildwirkung

Kommunen können selbst einen aktiven Beitrag innerhalb eines stärker dezentralisierten Strom-Wärme-Systems leisten, so etwa im Bereich der energetischen Gebäudesanierung durch die Reduzierung des Energiebedarfs kommunaler Gebäude sowie die verstärkte Deckung des kommunalen Energiebedarfs durch erneuerbare Energien. Kommunale Dachflächen können auch verstärkt zur Produktion von PV-Strom zur Eigenversorgung und Einspeisung des Überschussstroms herangezogen werden. Der verstärkte Einsatz von E-KfZ sowie die Umrüstung des öffentlichen Nahverkehrs auf E-Busse muss weiter vorangetrieben werden. Gleichzeitig kommt den Kommunen die Aufgabe zu, den Systemwandel vor Ort zu kommunizieren und die lokalen Vorteile eines dezentralisierten und auf erneuerbaren Energien basierten Strom-Wärme-Systems im Sinne der Akzeptanz und positive lokale wirtschaftliche Effekte aufzuzeigen. Energieberatungen oder Quartiers- und Klimaschutzmanagern kommen hier eine Schlüsselrolle zu.

Planung, Genehmigung, Konzessionierung

Vor allem im Bereich der Planung und Genehmigung verfügen die Kommunen im Rahmen der bundes- und landesgesetzlichen Vorgaben über Möglichkeiten, den Ausbau der erneuerbaren Energien zu unterstützen. Im Rahmen der Bauleitplanung können die Kommunen Flächen, etwa für die Erzeugung von Strom aus Windenergie ausweisen. Auch können sie eigene Flächen für den Ausbau erneuerbarer Energien bereitstellen. So spielt z.B. in Rheinland-Pfalz der Kommunalwald eine wichtige Rolle bei Flächen für Windenergieanlagen. Daraus erwachsen ihr wiederum Miet- oder Pachteinnahmen. Zumindest im Bereich der Freiflächen-PV hängt die Vergütungsfähigkeit des Stroms nach dem EEG von einer Flächenkulisse ab, die zwingend eines von der Kommune als Satzung erlassenen Bebauungsplanes bedarf.

Insbesondere beim Ausbau der Windenergie spielen Akzeptanzgesichtspunkte eine entscheidende Rolle, die sich in Form von Mindestabständen oder Möglichkeiten zur Verbesserung der Akzeptanz durch positive lokale wirtschaftliche Effekte niederschlagen. Bei der Förderung der Akzeptanz von Windenergiestandorten können gemeindliche Einnahmen aus der Gewerbe- oder Grundsteuer eine wichtige Rolle spielen, da diese Gelder der gesamten örtlichen Gemeinschaft zugutekommen.

Baurechtlich können auch energetische Anforderungen an Gebäude sowie Nutzungsverpflichtungen für erneuerbare Energien oder Nutzungsverbote für konventionelle Energieformen ausgesprochen werden. Es gilt somit zukünftig auch noch stärker Quartiere (Gewerbe- oder Wohngebiete) zu entwickeln, in denen Strom- und Wärmeerzeugung besser miteinander kombiniert und beispielsweise auch die Nutzung der Elektromobilität mitgedacht worden ist (z.B. durch die Schaffung von Lademöglichkeiten oder zumindest die Verlegung von Leerrohren). In diesem Zusammenhang fällt den

Kommunen im Rahmen der kommunalen Wärmeplanung³³ eine wichtige Rolle zu. Diese ermöglicht ein geplantes und strategisches Vorgehen bei der Transformation der Kommune hin zu einer dekarbonisierten Wärmeversorgung. Dieser Prozess stellt die Kommunen aufgrund der Vielzahl der Akteure (Hauseigentümer, Gasnetzbetreiber, Nah- bzw. Fernwärmenetzbetreiber, Energieversorger) und deren teilweise unterschiedlichen Interessen vor eine große Herausforderung, wird aber vor dem Hintergrund der zu leistenden Transformation als sehr wichtig eingestuft (so hat beispielsweise der Baden-Württembergische Landtag 2020 im novellierten Klimaschutzgesetz eine verpflichtende kommunale Wärmeplanung für Stadtkreise und große Kreisstädte eingeführt, vgl. § 7d KSG BW). Weitere Beispiele für die Handlungsoptionen für Kommunen sind beispielsweise die Einführung einer PV-Pflicht auf Dächern (Bsp.: Tübingen). Gleichzeitig stellt dies auch eine Option für den Landesgesetzgeber dar, wie entsprechende Regelungen und Pläne in den Bundesländern Baden-Württemberg, Hamburg oder Berlin zeigen.

Kommunen haben des Weiteren auch im Bereich des Anschlusses an das Fernwärmenetz Handlungsspielräume. So kann im Rahmen der Gemeindeordnung Rheinland-Pfalz ein Anschlusszwang an das Fernwärmenetz durch Gemeindecaputungen vorgeschrieben werden (vgl. auch § 109 GEG). Darüber hinaus bestimmen Kommunen für ihr Gemeindegebiet auch, wer nach § 46 EnWG die Konzession für den Betrieb des Netzes bekommt. Die daran anknüpfende Konzessionsabgabe ist eine wichtige kommunale Einnahmenquelle.

Wirtschaftliche Betätigung

Das Kommunalrecht in Rheinland-Pfalz lässt den Kommunen Raum für wirtschaftliche Betätigung (§§ 85 ff. GemO Rheinland-Pfalz). Kommunen können auch durch ihre eigenen Stadtwerke Einfluss auf die kommunale Energiepolitik nehmen und so dafür sorgen, dass diese eine wichtige Scharnierfunktion im Rahmen eines stärker dezentralisierten Strom-Wärme-Systems einnehmen. Eine Möglichkeit hierbei wäre etwa das verstärkte Angebot regional und erneuerbar erzeugten Stroms, etwa mittels Regionalnachweisen und Investitionen in neue Anlagen. Auch erreichen in den nächsten Jahren die ersten Anlagen das Ende des Förderzeitraums des EEG. Es könnte somit ein wachsendes Geschäftsfeld sein, auch solche ausgeführten EE-Anlagen mittels Stromlieferverträgen (sog. PPA³⁴) in regionale und erneuerbare Stromprodukte zu integrieren. Auch können Kommunen selbst oder über ihre Stadtwerke in den Ausbau regionaler erneuerbarer Energien investieren oder sich beispielsweise künftig verstärkt im Rahmen von EE-Gemeinschaften (vgl. Abschnitt 4) engagieren. Daneben sind Stadtwerke in der Regel der örtliche Grundversorger nach § 36 EnWG und damit häufig erster regionaler Ansprechpartner, dem – nicht zuletzt auch wegen seiner öffentlichen Gesellschafterstruktur – seitens der Verbraucher eine hohe Glaubwürdigkeit und Seriosität zugeschrieben wird. Daraus ergeben sich kommunikative Vorteile für die Kundenbindung, aus denen heraus auch neue Geschäftsmodelle und Produkte entwickelt werden können. Dies betrifft nicht nur die Belieferung mit Strom, Gas und Wärme, sondern auch Beratungsangebote und Dienstleistungen im Effizienz- oder Contractingbereich.

³³ <https://www.unendlich-viel-energie.de/mediathek/hintergrundpapiere/der-kommunale-waermeplan>

³⁴ Power Purchase Agreements

4. Vergleich und Bewertung zentraler und dezentraler Energieversorgungskonzepte

In diesem Arbeitspaket werden zentrale und dezentrale Energieversorgungskonzepte auf unterschiedlichen Ebenen und hinsichtlich verschiedener Effekte miteinander verglichen und bewertet:

- Volkswirtschaftliche Kosten und regionale Wertschöpfungseffekte (Kapitel 4.2)
- Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf und die damit verbundenen Kosten (Kapitel 4.2.2)
- Mögliche Beiträge zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit (Kapitel 4.3)
- Kosteneffizienz von Strom- sowie Regelleistungsmärkten einschließlich regionaler Preis-zonen (Kapitel 4.4)

Hierzu werden in Kapitel 4.1 zunächst die in der Literatur vorhandenen Studien und Szenarien in die verschiedenen Dimensionen von Dezentralität eingeordnet, wie sie in Kapitel 2.1 herausgearbeitet wurden. Danach werden die Kernaussagen der betrachteten Studien und Szenarien zu den Effekten 1 bis 4 qualitativ beschrieben.

Quantitative Angaben sind in einer studienübergreifenden Betrachtung nur schwer möglich, weshalb überwiegend nur eine qualitative Einschätzung gegeben werden kann. Der Grund hierfür sind die unterschiedlichen Methoden der betrachteten Studien. So werden oft in Studien mit dezentralen Szenarien Annahmen getroffen, um sich einer Dezentralität anzunähern. Das führt jedoch dazu, dass Ergebnisse in Bezug auf Kosten oder Netzausbau nicht aus einer Optimierung eines dezentralen Stromsystems folgen, sondern aus den Annahmen der jeweiligen Autoren.

Ein quantitativer Vergleich ist daher in erster Linie zwischen Szenarien einer Studie sinnvoll, da hier für die einzelnen Szenarien die gleichen Annahmen und methodische Herangehensweise verwendet wurden. In den folgenden Kapiteln zu den verschiedenen Untersuchungsschwerpunkten erfolgt eine detailliertere Betrachtung der Ergebnisse der relevanten Studien. Bei der Darstellung quantitativer Ergebnisse werden diese eingeordnet und erläutert, um mögliche Bedingungen herauszustellen.

4.1. Auswahl der untersuchten Studien und deren Einordnung in die verschiedenen Dimensionen von Dezentralität

Für die Auswahl an Studien mit einer eher zentralen oder eher dezentralen Ausprägung wurde als Ausgangspunkt auf die Metastudie „Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze. Meta-Studie über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative“ (Öko-Institut 2018b) zurückgegriffen. In dieser Studie werden steckbriefartig verschiedene Studien zum Thema „Dezentralität“, wie beispielsweise FAU (2017), Prognos; FAU (2016) oder (E-Bridge; Prognos; RWTH Aachen; FGH) (2016) vorgestellt und deren Ergebnisse beschrieben, insbesondere zum Netzausbaubedarf. Darauf aufbauend wurden weitere aktuelle Studien mit zentralen oder dezentralen Szenarien analysiert, um den Einfluss von „Dezentralität“ auf das Gesamtsystem oder auf einzelne Aspekte beschreiben zu können.

Für die Untersuchung der Folgen einer Dezentralisierung des Energiesystems wurden verschiedene Studien genauer betrachtet. Eine klare oder pauschale Zuordnung der genannten Studien und Szenarien in „zentral“ oder „dezentral“ ist aufgrund der verschiedenen Aspekte von Zentralität bzw. Dezentralität nicht möglich, auch wenn die Namen der Szenarien dies nahelegen. Der Grund dafür ist, dass die verschiedenen Aspekte von Zentralität bzw. Dezentralität in unterschiedlicher Breite umgesetzt werden. Teilweise wird auch nur ein einzelner Aspekt betrachtet. Um die Ergebnisse und Aussagen der Studien und Szenarien richtig interpretieren zu können, werden sie deshalb zunächst in

die sechs Dimensionen von „Dezentralität“ eingeordnet. In Anhang 10.2 wird die Einordnung aller Studien detailliert dargestellt.

Tabelle 4-1: Übersicht über betrachtete Studien und Szenarien

Studie	Szenario
Acatech (2020), Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem	• Stellt eine Systematik dezentraler Energiesysteme vor. • Diskutiert zentrale und dezentrale Energiesysteme aus technischer, ökonomischer, ökologischer und gesellschaftlicher Perspektive. • Analysiert die Resilienz von dezentralen Systemen
BNetzA (2020), Genehmigter Szenariorahmen & BNetzA (2019), Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019)	• Im Szenario „B 2040“ wird eine zentrale Verteilung erneuerbarer Energien vorgenommen. Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erfolgt auf zentraler Ebene.
TransnetBW (2020), Stromnetz 2050	• Das Szenario „Stromnetz 2050“ nimmt eine zentrale Verteilung erneuerbarer Energien an. Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch findet auf zentraler Ebene statt.
Fraunhofer ISE (2020), Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem	• Im Szenario „Referenz“ wird eine zentrale Verteilung erneuerbarer Energien und ein zentraler Ausgleich vorgenommen. • Das Szenario „Inakzeptanz“ nimmt den Ausbau von erneuerbaren Energien auf der niedrigsten Netzebene an den besten Standorten vor. Auch Flexibilität wird auf der niedrigsten Netzebene angesiedelt. Ein Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erfolgt auf zentraler Ebene.
BDI (2018), Klimapfade für Deutschland	• Im Szenario „95%“ wird eine zentrale Verteilung erneuerbarer Energien vorgenommen. • Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erfolgt teilweise auf zentraler Ebene (z.B. durch Stromhandel mit Nachbarländern) und teilweise durch dezentrale Flexibilitäten, wie z.B. Wärmepumpen und Elektroautos.
WWF (2018), Zukunft Stromsystem II	• Im Szenario „Energiewende-Referenz“ wird eine zentrale Verteilung erneuerbarer Energien vorgenommen. Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erfolgt auf zentraler Ebene. • Das Szenario „Fokus Solar“ nimmt den Ausbau von erneuerbaren Energien auf der niedrigsten Netzebene an den besten Standorten vor. Auch Flexibilität wird auf der niedrigsten Netzebene angesiedelt. Ein Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erfolgt auf zentraler Ebene.

Fraunhofer ISI (2017), Langfristszenarien	• Im Szenario „Basis“ wird eine zentrale Verteilung erneuerbarer Energien vorgenommen. Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erfolgt auf zentraler Ebene. Außerdem befinden sich ebenso Flexibilitätsoptionen an den besten Standorten. • Das Szenario „geringer Netzausbau“ nimmt eine Verteilung erneuerbarer Energien in Verbrauchernähe und auf der niedrigsten Netzebene vor. Ebenso wird Flexibilität auf der niedrigsten Netzebene angesiedelt. Der Ausgleich von Erzeugung und Verbraucher findet weiterhin auf zentraler Ebene statt.
RLI (2013), Vergleich und Optimierung von zentral und dezentralen orientierten Ausbaupfaden einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien in Deutschland	• Im Szenario „zentral“ wird eine zentrale Verteilung erneuerbarer Energien vorgenommen. Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erfolgt auf zentraler Ebene. • Das Szenario „dezentral“ nimmt eine verbrauchsnahe Verteilung erneuerbarer Energien vor. Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch findet weiterhin auf zentraler Ebene statt.
Öko-Institut (2018), Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen (BuergEN)	• Im Szenario „Dezentral“ werden erneuerbare Energien in Verbrauchernähe und auf der niedrigsten Netzebene ausgebaut. Ebenso befinden sich Flexibilitätsoptionen auf dieser Netzebene. Ein Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erfolgt in diesem Szenario vorrangig dezentral. • Das Szenario „Gleichverteilt“ nimmt weder eine zentrale noch eine dezentrale Verteilung erneuerbarer Energien vor. Der Ausgleich von Erzeugung von Verbrauch findet auf zentraler Ebene statt. Das Szenario zeichnet sich durch eine dezentrale Akteursvielfalt aus
Wingenbach, M. (2018), Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Energiesystemmodellierung am Beispiel von Entwicklungspfaden der Windenergie in Deutschland	• Im Szenario „Basis“ wird eine zentrale Verteilung erneuerbarer Energien vorgenommen. Der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch erfolgt auf zentraler Ebene. • Das Szenario „best-case“ ist in Bezug auf die Verteilung der Kraftwerke eine Mischausprägung, da nicht die kostengünstigsten Standorte genutzt werden, allerdings auch nicht explizit lastnah ausgebaut wird. • Das Szenario „worst-case“ ist in Bezug auf die Kraftwerksgröße eher zentral orientiert, da durch die Substitution der Akzeptanz bedingt nicht installierbaren onshore Windleistung ein bedeutend größerer Anteil an offshore Windleistung installiert wird.
r2b energy consulting (2019), Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit	• Definition der Versorgungssicherheit
EnergiewabenGR (2017): Leitfaden für die Konzeption von Regionalen Energiewaben	• Beschreibung eines dezentralen Ansatzes, in dem Erzeugung und Verbrauch auf niedrigster Ebene ausgeglichen werden sollen

VDE (2015) Der Zellulare Ansatz	• Beschreibung des zellularen Ansatzes • Abwägen von Vor- und Nachteilen von verschiedenen dezentralen Komponenten
BMWi (2014) Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie)	• Untersuchung des Einflusses verschiedener Faktoren auf den Verteilnetzausbau

Quelle: Öko-Institut e.V.

Aus der dargestellten Tabelle wird ersichtlich, dass es eine große Bandbreite an Szenarien gibt. Aus der detaillierteren Betrachtung der verschiedenen Szenarien in Anhang 10.2 können verschiedene Schlussfolgerungen gezogen werden:

- Viele der Szenarien zeichnen sich durch eine zentrale regionale Verteilung der erneuerbaren Energien aus. Erneuerbare Energien sind somit an den Standorten mit der ertragreichsten Erzeugung situiert.
- Auch in dezentralen Szenarien, in denen Kraftwerke auf niedrigen Netzebenen und somit dezentral installiert sind, kommt es in manchen Fällen zu einer regionalen Verteilung, die sich an den Erzeugungsbedingungen orientiert.
- Auch bei einem dezentralen Ausbau erneuerbarer Energien wird nur in wenigen Szenarien ein vorrangig dezentraler Ausgleich untersucht. Eine Optimierung findet in der Mehrzahl der Szenarien auf Deutsch/Europäischer Ebene statt.
- In dezentralen Szenarien wird Flexibilität in der Regel dezentral ausgebaut. Das kann mit einem simultanen Ausbau von Batteriespeichern in Verbindung mit PV-Anlagen erklärt werden.

4.2. Volkswirtschaftliche Kosten, Netzausbau und regionale Wertschöpfungseffekte

In den folgenden Kapiteln werden die bereits in Kapitel 2.2 beschriebenen Vor- und Nachteile einer zunehmenden Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems weiter ausgeführt und hinsichtlich volkswirtschaftlicher Kosten, Netzausbau und regionaler Wertschöpfungseffekte betrachtet.

4.2.1. Volkswirtschaftliche Kosten

Die Erkenntnisse der untersuchten Studien zu den volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung werden im Folgenden dargestellt. Unter volkswirtschaftlichen Kosten werden unterschiedliche Kostenkategorien zusammengefasst. Dazu zählen die Investitionen in Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen. Kosten für den notwendigen Netzausbau werden in den meisten Studien separat aufgeführt bzw. nicht explizit beziffert.

Die ausschlaggebenden Faktoren für die volkswirtschaftlichen Kosten sind der eingesetzte Mix an erneuerbaren Energien und deren Regionalisierung. Werden Anlagen dezentral und somit in Verbrauchsnähe errichtet, so bedeutet dies nicht zwangsläufig, dass sie auch an Standorten mit hohen Erträgen errichtet werden. Werden Anlagen nicht an den für sie optimalen Standorten errichtet, führt dies in den betrachteten Studien zu einer höheren notwendigen Gesamtleistung.

Auch der Mix der installierten EE-Technologien hat Auswirkungen auf die volkswirtschaftlichen Kosten. Dies wird durch die Unterschiede zwischen den Volllaststunden der Technologien verursacht,

die auch über die Standortwahl hinaus bestehen bleiben. Da Photovoltaik-Anlagen in Deutschland eine geringere Leistung aufweisen als Windenergieanlagen, wird eine größere Menge an PV-Anlagen benötigt, um eine durch Verringerung der onshore Windleistung reduzierte Strommenge auszugleichen. Eine Substitution von onshore zu offshore Wind führt zwar zu einem höheren Volllaststunden, aufgrund von bisher auch langfristig noch zu erwartenden höheren spezifischen Investitionen entstehen allerdings höhere Stromgestehungskosten, was in zwei der betrachteten Szenarien ersichtlich wird (RLI 2013; Europa-Universität Flensburg 2018).

ÜBERBLICK – REGIONALE VERTEILUNG

Bei einer Betrachtung der verschiedenen Studien zeigt sich, dass die Stromgestehungskosten für dezentrale und zentrale System oft nah beieinander liegen. Die Unterschiede zwischen „zentralen“ und „dezentralen“ Szenarien liegen primär in der Gestaltung des erneuerbaren Kraftwerksmixes bzw. der Verteilung der Anlagen innerhalb Deutschlands.

Die **Studie „Zukunft Stromsystem II“** (WWF 2018) untersucht ein dezentrales Szenario mit einem sehr hohen Ausbau der Photovoltaik in Verbindung mit Batteriespeichern mit dem Ziel einer Maximierung des Eigenverbrauchs. Dies führt zu einer Verlagerung der Investitionen von Wind onshore zu Photovoltaik. Die gesamten Systemkosten (inklusive Bestandsnetze, Backup-Kapazitäten etc.) beziffern sich auf etwa 64 Mrd. € im Jahr 2030 und ca. 80 Mrd. € im Jahr 2050. Dieses Szenario weist über den gesamten Projektzeitraum Mehrkosten von ca. 17 Mrd. € im Vergleich zum „Energie-wende-Referenz“ Szenario auf. Dieser Kostenunterschied liegt jedoch nur bei ca. 1 % bis 1,5 % der gesamten Systemkosten und somit in einem überschaubaren Rahmen. Einen großen Einfluss auf die Ergebnisse dieser Szenarien haben die Entwicklung der technologischen Kosten von Wind und PV. Da die Szenarien einen technologischen Fokus aufweisen, können kostensenkende oder -steigende Effekte die Szenarienergebnisse beeinflussen.

Aus der **Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“** (Fraunhofer ISI; Consentec; ifeu; TUW; M-Five; TEP Energy 2017) wird das Szenario „geringer Netzausbau“ (geNA) untersucht und mit dem Szenario „Basis“ verglichen. Das Szenario „geringer Netzausbau“ nimmt eine verbrauchsnahe Verteilung von erneuerbaren Energien und Flexibilitätsoptionen vor, um Übertragungsnetzausbau zu sparen. Die volkswirtschaftlichen Kosten dieses dezentralen Szenarios sind um 10 Mrd. € geringer als die des zentralen Szenarios „Basis“. Bei diesem Ergebnis ist jedoch zu berücksichtigen, dass zusätzliche Speichertechnologien eingesetzt werden, die in Extremsituationen zum Einsatz kommen und einen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch gewährleisten. Diese „Notfall“-Speicher sind in der Optimierung ohne Kosten abgebildet und haben so keinen Einfluss auf die Gesamtsystemkosten. Somit greift die Betrachtung des Szenarios etwas zu kurz, da sie die Situationen des Jahres abfedern, in denen eine stärkere Nutzung des Übertragungsnetzes naheliegend ist.

In der **Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem“** (Fraunhofer ISE 2020a) werden verschiedene Szenarien verglichen, die die Klimaschutzziele der Bundesregierung erreichen. Neben einem Szenario „Referenz“ wird ebenso das Szenario „Inakzeptanz“ untersucht. Dieses Szenario beschreibt eine dezentrale Orientierung des Energiesystems aufgrund von mangelnder Akzeptanz gegenüber einer zentralen Ausprägung. Das bedeutet, dass besonders große infrastrukturelle Projekte, wie Übertragungsnetzausbau und Windenergieanlagen, nur bedingt in diesem Szenario auftauchen. Es kommt daher zu einem starken Ausbau der Photovoltaik und Batteriespeicher. Ein Vergleich des über 30 Jahre (Zeitraum 2020 bis 2050) kumulierten Mehraufwands an Investitions- und Betriebskosten des gesamten Energiesystems des Szenarios „Referenz“ (1.580 Mrd. €) und

„Inakzeptanz“ (1.590 Mrd. €) zeigt, dass die Gesamtkosten sehr nahe beieinander liegen. Es ist jedoch anzumerken, dass im Szenario „Inakzeptanz“ mit 300 TWh doppelt so viele Kraftstoffe importiert werden müssen wie im Szenario „Referenz“. Ein Teil der Kosten wird also in diesem Bereich verursacht. Auch übersteigt die benötigte Speicherkapazität im Szenario „Inakzeptanz“ mit 394 GWh die Kapazität des Szenarios „Referenz“ mit 153 GWh um mehr als das Doppelte.

In der **Dissertation „Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Energiesystemmodellierung am Beispiel von Entwicklungspfaden für den Windenergieausbau in Deutschland“** (Europa-Universität Flensburg 2018) erfolgt die regionale Verteilung der onshore Windenergieleistung bis 2050 anhand von sozial-ökologischen Kriterien mit Hilfe eines regional gleichverteilten Belastungsgrad. Im Basisszenario wird die onshore Windkapazität auf den technisch-ökonomisch optimalen Standorten installiert. Im Szenario „best-case“ wird die Zielkapazität an onshore Wind anhand einer gleichmäßigen Belastung über alle deutschen Landkreise verteilt. Im Szenario „worst-case“ werden aufgrund von fehlender Akzeptanz regionale Belastungsgrenzen erreicht, so dass nur knapp die Hälfte der onshore Windleistung verteilt werden kann. Die durch die Reduktion der onshore Leistung reduzierte Strommenge wird durch die Installation von offshore Wind Kapazitäten ersetzt, die die entsprechende Strommenge generieren, um eine 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050 zu gewährleisten. Die Ergebnisse der Simulationen zeigen, dass eine sozial-ökologische Verteilung von Windenergie im Vergleich zur Platzierung an den ökonomischsten Standorten zu geringfügig höheren Stromgestehungskosten führt. Bei einem Zinssatz von 6 % erhöhen sich die Stromgestehungskosten von 8,11 ct/kWh im Basisszenario auf 8,37 ct/kWh im „best-case“ Szenario, d.h. um 3,2 %. Eine Verschiebung der Investitionen von onshore zu offshore Wind zeigt sich durch weitere 1,8 % erhöhte Stromgestehungskosten im worst-case Szenario von 8,51 ct/kWh.

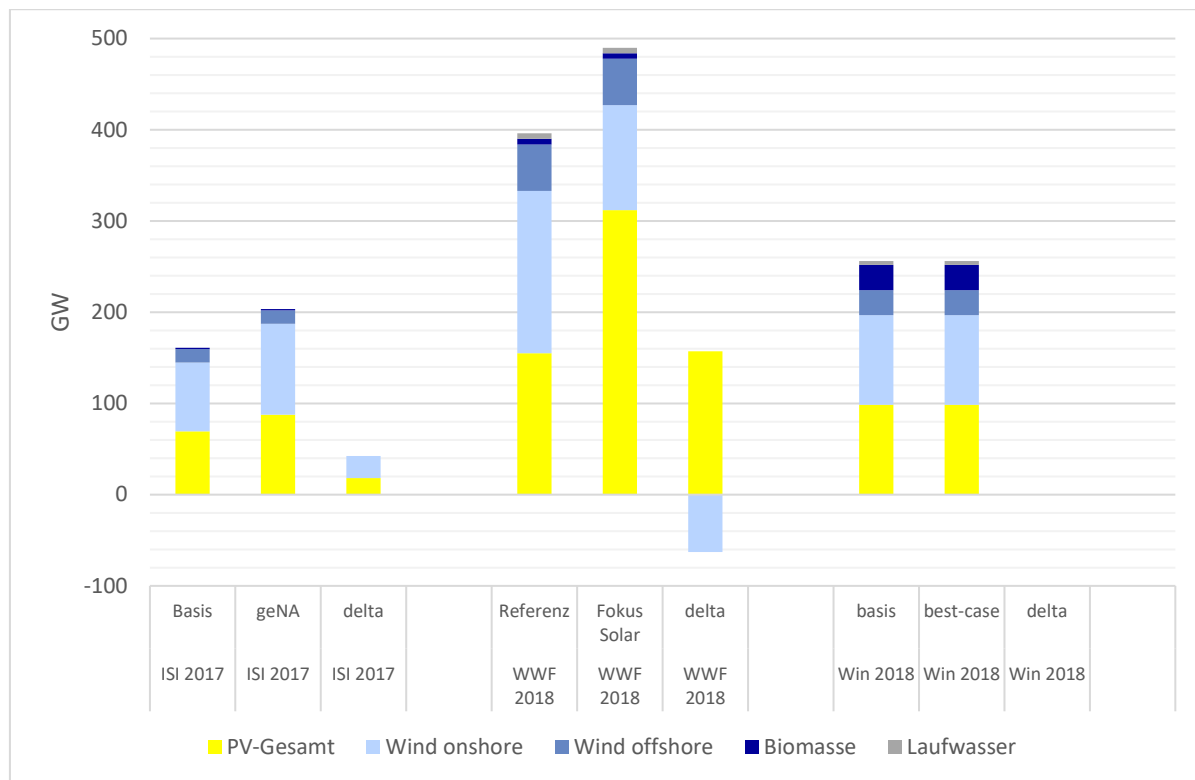
Zu vergleichbaren Ergebnissen kommt die **Studie „Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien in Deutschland“** (RLI 2013). Im Rahmen der Studie wurden unter anderem die Szenarien „zentral“ und „dezentral“ untersucht, die sich in erster Linie durch die unterschiedliche Verteilung erneuerbarer Energien auszeichnen. Ein Vergleich der Gesamtkosten der beiden Szenarien zeigt, dass diese quasi identisch sind. Die jährlichen Kosten einer dezentral verteilten Stromerzeugung belaufen sich jährlich auf 58,0 Mrd. €. Die der zentralen Stromerzeugung auf 57,9 Mrd. €. Der geringe Kostenunterschied ist darauf zurückzuführen, dass sich der verwendete EE-Mix nur geringfügig unterscheidet.

VERGLEICH DER STROMGESTEHUNGSKOSTEN

Ein Vergleich der volkswirtschaftlichen Kosten zwischen den einzelnen Studien ist nur bedingt möglich. Die Szenarienannahmen unterscheiden sich teilweise beträchtlich, beispielsweise in Bezug auf die zu erwartende Stromnachfrage, bedingt durch unterschiedliche Annahmen bzw. Berücksichtigung weiterer Sektoren wie Wärme oder Verkehr. Des Weiteren werden nicht in allen Studien alle relevanten Daten zur Verfügung gestellt, wie bspw. die gesamte produzierte Strommenge, was eine Vereinheitlichung der Ergebnisse erschwert. Um trotz dieser Schwierigkeiten einen Vergleich zwischen Szenarien zu ermöglichen wurden drei Studien mit ausreichend verfügbarer Datenlage ausgewählt und die Stromgestehungskosten des erneuerbaren Kraftwerksparks für das Jahr 2050 ermittelt. Für die spezifischen Investitionskosten und die Lebensdauer je Technologie wurden die Annahmen aus der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ (dena; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) 2018) herangezogen. Als kalkulatorischer Zinssatz wurde ebenfalls der in der dena-Leitstudie angegebene Zins von 10,5 % verwendet.

Abbildung 4-1 zeigt die installierte Leistung der erneuerbaren Technologien der Szenarien „Basis“ und „geNA“ aus den Langfristszenarien von Fraunhofer ISI (2017), die Szenarien „Referenz“ und „Fokus Solar“ der Studie Zukunft Stromsystem II von Prognos und Öko-Institut (2018) und die Szenarien „Basis“ und „best-case“ der Dissertation von Wingenbach (2018). Im dezentral orientierten Szenario „geNA“ erhöhen sich die installierte Leistung von Solar und onshore Wind im Vergleich zum Basisszenario. Das Szenario „Fokus Solar“ erhöht den Anteil an Solar noch deutlicher und die Gesamtleistung an onshore Wind wird stark reduziert. In den Szenarien „Basis“ und „best-case“ verändert sich nicht der Kraftwerkspark, sondern lediglich die regionale Verteilung der Anlagen. Wie bereits beschrieben, kann ein dezentraler Ansatz sowohl durch eine Veränderung der Kraftwerkstechnologien als auch durch die regionale Verteilung der Anlagen erfolgen. Um den Einfluss dieser dezentralen Szenarien auf die Kosten abschätzen zu können, wurden für die genannten sechs Szenarien die Stromgestehungskosten im Jahr 2050 ermittelt.

Abbildung 4-1: Installierte EE-Leistung im Jahr 2050 für drei ausgewählte Szenarienpaare

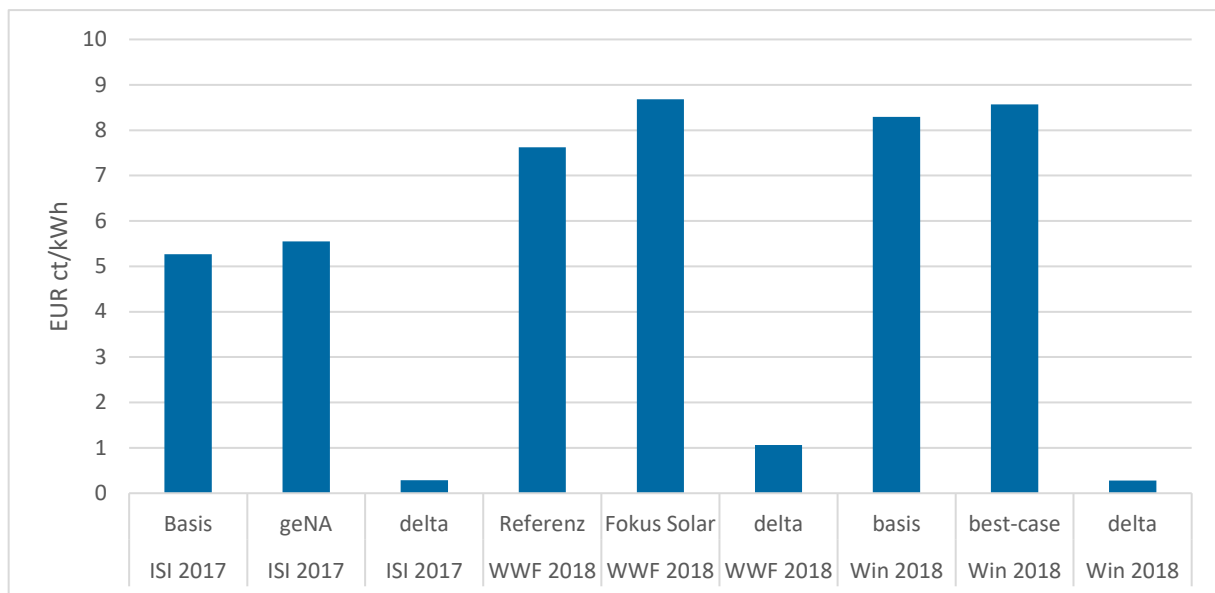


Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung) auf Basis von (Fraunhofer ISI; Consentec; ifeu; TUV; M-Five; TEP Energy 2017)(WWF 2018; Europa-Universität Flensburg 2018)

Abbildung 4-2 zeigt die Stromgestehungskosten in ct/kWh für die sechs Szenarien auf. Als Delta ist die Differenz des dezentralen zum zentralen Ansatz dargestellt. Im Szenario „geNA“ erhöhen sich die Stromgestehungskosten des erneuerbaren Kraftwerksparks durch den höheren Ausbau an Solar und geringeren Netzausbau um knapp 0,3 ct/kWh, d.h. um 5,4 %. Im Szenario „Fokus Solar“ erhöhen sich die Kosten durch die deutlich höhere installierte Solarleistung und Substitution von onshore Wind um knapp einen Cent je kWh, d.h. um knapp 14 %. Im Szenario „best-case“ wird dieselbe

installierte Leistung wie im Basisszenario regional dezentraler verteilt. Die Verluste durch weniger effiziente Standorte führen zu einer Steigerung der Gestehungskosten um 0,27 ct/kWh, d.h. um 3,3 %.

Abbildung 4-2: Stromgestehungskosten im Jahr 2050 für drei ausgewählte Szenarienpaare



Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung) auf Basis von (Fraunhofer ISI; Consentec; ifeu; TUV; M-Five; TEP Energy 2017)(WWF 2018; Europa-Universität Flensburg 2018)

Der Vergleich der Stromgestehungskosten der sechs Szenarien zeigt auf, dass es aufgrund der Nutzung von spezifisch teureren Technologien oder vergleichsweise ineffizienteren Standorten zu höheren Stromgestehungskosten des gesamten Kraftwerksparks kommen kann. Diese Mehrkosten liegen allerdings meist unter 15 % im Vergleich zu den Referenzszenarien. Nicht enthalten in der Abschätzung der Stromgestehungskosten sind die gegebenenfalls eingesparten Kosten für Netzausbau und Mehrkosten durch einen gegebenenfalls erhöhten Speicherbedarf. Der Vergleich der Stromgestehungskosten zeigt lediglich den Einfluss der Technologieauswahl sowie deren Verteilung auf. Je nach Szenarioannahmen können die entstehenden Mehrkosten variieren, liegen aber in einem verhältnismäßig niedrigen Bereich.

Im Ergebnis dieser Literaturstudie wird deutlich, dass

- In dezentralen Szenarien mehr PV-Anlagen, insbesondere PV-Dachanlagen und weniger Windenergieanlagen, insbesondere an Land errichtet werden.
- Es durch einen dezentralen Ausbau zu einer breiteren Regionalisierung kommt. Während bei einem zentralen Ausbau sich Windenergieanlagen im Norden Deutschlands und PV Anlagen im Süden Deutschlands konzentrieren, verteilen sich PV Anlagen bei einem dezentralen Ausbau stärker in ganz Deutschland.
- In dezentralen Szenarien insgesamt mehr erneuerbare Leistung installiert wird.

- Eine Erhöhung der PV-Leistung und eine hinsichtlich des Stromertrags suboptimale Standortnutzung zu höheren Stromgestehungskosten von 3 % bis 15 % führt.

4.2.2. Netzausbaubedarf und Speicherbedarf

Für eine Abschätzung des Netzausbaubedarfs, bzw. einer möglichen Reduktion des Bedarfs und damit einhergehende Kosteneinsparungen durch eine Dezentralisierung, ist der betrachtete Zeithorizont und die damit verbundene Stromnachfrage von erheblicher Wichtigkeit. Szenarien, die neben der bisherigen Stromnachfrage ebenfalls den anzunehmenden erhöhten Stromverbrauch aufgrund der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr bis 2050 berücksichtigen zeigen bis zum Jahr 2050 weniger Netzeinsparpotenzial durch dezentrale Ansätze auf, als kurzfristige Szenarien ohne erhöhten Strombedarf. Bei einer deutlichen Erhöhung der installierten Leistung spielt beispielsweise die räumliche Verteilung der Anlagen nur noch eine untergeordnete Rolle, da aufgrund von mangelnder Flächenverfügbarkeit zur Realisierung sowohl die effizientesten als auch weniger effiziente Standorte genutzt werden müssen.

4.2.2.1. Übertragungsnetz

Als Referenzentwicklung für einen eher zentralen Ausbau des Stromsystems wird zunächst der Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) herangezogen. Dort wird bis zum Jahr 2035 ein Investitionsvolumen für den Übertragungsnetzausbau von 68 Mrd. € prognostiziert (50 Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW 2019, S. 11). Etwa die Hälfte der Investitionen entfällt dabei auf die großen HGÜ-Korridore.

In der Bestätigung des Netzentwicklungsplan Strom 2030 sind folgende HGÜ-Korridore enthalten (BNetzA 2019b, S. 5):

- DC 1 (2 GW): Emden/Ost -Osterath (A-Nord)
- DC 2 (2 GW): HGÜ-Verbindung Osterath –Philippsburg (Ultranet)
- DC 3 (2 GW): Brunsbüttel -Großgartach (SuedLink)
- DC 4 (2 GW): Wilster/West -Bergheimfeld/West (SuedLink)
- DC 5 (2 GW): Wolmirstedt –Isar (SuedOstLink)
- DC 21b (2 GW): Wilhelmshaven 2 –Uentrop
- DC 25 (2 GW): Heide/West -Polsum

Explizit nicht bestätigt wurden zwei HGÜ-Korridore (BNetzA 2019b, S. 14):

- DC 21a (2 GW): Heide/West – Wilhelmshaven 2
- DC 23 (2 GW): Uentrop – Altbach

Ab dem Jahr 2035 geht der Netzentwicklungsplan Strom dann von einer Verlängerung und Verstärkung des SuedOstLink aus (DC 20 (2 GW): Klein Rogahn – Isar). Die Übertragungskapazität aller genannten HGÜ-Korridore beträgt 20 GW.

Langfristig weist die Studie „Stromnetz 2050“ von TransnetBW noch einen darüberhinausgehenden Ausbaubedarf der HGÜ-Korridore aus. Dabei soll zum einen der Korridor B (DC 25) mit 2 GW von Nordrhein-Westfalen nach Baden-Württemberg verlängert werden. In gewisser Weise entspricht

dieser HGÜ-Korridor dem für das Jahr 2030 (noch) nicht bestätigten HGÜ-Korridor DC 23. Zum anderen wird der Bedarf für eine zusätzliche HGÜ-Verbindung mit ebenfalls 2 GW von Schleswig-Holstein nach Baden-Württemberg und damit ergänzend zum SuedLink gesehen (TransnetBW 2020, S. 39). Diese zusätzlichen HGÜ-Korridore sind erforderlich, um den bis zum Jahr 2050 deutlich ansteigenden Netto-Stromimport von Baden-Württemberg auf dann rund 60 TWh zu decken. Der bis 2050 unterstellte Zubau an Wind- und PV-Stromerzeugung kann den Rückgang der Stromerzeugung aus Kernenergie, Steinkohle und Erdgas nicht vollständig kompensieren und gleichzeitig nimmt die Stromnachfrage aufgrund der Elektrifizierung der Sektoren Wärme, Verkehr und Industrie deutlich zu (TransnetBW 2020, S. 28). Ein Investitionsvolumen für den zusätzlichen Netzausbaubedarf nennt die TransnetBW Studie nicht. Aus der Leitungslänge von 4.660 Kilometern und dem Investitionsvolumen in Höhe von 35 Milliarden Euro für die HGÜ-Korridore im Szenario B 2035 können spezifische Investitionen von 7,5 Millionen Euro pro Kilometer HGÜ-Leitung abgeleitet werden (50 Hertz; Amprion; TenneT; TransnetBW 2019, S. 10–11). Die Investitionen für diesen zusätzlichen Nord-Süd HGÜ-Korridor belaufen sich bei 700 Kilometern Trassenlänge auf rund 5 Milliarden Euro und erhöhen die Netzinvestitionen für HGÜ-Korridore um rund 15 %.

In der WWF-Studie „Zukunft Stromsystem II“ wird für die Langfristperspektive bis 2050 von einer Erhöhung des Investitionsbedarfs im Übertragungsnetz um rund das 1,3- bis 1,4-Fache im Vergleich zum NEP Szenario B 2025 ausgegangen (WWF 2018, S. 127). Wird ein Faktor von 1,3 auf den im NEP-Szenario B 2035 ausgewiesenen Investitionsbedarf angewendet, so ergibt sich ein Investitionsbedarf von rund 90 Milliarden Euro für den Ausbau der Übertragungsnetze in Deutschland bis zum Jahr 2050.

Nach der Abschätzung der Investitionen für den langfristigen Ausbau der Übertragungsnetze in einem zentral ausgerichteten Stromsystem stellt sich nun die Frage, ob und inwieweit dieser durch eine dezentrale Ausrichtung des Stromsystems reduziert werden. In der WWF-Studie „Zukunft Stromsystem II“ wird gezeigt, dass sich in dem Szenario „Fokus Solar“ lediglich die Investitionen auf der Zeitachse etwas nach hinten verschieben im Vergleich zum Referenzszenario. Bis zum Jahr 2050 gleichen sich die benötigten Investitionen in das Übertragungsnetz in den beiden Szenarien in Summe wieder an (WWF 2018, S. 134). Die Studie kommt deshalb zu dem Schluss, dass der Übertragungsnetzausbau durch einen deutlich höheren PV-Anteil im Stromsystem und einem regionalen Fokus der PV-Stromerzeugung in Süddeutschland nicht signifikant verringert werden kann.

Die RLI-Studie „Vergleich und Optimierung von zentral und dezentralen orientierten Ausbaupfaden einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien in Deutschland“ kommt zu dem Ergebnis, dass mit einer regional gleichmäßigeren Verteilung von Wind onshore und PV im Szenario „dezentral“ der maximale Austauschbedarf zwischen den Regionen im Vergleich zum Szenario „Standard“ um rund 20 % abnimmt (RLI 2013, S. 52). Die Verdreifachung der installierten Leistung von Wind offshore von rund 10 GW im Szenario „Standard“ auf rund 30 GW im Szenario „Offshore“ führt zu einer Verdopplung der maximalen Austauschbedarfe auf der Übertragungsnetzebene. Dies bestätigt den naheliegenden Zusammenhang, dass der lastferne Zubau von Windenergieanlagen auf See den Übertragungsnetzausbau in Deutschland erhöht.

Das von Stakeholdern im Rahmen des BMBF-Projekts „Transparenz Stromnetze“ entwickelte dezentrale Szenario begrenzt den Zubau von Wind offshore und führt einen an der Stromnachfrage optimierten lastnahen Ausbau von Wind onshore und PV durch. In den laststarken Bundesländern werden dabei die verfügbaren EE-Potenziale ausgeschöpft. Zudem wird der Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch vorrangig auf regionaler Ebene vorgenommen (Timpe et al. 2018). Für dieses Szenario zeigt sich ein deutlich reduzierter Ausbaubedarf im Übertragungsnetz im Vergleich zum NEP-Szenarien B 2030 und einem Szenario mit einer gleichmäßigen Verteilung von onshore

Windenergieanlagen in Deutschland (Öko-Institut; Europa Universität Flensburg; ZNES; IZT; Kulturwissenschaftliches Institut Essen; Fraunhofer ISE 2018, S. 58). Der EE-Anteil am Bruttostromverbrauch liegt in diesen Szenarien jedoch erst bei rund 50 %. Für den weiteren EE-Zubau stehen dann jedoch nur noch wenig lastnahe Standorte zur Verfügung, so dass dann auch auf Wind offshore und weitere lastferne EE-Standorte zurückgegriffen werden muss. In der Folge nimmt dann auch der Übertragungsnetzausbau zu.

Das Basisszenario der aktuellen BMWi-Langfristszenarien geht von einem EE-Anteil am Bruttostromverbrauch von 82 % (BMWi 2017, S. 245) und einer Minderung der Treibhausgasemissionen von 83 % bis 2050 aus (BMWi 2017, S. 311). Das Basisszenario erfüllt somit nicht das Ziel der Treibhausgasneutralität bis 2050. Im Basisszenario ergibt sich ein kumulierter Investitionsbedarf für den Übertragungsnetzausbau bis 2050 in Höhe von 67 Milliarden Euro. Im Szenario „geNA“ (geringerer Netzausbau) geht der Investitionsbedarf um etwa die Hälfte auf 35 Milliarden Euro zurück (Fraunhofer ISI; Consentec; ifeu; TUV; M-Five; TEP Energy 2017, S. 70). Dies ist unter anderem auf den lastnahen Zubau von Wind onshore und PV-Freiflächenanlagen zurückzuführen. Aufgrund der dort vorherrschenden geringeren Stromerträge und der reduzierten Möglichkeit zum Import von EE-Strom aus dem europäischen Verbundnetz steigt der Ausbau von Windenergie und PV in Deutschland von 160 GW auf 200 GW an. Entsprechend nehmen auch die Investitionen im Verteilnetz zum Anschluss der EE-Anlagen zu. In Summe gleichen sich die Einsparung auf der Übertragungsnetzebene und die Erhöhung auf der Verteilnetzebene nahezu wieder aus (Fraunhofer ISI; Consentec; ifeu; TUV; M-Five; TEP Energy 2017, S. 96–97).

4.2.2.2. Verteilnetz

Dadurch, dass der wesentliche Anteil der Netzausbaukosten in den Verteilnetzen anfällt, lohnt es sich, den Einfluss verschiedener Aspekte auf diese Kosten genauer zu betrachten (acatech; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften 2020, S. 15–16). In dieser Studie wird deutlich, dass dezentrale Systeme mehr Netzausbau benötigen. Denn wenn Offshore-Wind in einem dezentraleren System durch PV und Onshore-Wind ersetzt wird, müssen mehr dezentrale Erzeugungsanlagen an das Verteilnetz angeschlossen werden und dementsprechend entsteht dort ein erhöhter Netzausbaubedarf. Auch Erzeugungseinheiten, die zunächst ohne weiteren Ausbau an das bestehende Netz angeschlossen werden können, z.B. Aufdach-PV-Anlagen, führen bei einem umfangreicheren Einsatz zu einem erhöhten Ausbaubedarf, da die Leistung auf den betroffenen Leitungen ansteigt. Auch die Verteilung der Anlagen innerhalb der Verteilnetze hat einen Einfluss auf den Verteilnetzausbaubedarf. Lastnahe Erzeugungsanlagen benötigen weniger Verteilnetzausbau als Erzeugungsanlagen an den besten Standorten. Insbesondere in Zukunft, wenn mit Wärmepumpen und Elektrofahrzeugen zusätzliche Verbraucher ins Stromnetz kommen, können dezentrale (lastnahe) Erzeuger deren Bedarf teilweise decken und somit den Netzausbau reduzieren. Der Effekt sollte allerdings nicht überschätzt werden, weil die maximal benötigte Leistung und nicht die Energie entscheidend für den Netzausbau ist. In städtischen Gebieten wird sogar davon ausgegangen, dass die zunehmende Last der hauptsächliche Treiber für den Verteilnetzausbau sein wird, während in ländlichen Gebieten voraussichtlich die Erzeugungsanlagen dafür ausschlaggebend sein werden (acatech; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften 2020, S. 17–18).

Abgesehen von der Regionalisierung der Erzeugungsanlagen, kann ein dezentrales System auch zusätzliche dezentrale Flexibilitätsoptionen und Speicher beinhalten. Wie oben beschrieben ist der Netzausbau eine wesentliche Flexibilitätsoption. Will man die Nutzung dieser Flexibilitätsoption reduzieren, hat man grundsätzlich die Möglichkeit den Flexibilitätsbedarf als solchen zu reduzieren

oder stattdessen auf andere Flexibilitätsoptionen zurückzugreifen. Wie in Kapitel 3.2 beschrieben, stehen eine Vielzahl von dezentralen Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, z.B. Lastmanagement (inklusive Wärmepumpen und Elektrofahrzeuge), PV-Heimspeicher, Mikro-BHKWs, etc. Durch die systemdienliche Nutzung dieser Flexibilitätsoptionen kann Netzausbau substituiert werden, bspw. wenn bei hoher PV-Einspeisung der Heimspeicher geladen wird oder die Last erhöht wird, statt den Strom ins Netz einzuspeisen. Der netzdienliche und netzausbauminimierende Einsatz von lokalen Flexibilitäten ist die Grundidee des zellularen Ansatzes bzw. von Energiewaben (VDE/ETG 2015) (IZES 2017). Bis zu welchem Ausmaß der netzausbauminimierende Einsatz von lokalen Flexibilitäten im Vergleich zum Netzausbau eine ökonomisch vorteilhafte Option ist, wird in Arbeitspaket 4 dieser Studie untersucht.

Neben dem Einsatz von Flexibilitätsoptionen besteht auch die Möglichkeit der Abregelung oder Leistungsbegrenzung, um den Netzausbaubedarf zu verringern. Diese Maßnahme ist schon im aktuellen EEG enthalten. Dort wird die Einspeiseleistung von PV-Anlagen bis 30 kWp auf 70% der Nennleistung begrenzt. Laut (E-Bridge Consulting GmbH 2014) genügt schon eine zulässige Abregelung von 1% der Wind- und Solarenergie um den Netzausbaubedarf um ca. 30% zu senken. Aufgrund der verlorenen Stromerzeugung sollte diese Methode nur zu einem geringen Ausmaß angewendet werden.

Ein weiterer wesentlicher Einflussfaktor auf den Netzausbau ist die intelligente Betriebsführung des Netzes sowie der Einsatz von IKT und deren Berücksichtigung schon bei der Planung. Regelbare Ortsnetztransformatoren können bspw. den Ausbaubedarf auf der Niederspannungsebene signifikant verringern. Deren Einsatz in Kombination mit intelligenter Planung, (geringer) Abregelung und weiteren intelligenten Technologien (z.B. Blindleistungsregelung bis zu Erzeugungsanlagen auf Niederspannungsebene) kann die Verteilnetzausbaukosten bis 2032 bis zu 60% reduzieren. Durch die höheren Betriebs- und Investitionskosten bleiben etwa 20% Kostenersparnis pro Jahr (E-Bridge Consulting GmbH 2014)³⁵.

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass der Netzausbaubedarf auf der Verteilnetzebene durch verschiedene Aspekte in unterschiedliche Richtungen beeinflusst wird (Tabelle 4-2). Durch den dezentralen Ausbau von Erzeugungsanlagen, d.h. durch einen höheren Anteil von Onshore-Wind und PV im EE-Technologiemix, vergrößert sich der Netzausbaubedarf im Verteilnetz zunächst. Wenn gleichzeitig auch die Flexibilitäten auf niedriger Ebene eingesetzt werden, eine intelligente Planung und Systemführung unter Einsatz moderner Technologien angewendet wird und wenn der EE-Zubau vorzugsweise an lastnahen Standorten stattfinden kann, lässt sich jedoch ein Teil des Netzausbaubedarfs wieder kompensieren. Unabhängig davon, ob das Stromsystem eher zentral oder dezentral ausgeprägt wird, besteht allein schon durch die neuen Lasten (insbesondere E-Mobilität und Wärmepumpen) auf jeden Fall ein erheblicher Netzausbaubedarf im Verteilnetz.

³⁵ <https://www.designetz.de/>

Tabelle 4-2: Einflussfaktoren auf den Netzausbaubedarf auf der Verteilnetzebene

Einflussfaktor	Auswirkung auf Verteilnetzausbau
Hoher Anteil von Offshore-Wind im EE-Mix	↓ nimmt ab
Hoher Anteil von Onshore-Wind und PV	↑ nimmt zu
Lastnahe, meist ertragsschwache EE-Standorte	↓ nimmt ab
Lastferne ertragsstarke EE-Standorte	↑ nimmt zu
Neue dezentrale Lasten (EV, WP)	↑ nimmt zu
Dezentraler Ausbau von Flexibilitäten (kein Netz)	↓ nimmt ab
Intelligente Planung, Steuerung und Technologien	↓ nimmt ab
Grad der Abregelung und Leistungsbegrenzung	↓ nimmt ab

Quelle: Energynautics GmbH

4.2.2.3. Zwischenfazit

Im Ergebnis dieser Literaturstudie wird folgendes Zwischenfazit gezogen (vgl. auch acatech 2020, S. 41–43):

- Mittelfristig kann in dezentralen Szenarien der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz zunächst reduziert bzw. verzögert werden, wenn insbesondere Windenergieanlagen in großem Umfang lastnah zugebaut werden und vorrangig ein regionaler Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch vorgenommen wird.
- Mittelfristig besteht jedoch auch in dezentralen Szenarien weiterhin ein Ausbaubedarf im Übertragungsnetz, da dafür die maximale abgerufene Leistung und nicht die insgesamt übertragene Strommenge ausschlaggebend ist.
- Langfristig gleicht sich der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz in zentralen Szenarien und dezentralen Szenarien wieder an, da dann auch lastferne Standorte für EE-Anlagen für die Erreichung der Klimaschutzziele und die Deckung der Stromnachfrage genutzt werden müssen.
- In dezentralen Szenarien ist zudem ein höherer Speicherbedarf und ein höherer Ausbaubedarf auf Verteilnetzebene erforderlich als in zentralen Szenarien. Dies gleicht die mittelfristig realisierbare Einsparung beim Übertragungsnetzausbau wieder aus und kann langfristig sogar zu höheren Netzausbaukosten führen.

4.2.3. Regionale Wertschöpfung

Ein dezentrales Strom-Wärme-System kann im Bereich der regionalen Wertschöpfung Vorteile gegenüber einem zentralen System aufweisen. Dies liegt darin begründet, dass die Bereitstellung von Strom und Wärme durch eine größere Zahl an aktiven Akteuren in direkter räumlicher Nähe realisiert wird und dabei Dienstleistungen aus der Region in Anspruch genommen werden und Investitionen in der Region erfolgen. Im Gegensatz dazu erfolgt die Bereitstellung von Energie in einem zentralen System stärker durch einige wenige große Akteure, die die Wertschöpfung bündeln und die erzielten Gewinne an ihre Shareholder ausschütten.

Besonders Investitionen im Bereich der dezentralen Stromerzeugungsanlagen, der Flexibilitätsoptionen und der energetischen Gebäudesanierung zur Kopplung des Strom- und Wärmesystems können regionale Effekte in Form von Arbeitsplätzen und Steuereinnahmen nach sich ziehen. Durch direkte und indirekte Effekte führen Investitionen der am dezentralen Strom-Wärme-System beteiligten Unternehmen somit zu positiven Wertschöpfungseffekten in den beteiligten Regionen.

Die Wertschöpfungskette kann in vier Stufen unterteilt werden:

1. Produktion von Anlagen und Komponenten
2. Planung und Installation
3. Betrieb und Wartung
4. Betreibergesellschaften.

Je aktiver sich die Unternehmen in Rheinland-Pfalz an den einzelnen Wertschöpfungsstufen beteiligen, desto höher fällt die regionale Wertschöpfung aus. Mögliche Effekte eines dezentralen Strom-Wärmesystems auf die regionale Wertschöpfungskette sind unter anderem (RLI 2013; acatech 2020):

- Breitverteilte, kleinere EE-Anlagen führen zu einer höheren regionalen und nachhaltigen Wertschöpfung als große zentrale Anlagen
- Durch die dezentrale Verteilung der Anlagen wird die Energie verbrauchernah erzeugt. Aufgrund der steigenden Nachfrage von Industrie und Gewerbe nach Grünstrom kann sich dies als Standortfaktor auswirken
- Eigentumsverhältnisse regionaler Akteure wie bspw. Bürgerenergiegesellschaften und -genossenschaften stärken die regionale Wertschöpfung
- Nettogewinne der beteiligten ortsansässigen Unternehmen stärken den Wirtschaftsstandort
- Nettoeinkünfte für die beteiligten ortsnahe Beschäftigten steigern die lokalen Beschäftigungsquoten sowie das Gehaltsniveau
- Erhöhte Steuereinnahmen für die Kommunen (Gewerbsteuer, Kommunalanteil Einkommenssteuer)

Allerdings bedarf der verstärkte Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien einer Akzeptanz der lokalen Bevölkerung. Hier zeigt sich oft, dass die begleitenden Parameter wie Lärmemissionen sowie optische Wirkungen von Windenergieanlagen zu einer geringeren Akzeptanz führen können. Werden die lokalen Akteure und Einwohner jedoch im Rahmen einer ökonomischen Teilhabe an der kommunalen Wertschöpfung beteiligt, kann dies die Akzeptanz für die baulichen Eingriffe steigern.

So kann eine wahrgenommene Verteilungsgerechtigkeit durch regionale Wertschöpfung bereits an sich auch zur Akzeptanz des Ausbaus erneuerbarer Energien in der Region beitragen. Daneben können die Standortgemeinden durch Beteiligungsmodelle an der Wertschöpfung von EE-Anlagen beteiligt werden. Hier bestehen bereits sowohl auf Bundes- als auch auf Landesebene zahlreiche Vorschläge und Modelle für eine ökonomische Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger sowie der Kommunen (Stiftung Umweltenergierecht 2018a): Projektbeteiligung in Form von Bürgerwindparks, Anbieten vergünstigter Strompreistarife für die Standortkommune bzw. umliegenden Kommunen, Erhöhung der Grund- und Gewerbesteuer, Einführung einer Außenbereichsabgabe (Stiftung Umweltenergierecht 2018b), Erlass eines Bürger- und Gemeindebeteiligungsgesetz (Mecklenburg-Vorpommern) sowie Vergabe eines Siegels zur Verankerung von Mitspracherechten (Siegel „Faire Windenergie“ in Thüringen). Im Rahmen des EEG 2021 wurde auf Bundesebene, entsprechend der Vereinbarung im Rahmen des Koalitionsvertrags³⁶, ein Modell für eine stärkere finanzielle Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern und Kommunen bei Errichtung von Windenergieanlagen an Land vorgesehen (§ 36k EEG 2021).

4.3. Beiträge zur Versorgungssicherheit

In der vom BMWi beauftragten Studie „Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten“ (Fraunhofer ISI; Consentec GmbH; r2b energy consulting GmbH; TEP Energy GmbH 2019, S. 13 ff) wird Versorgungssicherheit durch die folgenden drei Aspekte beschrieben:

- Die **Versorgungszuverlässigkeit** beschreibt, ob Verbraucher mit dem Stromnetz verbunden sind. Typische Vorfälle, die die Versorgungszuverlässigkeit beeinflussen, sind Störungen im Verteilnetz. Eine übliche Kenngröße zur Beschreibung der Versorgungszuverlässigkeit ist der SAIDI (System Average Interruption Duration Index), welcher angibt, wie lange die Versorgung eines Verbrauchers pro Jahr im Schnitt unterbrochen war. Allerdings können auch die anderen beiden Aspekte der Versorgungssicherheit zu einem Ausfall eines Verbrauchers führen. Wenn der SAIDI bestimmt wird, ohne die Ursache für den Ausfall zu berücksichtigen, kann keine klare Aussage über die Versorgungszuverlässigkeit getroffen werden.
- Die **Systemsicherheit** gibt an, ob das Stromnetz in einem stabilen Zustand betrieben wird und auch nach Fehlerereignissen stabil bleibt. Sie bezieht sich auf das gesamte Stromnetz und nicht auf einzelne Störungen.
- Die **Versorgungssicherheit am Strommarkt** ist gewährleistet, wenn eine bedarfsgerechte Stromproduktion im Sinne eines Ausgleichs von Angebot und Nachfrage am Strommarkt gewährleistet ist. Das bedeutet nicht, dass alle Verbraucher jederzeit Energie beziehen können, sondern, dass stets diejenigen Nachfrager elektrische Energie beziehen können, deren Zahlungsbereitschaft (Nutzen) größer als oder gleich groß wie der Marktpreis (Kosten) ist. Damit ist jedoch nicht gemeint, dass Strom nur für solvente Kunden zur Verfügung stehen muss, sondern dass jederzeit genügend Erzeugung zur Verfügung stehe, um die nachgefragte Last zu decken.

³⁶ Die Koalition hat sich im Koalitionsvertrag vorgenommen, „durch eine bundeseinheitliche Regelung beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien (EE) die Standortgemeinden stärker an der Wertschöpfung von EE-Anlagen [zu] beteiligen“, Ein neuer Aufbruch für Europa – Eine neue Dynamik für Deutschland – Ein neuer Zusammenhalt für unser Land, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD, 19. Legislaturperiode, Zf. 3314.

Der Einfluss von verschiedenen Dimensionen der Dezentralität auf diese Aspekte der Versorgungssicherheit werden im Folgenden erörtert.

4.3.1. Systemzuverlässigkeit und -sicherheit (Resilienz)

Neben dieser Kategorisierung wird die Versorgungssicherheit in der Literatur auch durch das Stichwort **Resilienz** beschrieben. Ein resilientes System zeichnet sich dadurch aus, dass es auch hohen Belastungen und Störungen standhält und nach einem Versagen schnell wieder in den Normalzustand zurückkehrt. Das beinhaltet alle Arten von Störungen und Belastungen, z.B. Ausfälle von Komponenten, Extremwetterereignisse, Netzüberlastungen oder Cyberangriffe. Von den oben genannten Aspekten beinhaltet Resilienz vor allem Versorgungszuverlässigkeit und Systemsicherheit.

In (acatech 2020) werden die positiven und negativen Effekte eines dezentralen Systems auf die Resilienz beschrieben. In diesem Abschnitt der Acatech-Studie wird allgemein von einem „dezentralen System“ gesprochen und es wird nicht näher zwischen den einzelnen in Kapitel 2 beschriebenen Dimensionen unterschieden. Die beschriebenen Effekte lassen jedoch darauf schließen, dass sowohl die Kraftwerke als auch die Flexibilitäten dezentral und verbrauchsnahe angenommen werden. Die Dimension der Optimierungsebene sollte jedoch nicht komplett dezentral sein. Um zu verhindern, dass separat agierende Elemente sich gegenseitig negativ beeinflussen, sind zentrale Koordinierungselemente weiterhin notwendig, ggf. zusätzlich zu dezentraler, lokaler Koordinierung. Weitere Nachteile eines dezentralen Systems sind die höhere Komplexität, die Verwundbarkeit durch Cyberattacken durch die zwangsläufig zunehmende Digitalisierung und dass sich Störungen in kleinen Einheiten stärker auswirken. Dem gegenüber steht ein positiver Einfluss auf die Resilienz durch die höhere Modularität und Heterogenität, die leichtere Steuerung und Überwachung von kleineren Einheiten und sogar komplette Unabhängigkeit vom übergeordneten Netz, wenn die Möglichkeit für einen Inselbetrieb besteht.

Dadurch, dass sich Störungen in kleineren, dezentralen Einheiten stärker auswirken und das gesamte System komplexer wird, werden mehr Ausfälle erwartet, allerdings betreffen diese Ausfälle dann weniger Verbraucher.

Im EnergiewabenGR Projekt (IZES 2017) wurden sogenannte Energiewaben untersucht, die ein räumlich abgegrenztes Gebiet beschreiben, was sich möglichst selbst mit Strom versorgt. Durch die weitgehende Selbstversorgung werde das Übertragungsnetz hinsichtlich der benötigten Strommenge entlastet, was die Systemsicherheit erhöhe. Das in der Studie betrachtete Stromsystem ist in allen genannten Dimensionen dezentral ausgeprägt.

Ein Nachteil von solchen kleineren Systemen ist, dass die Prognose von Erzeugung und Last schwieriger wird. Diesem Effekt kann allerdings entgegengewirkt werden, indem auch die Flexibilitäten dezentral angeschlossen sind. Durch deren Einsatz lassen sich Prognoseabweichungen auf niedriger Ebene ausgleichen, sodass die Leistung, die mit dem übergeordneten Netz ausgetauscht wird, geringe Prognoseabweichungen hat, bzw. geglättet wird.

Diese Flexibilitäten können außerdem genutzt werden, um Systemdienstleistungen bereitzustellen. Systemdienstleistungen können aber auch in einem zentralen System von zentralen Flexibilitäten zur Verfügung gestellt werden. Der Vorteil eines dezentralen Systems ist, dass neue Flexibilitäten, wie z.B. Haushaltswärmepumpen, PV-Batteriespeicher, etc. besser erschlossen werden können, die in einem zentralen System möglicherweise nicht zur Verfügung stehen würden. Demgegenüber steht das Übertragungsnetz als schon existierende, effektive und zentrale Flexibilitätsoption in einem zentralen System, worauf natürlich nicht verzichtet werden sollte, allein schon, um die fluktuierende Erneuerbaren Einspeisung über verschiedene Regionen hinweg zu glätten („Smoothing Effekt“).

Die verschiedenen positiven und negativen Einflüsse von dezentralen Systemen auf die Resilienz sind in Tabelle 4-3 zusammengefasst.

Wie man sieht, gibt es Effekte, die für eine höhere Resilienz in dezentralen Systemen sprechen, allerdings gibt es andere Effekte, die zu einer niedrigeren Resilienz von dezentralen Systemen führen können. Welche dieser Faktoren sich letztlich stärker auswirken, lässt sich aus heutiger Sicht noch nicht abschätzen. Gewisse zentrale Elemente, insbesondere ein Teil der Koordinierung und das Übertragungsnetz, sollten aber in jedem Fall im System enthalten bleiben.

Tabelle 4-3: Positive und negative Einflüsse eines dezentralen Systems auf die Resilienz

Positiv	Negativ
Höhere Modularität und Heterogenität	Höherer Komplexität
Leichtere Überwachung und Steuerbarkeit bei kleinen Einheiten (z.B. Energiewaben)	Erhöhte Verwundbarkeit durch Cyberattacken aufgrund einer zwangsläufig zunehmenden Digitalisierung (wobei auch zentrale Großkraftwerke durch Cyberattacken angegriffen werden können)
Bei Möglichkeit zum Inselbetrieb, komplette Unabhängigkeit vom übergeordneten Netz und Schwarzstartfähigkeit „von unten“. Störungen von einzelnen, kleinen Elementen haben geringeren Einfluss auf das Gesamtsystem.	In kleineren Einheiten wirken sich Störungen stärker aus
Entlastung des Übertragungsnetzes	Mögliche gegenseitige negative Beeinflussung bei dezentraler Optimierung
Erschließung neuer dezentraler Flexibilitäten	Ggf. keine optimale Nutzung des Übertragungsnetzes als günstige, schon existierende und effektive Flexibilität
Bei dezentralen Flexibilitäten können Prognoseabweichungen lokal ausgeglichen werden und die Leistung geglättet werden	Vorhersage bei kleineren Einheiten ist schwieriger

4.3.2. Versorgungssicherheit am Strommarkt

Neben der Resilienz (bzw. Systemsicherheit und Versorgungszuverlässigkeit) spielt auch die Versorgungssicherheit am Strommarkt eine Rolle für die gesamte Versorgungssicherheit. Die in (Europa-Universität Flensburg 2018) betrachteten Szenarien für den Windausbau „Basis“ und „Best Case“ unterscheiden sich nur durch die Verteilung der installierten Windleistung. Im Basisszenario werden die besten Windstandorte ausgewählt, während im Best Case Szenario ein sozial-ökologischer Ausbau stattfindet, d.h. eine stärkere Verteilung der Windenergie und damit eine größere

Dezentralität. Durch die Möglichkeit des Imports von Strom aus den Nachbarländern (50 TWh im Basisszenario und 65 TWh im „best-case“ Szenario) sowie des Ausbaus von offshore Windenergieanlagen kann trotz eines sozial-ökologischen Ausbaus von onshore Windenergieanlagen der Stromverbrauch im Jahr 2050 zu jeder Stunde gedeckt werden.

Zu diesem Schluss kommt auch die BDI Studie „Klimapfade für Deutschland“ (BCG; Prognos 2018), wo eine zentrale Verteilung der Erzeugung und Optimierung angenommen wird. Flexibilitäten werden sowohl zentral (z.B. Stromhandel mit Nachbarländern) als auch dezentral (z.B. durch Wärmepumpen und Elektromobilität) angenommen. Selbst im Szenario mit 95 % CO₂-Reduzierung ist die Versorgungssicherheit („Generation Adequacy“) von Deutschland gewährleistet. Um die Spitzenlast jederzeit decken zu können, wird davon ausgegangen, dass langfristig Gaskraftwerke mit einer installierten elektrischen Leistung von rund 70 GW benötigt werden. Um dies zu erreichen, müssen die aktuell verfügbaren Kraftwerkskapazitäten ausgebaut werden. Dass der Energiebedarf von Deutschland in der Studie jederzeit gedeckt ist, kommt allerdings auch dadurch zustande, dass ein Großteil der benötigten Energie in allen Sektoren in Form von synthetischen Kraftstoffen aus dem Ausland importiert wird (340 TWh). Auch heute wird ein großer Teil der Energie importiert. Im Gegensatz zu heute werden in dem betrachteten Szenario aber synthetische Kraftstoffe auf Basis erneuerbarer Energien anstatt fossiler Brennstoffe importiert.

Die Tatsache, dass in beiden Studien ein signifikanter Anteil der benötigten Energie importiert wird, zeigt, dass man prinzipiell in jedem System, egal ob zentral oder dezentral, von ausreichender Versorgungssicherheit ausgehen kann, solange man nur genügend Importe annimmt. Die Frage, die sich jedoch stellt, ist, ob die Versorgungssicherheit am Strommarkt in einem dezentralen oder einem zentralen System leichter zu erreichen ist.

Die Nutzung von dezentralen Flexibilitäten, wie z.B. PV-Speicher, Elektroautos, Haushalts-Wärmepumpen etc. steht in einem komplett zentralen System nicht zur Verfügung. Eine zumindest teilweise dezentrale Ausprägung der Flexibilitätsdimension ist also sinnvoll, um einfacher Verbrauch und Erzeugung aufeinander abzustimmen. Dezentrales Lastmanagement verringert auch die insgesamt benötigte Energie, weil Verluste durch Übertragung oder Speicherung minimiert werden. Um einen Beitrag zur Versorgungssicherheit zu leisten, ist es allerdings wichtig, dass die Flexibilitäten systemdienlich betrieben werden. Es wäre bspw. kontraproduktiv, wenn Speicher in einer Energiewabe rein zur Eigenverbrauchsoptimierung genutzt werden und dabei nicht berücksichtigen, ob andernorts im Stromnetz Energie benötigt wird oder überschüssig ist. Bei Speichern ist außerdem grundsätzlich zu beachten, dass deren Nutzung zu Verlusten führt und das System dadurch ineffizienter wird.

Im dezentraleren Szenario in (Europa-Universität Flensburg 2018) werden mit 190 TWh statt 206 TWh fast 8 % weniger Energie aus onshore Wind gewonnen. Demzufolge ist Versorgungssicherheit aus Sicht des Gesamtsystems in zentralen Systemen leichter zu erreichen, weil die gleiche installierte Leistung mehr Ertrag liefert. Durch die größeren Übertragungsverluste, die in einem zentralen System entstehen, bspw. durch den Stromtransport von Nord- nach Süddeutschland, wird dieser Effekt zu einem geringen Anteil kompensiert (VDE/ETG 2015).

Abgesehen von dieser Sichtweise aus der Perspektive des Gesamtsystems, kann es für eine kleines Gebiet, bspw. eine Gemeinde, erstrebenswert sein, möglichst unabhängig von Energieimporten aus anderen Regionen bzw. vom Übertragungsnetz zu sein (siehe auch Kapitel 4.2.2.3, regionale Wertschöpfung). Die Versorgungssicherheit innerhalb einer Region, im Sinne von Unabhängigkeit steigt dementsprechend, je dezentraler das Stromsystem ist. Um möglichst wenig zu importieren, müssen alle Dimensionen des Systems, also Erzeugung, Flexibilitäten, Optimierung und Akteure, möglichst dezentral ausgerichtet sein. Dieser Unabhängigkeit sind jedoch Grenzen durch die maximal verfügbare Erzeugungskapazität bzw. die Akzeptanz für den EE-Ausbau gesetzt. Außerdem müsste eine

solche dezentrale Gemeinschaft Vorkehrungen für eine Dunkelflaute treffen oder sie wäre in diesem Fall vom zentralen System (Übertragungsnetz) abhängig. Wie oben beschrieben, bietet ein solcher Ansatz nicht nur Unabhängigkeit von Energieimporten, sondern beeinflusst auch verschiedene Aspekte der Resilienz des Systems (VDE/ETG 2015) (IZES 2017).

4.3.3. Fazit

Zusammenfassend lässt sich sagen, dass man noch nicht klar bestimmen kann, ob ein dezentrales System einen eher positiven oder negativen Einfluss auf die Versorgungssicherheit hat. Das liegt an vielfältigen Aspekten der Versorgungssicherheit, die von dezentralen Systemen sowohl in positiver als auch negativer Hinsicht beeinflusst werden (siehe Tabelle 4-3). Einige klare Aussagen lassen sich dennoch formulieren:

- Erneuerbare Erzeugungseinheiten an den besten Standorten (zentral) haben einen besseren Ertrag als dezentrale, sie leisten also einen größeren Beitrag, um den Energiebedarf zu decken.
- Dezentrale Flexibilität erschließen neue Möglichkeiten, die in einem rein zentralen System nicht zur Verfügung stehen. Gleichwohl sollte auch das Übertragungsnetz als wesentliche zentrale Flexibilitätsoption weiterhin genutzt werden.
- Es sollte weiterhin eine zentrale Optimierung und Koordinierung des Stromsystems stattfinden, um zu verhindern, dass dezentrale Elemente sich gegenseitig negativ beeinflussen. Das heißt aber nicht, dass es keine zusätzliche, unterlagerte, dezentrale Optimierung geben kann. Auch eine dezentrale Optimierung kann einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten, wenn sie systemdienlich betrieben wird.

4.4. Kosteneffizienz von Strom- sowie Regelleistungsmärkten einschließlich regionaler Preiszonen

In diesem Arbeitsschritt werden die Vor- und Nachteile von regionalen Strommärkten im Vergleich zu einem einheitlichen europäischen Strombinnenmarkt diskutiert.

4.4.1. Europäischer Strommarkt

Die Europäische Union strebt einen einheitlichen europäischen Strombinnenmarkt an und hat dazu bislang vier Energiepakete und zahlreiche Verordnungen und Richtlinien erlassen (u.a. zur Liberalisierung der Strommärkte, zum diskriminierungsfreien Marktzugang für Erzeuger und zur freien Wahl der Stromversorger für die Endkunden). Wesentliche Ziele der Regelungen zum europäischen Strombinnenmarkt sind die Schaffung diskriminierungsfreier Marktbedingungen, die Entflechtung von Unternehmen sowie die Ermöglichung des grenzüberschreitenden Stromhandels. Im Zuge einer zunehmenden Kopplung der verschiedenen Strommärkte der Mitgliedstaaten, rückt verstärkt auch die Angleichung der Marktbedingungen auf den Day-Ahead, Intraday und Regelreservemärkten sowie die regionale Zusammenarbeit der Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen der EU-Verordnung über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Elektrizitätsbinnenmarkt-VO)³⁷ in den Fokus.³⁸ Als wesentliche Vorteile werden ein hoher Wettbewerb und eine hohe Liquidität sowie die daraus resultierenden

³⁷ Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung), ABl. Nr. L 158/54 vom 14.06.2019.

³⁸ Vgl. zu den Entwicklungen der Regelungen des EU-Strombinnenmarkts: *Kahles/Pause*, Die finalen Rechtsakte des EU-Winterpakets „Saubere Energie für alle Europäer“ – EU-Strombinnenmarkt (Teil 2), ER 2019, S. 47 ff.

günstigen Strompreise gesehen. Dieser Einschätzung schließen sich auch die Bundesnetzagentur und das Bundeskartellamt an (BNetzA; BKartA 2019). Durch einen ausreichenden Wettbewerb soll eine marktdominierende Stellung von einzelnen Akteuren vermieden werden. Darüber hinaus soll durch die länderübergreifende Zusammenarbeit zwischen den Übertragungsnetzbetreibern in der EU und den Nachbarländern die Risikovorsorge gestärkt werden³⁹. Um einen einheitlichen europäischen Strombinnenmarkt zu erreichen ist ein transeuropäischer Netzverbund erforderlich, der einen länderübergreifenden Stromhandel möglichst ohne Einschränkungen ermöglicht. Der europaweite Stromhandel unterfällt aus rechtlicher Sicht der europarechtlich garantierten Warenverkehrsfreiheit. Eine Beschränkung der grenzüberschreitenden Übertragungskapazität ist nach den allgemeinen Grundsätzen für die Kapazitätsvergabe und die Engpassbewirtschaftung des Art. 16 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO nur ausnahmsweise unter bestimmten Umständen möglich. Werden diese Grundsätze nicht eingehalten, kann dies Wettbewerbsverfahren durch die EU-Kommission oder eine Teilung der deutschen Gebotszone nach sich ziehen (Kahles 2019). Deutschland ist im europäischen Netzverbund aufgrund seiner geographischen Lage in der Mitte der Europäischen Union eine der zentralen Stromdrehscheiben. Der damit verbundene überregionale Netzausbau wird jedoch von verschiedenen Stakeholdern als Nachteil bewertet.

Momentan setzt sich der europäische Strombinnenmarkt aus einzelnen, meistens länderspezifischen, Gebotszonen zusammen. Länder mit strukturellen Netzengpässen sind aber auch in mehrere Gebotszonen aufgeteilt, wie zum Beispiel Norwegen, Schweden, Italien oder Dänemark. Die Gebotszonen von 20 europäischen Ländern mit mehr als 85 Prozent des europäischen Stromverbrauchs sind zudem über Mechanismen zur Marktkopplung miteinander verbunden (BNetzA; BKartA 2019, S. 227). Durch diesen überregionalen Ausgleich nähern sich die Strompreise in den einzelnen Ländern an und ungeplante Stromausfälle oder Einspeisespitzen können leichter ausgeglichen werden. Dadurch nimmt die Versorgungssicherheit in Europa zu⁴⁰.

4.4.2. Nationale Gebotszonen

Deutschland und Luxemburg bilden zusammen eine einheitliche Gebotszone. Die gemeinsame Gebots- und Strompreiszone zwischen Deutschland, Luxemburg und Österreich wurde am 1. Oktober 2018 aufgetrennt, um Redispatch-Maßnahmen zwischen Österreich und Deutschland sowie Ringflüsse durch Polen und Tschechien zu verringern. Seitdem liegen die durchschnittlichen Börsenstrompreise in Österreich über denen in Deutschland. Im Zeitraum 01.10.2018 bis 30.09.2019 lag der Unterschied bei rund 8 % (41,70 €/MWh in Deutschland und 45,10 €/MWh in Österreich)^{41 42}.

Im Gespräch ist zudem auch eine weitere Auftrennung der deutschen Strompreiszone in eine nördliche oder nordöstliche sowie eine südliche oder südwestliche Strompreiszone, sollten innerdeutsche Netzengpässe dies erfordern. Ein Indikator dafür sind die jährlich anfallenden Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement. Bis zum Jahr 2014 lagen diese in Summe unter 500 Millionen Euro pro Jahr, ab dem Jahr 2015 sind diese dann auf ein Niveau von über einer Milliarde Euro pro Jahr angestiegen (BMWl 2018, S. 5). In dem aktuellen Monitoringbericht 2019 von

³⁹ <https://www.europarl.europa.eu/factsheets/de/sheet/45/energiebinnenmarkt>

⁴⁰ <https://www.smard.de/home/wiki-article/446/548>

⁴¹ https://www.energyagency.at/aktuelles-presse/news/detail/artikel/ein-jahr-strompreiszonentrennung-preise-um-8-hoehler-als-in-deutschland.html?no_cache=1

⁴² <https://www.ffegmbh.de/kompetenzen/wissenschaftliche-analysen-system-und-energiemaerkte/strommarkt/916-analyse-von-einem-jahr-strompreiszonentrennung-zwischen-deutschland-und-oesterreich-was-ist-passiert-wer-profitiert>

Bundesnetzagentur und Bundeskartellamt sind für das Jahr 2018 Kosten für Redispatch und Einspeisemanagement von insgesamt 1,4 Milliarden Euro ausgewiesen (BNetzA; BKartA 2019, S. 10).

(Egerer et al. 2016) untersuchten eine Aufteilung der deutschen Gebotszone in eine nördliche und eine südliche Zone für die Jahre 2012 und 2015 im Vergleich zur Beibehaltung einer einheitlichen Gebotszone. Im Ergebnis ging das Redispatchvolumen bei einer Aufteilung der Gebotszone für das Jahr 2012 um 7 % und für das Jahr 2015 um 11 % zurück. Die Strompreise lagen in der nördlichen Gebotszone 0,4 €/MWh (Jahr 2012) bzw. 1,7 €/MWh (Jahr 2015) unter den Strompreisen der südlichen Zone. Für die Verbraucher in der südlichen Gebotszone hätte dieser Preisunterschied im Jahr 2015 zu einer Mehrbelastung von 275 Millionen Euro geführt und die Verbraucher in der nördlichen Gebotszone wären um 165 Millionen Euro entlastet worden.

(Ambrosius et al. 2020) untersuchen mit einer modellendogenen Definition von deutschen Gebotszonen die Effekte auf die Wohlfahrt für das Szenario B 2035 aus dem Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2017). Im Vergleich zu einer einheitlichen deutschen Gebotszone kommt es bei zwei bis drei deutschen Gebotszonen zu einem Anstieg der Wohlfahrt von rund einer Milliarde Euro im Szenario B 2035. Wichtig für die Einordnung dieses Ergebnisses ist, dass die im Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2017) bestätigten fünf HGÜ-Leitungen⁴³ in dieser Analyse als vorhanden vorausgesetzt werden. Die Strompreise in der südlichen Gebotszone liegen im Durchschnitt 15 €/MWh bis 25 €/MWh über den Strompreisen in der nördlichen Gebotszone. Im Osten Deutschlands werden zudem 3 GW bis 4 GW Braunkohlekapazitäten stillgelegt und im Süden Deutschlands werden rund 10 GW Erdgaskapazitäten aufgebaut. Wird für jedes Bundesland eine Gebotszone gebildet, so nimmt der Wohlfahrtsgewinn im Vergleich zu zwei bis drei Gebotszonen wieder ab. Ein Grund dafür ist, dass weitere 5 GW Erdgaskapazitäten in den südlichen Bundesländern zugebaut werden müssen, um die Stromnachfrage vor Ort decken zu können.

Bei einer Gebotszonenauftrennung würden somit die Strompreise in der süddeutschen Gebotszone steigen und in der norddeutschen Gebotszone sinken. Die Bundesregierung hält jedoch an einheitlichen Börsenstrompreisen und einer einheitlichen Gebotszone für Deutschland fest und hat in dem „Aktionsplan Gebotszone“ einen entsprechenden Maßnahmenkatalog erarbeitet (BMW 2020b).

Schweden hat im Jahr 2010 seine bis dahin einheitliche Gebotszone in vier Gebotszonen unterteilt. Grund dafür war ein wettbewerbsrechtliches Aufsichtsverfahren der EU-Kommission nach Art. 102 des Vertrags über die Arbeitsweise der Europäischen Union (AEUV) gegen den schwedischen Stromnetzbetreiber Svenska Kraftnät, welches von Dänemark angestrengt wurde (Stiftung Umweltenergierecht 2019). Die Strompreise in der südlichen Gebotszone „SE 4“ lagen dabei im Zeitraum 2012 bis 2019 durchschnittlich um etwa 4 % bis 5 % über den Strompreisen der nördlichen Gebotszonen „SE 1“ und „SE 2“⁴⁴. Im Jahr 2018 wiesen die vier schwedischen Gebotszonen in rund 82 % des Jahres einen einheitlichen Strompreis auf, in 16 % des Jahres gab es Preisunterschiede zwischen den beiden nördlichen und den beiden südlichen Preiszonen (Swedish Energy Markets Inspectorate 2019, S. 26).

Italien ist in sechs Strompreiszonen aufgeteilt: Nord, Nord-Zentral, Süd-Zentral und Süd sowie die Inseln Sizilien und Sardinien. Im Zeitraum 2005 bis 2018 wies Sizilien aufgrund seiner Insellage die höchsten Börsenstrompreise und auch die höchste Preisvolatilität auf. Das Preisniveau in Sizilien lag zwischen 2005 und 2018 etwa 10 % bis 35 % über dem italienischen Durchschnittspreis. In

⁴³ DC1 Emden/Ost – Osterath, DC2 Osterath – Philippsburg, DC3 Brunsbüttel – Großgartach, DC4 Wilster – Bergheinfeld, DC5 Wolmirstedt – Isar

⁴⁴ <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/Dayahead/Area-Prices/SE/Yearly/?view=table>

Norditalien ist die Preisvolatilität aufgrund der besseren Anbindung an den europäischen Strommarkt am geringsten (Gestore dei Mercati Energetici 2019, S. 27–34).

4.4.3. Regionale Strommärkte

Regionale Strommärkte führen die Effekte von nationalen Gebotszonen weiter und bringen an einem dezentralen Marktplatz Angebot und Nachfrage aus einer bestimmten Region zusammen. Als Vorteil wird die Erwartung gesehen, dass damit weniger Netzausbau auf Übertragungsnetzebene erforderlich wird und so Netzausbaukosten und Eingriffe in Natur und Landschaft minimiert werden. Durch den vorrangig regionalen Ausgleich von Stromerzeugung und Verbrauch ergibt sich ein spezifischer Strompreis für jede Region. Je nach Verhältnis von Angebot und Nachfrage kommt es dann zu unterschiedlichen Strompreisen zwischen den Regionen. In der Folge entstehen Gunstregionen für regionale Strommärkte, insbesondere wenn sie über ausreichend EE-Strom und Speicher im Verhältnis zu ihrem Stromverbrauch verfügen. Diese Situation ist eher für ländliche Regionen gegeben. Für Städte, industrielle Zentren und Ballungsgebiete bzw. Metropolregionen werden regionale Strommärkte hingegen zu höheren Strompreisen führen. Diese Regionen haben deshalb ein Interesse, sich stärker mit den Gunstregionen zu verbinden (also das Netz auszubauen). Darüber hinaus haben Stromverbraucher ein Interesse, sich möglichst in Regionen mit geringen Strompreisen anzusiedeln und Stromerzeuger in Regionen mit vergleichsweise hohen Strompreisen. Wenn dies geschieht, dann gleichen sich die Strompreise wieder an. Sind die regionalen Strommärkte hingegen zu klein bemessen, so nehmen die Liquidität und der Wettbewerb auf dem Strommarkt ab und die Volatilität der Strompreise steigt an, wie es zum Beispiel an der Gebotszone für die Insel Sizilien in Italien zu sehen ist (vgl. Kapitel 4.4.2). Einzelne Erzeuger und Verbraucher haben dann großen Einfluss auf die resultierenden Strompreise. Dies kann zu Marktmacht bis hin zu einer Monopolstellung führen.

Die Kernargumente für und wider regionaler Strompreiszone beziehen sich auf die Einpreisung und somit die Reduktion von Netzengpässen einerseits sowie der Vermeidung regionaler Preisunterschiede und unzureichendem Wettbewerb andererseits. Im Optimalfall gibt es in einer Region keine oder nur wenige Netzengpässe, die das Marktergebnis aufgrund eines interregionalen Redispatches verschlechtern. Kommt es häufig und fortlaufend zu Redispatch, so wird aufgrund der damit verbundenen Kosten für die Stromkunden auch eine Neuordnung der Gebotszone in Erwägung gezogen. Die Aufteilung der Gebotszone sollte sich dann an den strukturellen Netzengpässen orientieren. Kommt es durch Netzausbau oder eine Änderung von Erzeugung und Verbrauch zu einer Entschärfung von bestehenden Netzengpässen, so gleichen sich die Strompreise wieder an. Verstetigt sich diese Entwicklung, kann auch wieder eine Rückkehr zu einer einheitlichen Gebotszone erfolgen.

4.4.4. Nodal Pricing

Den extremsten Fall der Gebotszonenbildung stellt das Nodale Preissystem dar. Dabei wird für jeden großen Einspeise- oder Entnahmepunkt (Übertragungsnetzknoten) im Stromsystem ein Preis gebildet. In die Preisbildung fließen dabei die verfügbaren Netzkapazitäten bereits im Vorfeld ein, so dass ein nachträglicher Redispatch nicht mehr erforderlich ist. Diese Aufgabe übernimmt ein unabhängiger Systembetreiber (Independent System Operator) (BMW 2018).

In einigen Regionen und Bundesstaaten der USA (z.B. Texas oder Kalifornien) sowie in Kanada, Australien, Neuseeland oder Russland sind Nodale Preissysteme umgesetzt (FTI Consulting; Compass Lexecon 2018) (BMW 2018). In diesen Strommärkten existieren somit lokale Investitionsanreize für Stromerzeuger und Stromverbraucher, was dann zu positiven volkswirtschaftlichen Effekten führt, indem die vorhandene Infrastruktur möglichst effizient genutzt wird (Neuhoff und Boyd 2011).

In den meisten Strommärkten der USA wurden zudem Kapazitätsmärkte eingeführt, um Investitionen in Stromerzeugungsanlagen in Engpassregionen längerfristig zu unterstützen (FTI Consulting; Compass Lexecon 2018).

In Deutschland würde die Preisvariabilität an einzelnen Knoten ein Risiko für die Finanzierung von Strom aus erneuerbaren Energien durch Direktvermarktung bedeuten, da schwer vorherzusagen ist, wie sich die Nodalen Preise entwickeln werden. Auch Netzausbauvorhaben können große Einflüsse auf Nodale Preise haben und diese zu (Un)gunsten von Verbrauchern oder Erzeugern verändern. Es ist zu erwarten, dass es zu größeren distributiven Effekten kommen würde und so die Zahl der Verlierer und Gewinner im Vergleich zum heutigen System steigen würde (BMW 2018).

Dennoch ist die Einführung von Nodalen Preissystemen in Europa nicht gänzlich denknotwendig ausgeschlossen.⁴⁵ Eine gewisse Mindestgröße von Gebotszonen ist europarechtlich nicht vorgegeben, sodass unter gewissen Umständen auch eine knotenscharfe Aufteilung denkbar ist. Dem Grundsatz nach sollen die Stromgebotszonen innerhalb des EU-Strombinnenmarkts so zugeschnitten sein, dass sie keine langfristigen, strukturellen Engpässe beinhalten (Art. 14 Abs. 1 S. 3 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO). Den Gebotszonengrenzen müssen daher die langfristigen, strukturellen Engpässe zugrunde liegen (Art. 14 Abs. 1 S. 2 Elektrizitätsbinnenmarkt-VO). Praktische Erfahrungen in Ländern mit Nodalen Preissystemen zeigen, dass diese Märkte positive Wohlfahrtseffekte haben können. Sollte eine Realisierung eines Nodalen Preissystems oder regionaler Märkte angestrebt werden, so müssten verschiedene regulatorische und technologische Hemmnisse überwunden werden. Aufgrund des großen Unterschieds zum heutigen Modell würden neue Rollen und Verantwortungen entstehen, die entsprechend zugeordnet werden müssen (JRC 2020).

Tabelle 4-4 fasst abschließend die aufgeführten Effekte für einen Vergleich zentraler und dezentraler Energieversorgungskonzepte zusammen. Da ein direkter quantitativer Vergleich zwischen den Studien nur schwer möglich ist, beschränkt sich die Zusammenfassung auf rein qualitative Angaben.

Tabelle 4-4: Vergleich zentraler und dezentraler Energieversorgungskonzepte

	Zentrales Energieversorgungssystem	Dezentrales Energieversorgungssystem
Volkswirtschaftliche Kosten	Der EE-Technologiemix orientiert sich an einem möglichst hohen Stromertrag und führt diesbezüglich zu geringeren Stromgestehungskosten. Der europäische Strommarkt führt zu einem ausreichend hohen Wettbewerb und hoher Liquidität. Daraus resultieren möglichst einheitlich und günstige Börsenstrompreise	Der EE-Technologiemix enthält mehr PV und weniger Wind. In Summe wird mehr EE-Leistung benötigt, um die erforderliche Stromerzeugung zu gewährleisten. Dadurch steigen die Stromgestehungskosten an. Regionale Strommärkte führen zu regional unterschiedlichen Börsenstrompreisen. Während Gunstregionen, die über ausreichend EE-Strom und Speicher im Verhältnis zu ihrem Stromverbrauch verfügen, von sinkenden Strompreisen profitieren, steigen die Strompreise für Lastzentren und Ballungsgebiete an.

⁴⁵ <https://www.energate-messenger.de/news/192417/eu-kommission-sieht-vorteile-in-einem-nodalen-preissystem>

Regionale Wertschöpfungseffekte	Bündelung der Wertschöpfung in den ertragsstarken Regionen und bei größeren, überregional agierenden Akteuren, die Gewinne an ihre Shareholder abführen.	Breitere Verteilung der regionalen Wertschöpfung durch die Einbindung regionaler Akteure und der finanziellen Beteiligung von Kommunen und Einwohner*innen, so dass die Gewinne vor Ort verbleiben.
Netzausbaubedarf	Der EE-Zubau an den ertragsreichen Standorten und eine zentrale Optimierung im europäischen Netzverbund führt zu einem Ausbaubedarf der Übertragungsnetze und der Grenzkuppelstellen.	Mittelfristig kann der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz zunächst reduziert bzw. verzögert werden, wenn insbesondere Windenergieanlagen in großem Umfang lastnah zugebaut werden und vorrangig ein regionaler Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch vorgenommen wird.
	Strukturelle Netzengpässe können zu der Aufteilung von Gebotszonen führen.	Dennoch besteht weiterhin ein Ausbaubedarf im Übertragungsnetz, da dafür die maximale abgerufene Leistung und nicht die insgesamt übertragene Strommenge ausschlaggebend ist.
		Es entsteht ein höherer Ausbaubedarf auf Verteilnetzebene, welcher die mittelfristig realisierbare Einsparung beim Übertragungsnetzausbau wieder ausgleicht und langfristig sogar zu höheren Netzausbaukosten führen kann.
	Langfristig gleicht sich der Ausbaubedarf im Übertragungsnetz in zentralen Szenarien und dezentralen Szenarien wieder, da dann sowohl lastferne als auch lastnahe Standorte für EE-Anlagen für die Erreichung der Klimaschutzziele und die Deckung der Stromnachfrage genutzt werden müssen.	
Beiträge zur Versorgungssicherheit	Erneuerbare Erzeugungseinheiten an den ertragsreichen Standorten leisten einen größeren Beitrag, um den Energiebedarf zu decken.	Es werden dezentrale Flexibilitäten erschlossen, die sonst nicht zur Verfügung stehen.
	Eine zentrale Optimierung und Koordinierung des Stromsystems verhindert, dass dezentrale Elemente sich gegenseitig negativ beeinflussen.	In kleineren Einheiten wirken sich Störungen jedoch stärker aus.
		Eine dezentrale Optimierung sollte systemdienlich betrieben werden und auch das Übertragungsnetz als wesentliche zentrale Flexibilitätsoption nutzen.

5. Beispielhafte Optimierung anhand von für Rheinland-Pfalz typischen Versorgungsstrukturen (Energiewaben)

5.1. Modellierungskonzept

In diesem Arbeitspaket wurde der Betrieb des Stromnetzes in Rheinland-Pfalz optimiert, um die Vor- und Nachteile eines dezentralen Systems gegenüber einem zentralen Stromsystem zu untersuchen. Ein wesentlicher Aspekt in jeder Art von System sind die Kosten. Dementsprechend wurde zunächst ein Basisszenario bestimmt, in dem das rheinland-pfälzische Stromsystem auf möglichst geringe Gesamtkosten hin optimiert wurde, ohne dabei auf eine möglichst dezentrale Stromversorgung zu achten. Im nächsten Schritt wurde ein weiteres Szenario entwickelt, das auf eine möglichst hohe Autarkie einzelner Regionen (Energiewaben) und damit eine möglichst dezentrale Nutzung erneuerbarer Energien optimiert wurde. Beide Szenarien wurden abschließend bezüglich bestimmter „Key-Performance-Indikatoren“ (KPIs), wie z.B. Strompreis, bilanzielle Eigenversorgung, etc. verglichen. Das genaue Vorgehen für die Analyse wird im Folgenden beschrieben. Alle beschriebenen Schritte wurden für jedes der betrachteten Zieljahre (2030, 2040 und 2050) durchgeführt. Die Methode berücksichtigt die Ergebnisse des Expertentreffens vom 19.05.2020 (Meilenstein 4a) und verwendet den Szenariorahmen der parallel stattfindenden Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz, um Ergebnisse auf einer möglichst konsistenten Datenbasis zu erzielen.

5.1.1. Allgemeine Vorgehensweise

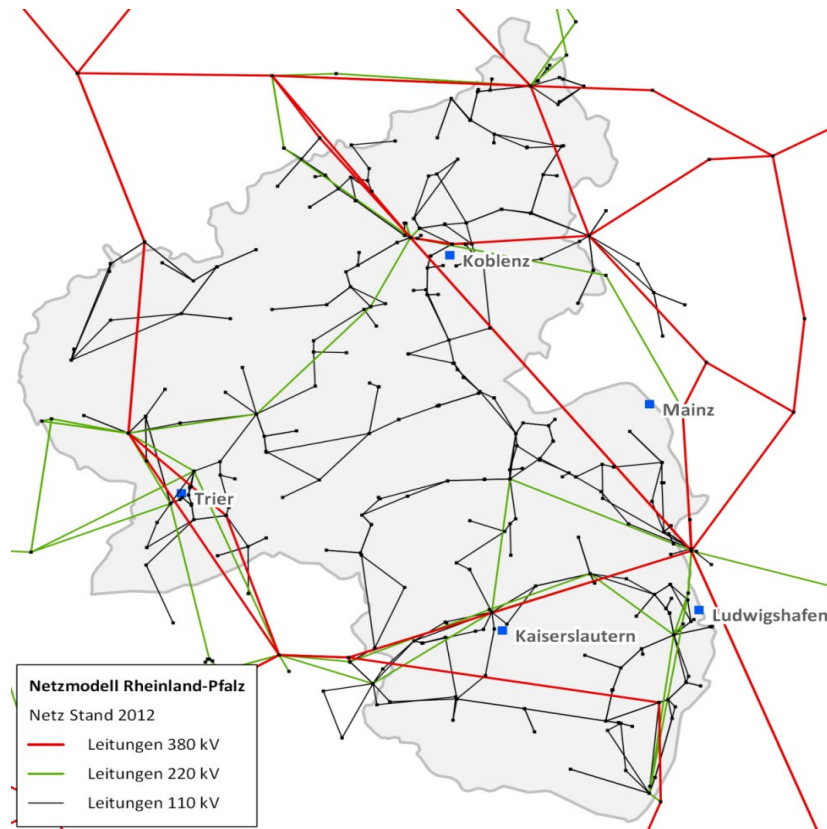
Die Optimierungen des Stromsystems wurde mit der Open-Source Software PyPSA⁴⁶ durchgeführt. Dafür wurde zunächst ein Modell des an das Zieljahr 2030 angepassten Stromnetzes von Rheinland-Pfalz ab der Hochspannungsebene aufgesetzt (siehe Abbildung 5-1). Die Netzanpassung beinhaltet die gegenwärtig geplanten Netzausbaumaßnahmen, die im Netzentwicklungsplan angegeben sind und dem Projektteam von den relevanten Netzbetreibern mitgeteilt wurde. Zusätzlich wurden durch den Optimierer weitere Leitungen ausgebaut, wenn nötig. Das Netz für die Zieljahre 2040 und 2050 baut auf dem Modell für 2030 auf und enthält zusätzlich die für diese Jahre durch den Optimierer bestimmten Ausbaumaßnahmen.

Die insgesamt installierten Lasten, Erzeuger und Speicher und andere Flexibilitäten wurden, soweit möglich, basierend auf dem Szenariorahmen aus der Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz für jedes Zieljahr im Modell implementiert und gemäß dem in Kapitel 5.2 beschriebenen Verteilschlüssel an die 110 kV Knoten verteilt. Das Stromnetzmodell von Rheinland-Pfalz wurde dabei in das europäische Übertragungsnetz eingebettet, indem die Schnittstellen an der Landesgrenze als Generatoren mit unlimitierter Leistung modelliert wurden, deren Kosten dem Börsenstrompreis entsprechen.

Mit dem Modell wurde dann der Betrieb des Stromnetzes (Lastflüsse) über ein Jahr in Zeitschritten von einer Stunde simuliert und abhängig vom Szenario optimiert. Die zu optimierende Größe ist der Einsatz und die Verteilung der Flexibilitäten. Dies wird erreicht, indem die Gesamtkosten des Systems, die sich aus Ausbaukosten und Grenzkosten zusammensetzen, minimiert werden. Dabei optimiert das Modell immer 24 Stunden gleichzeitig. Für die Optimierung wurden Zeitreihen der Lastverläufe, Einspeisung von Erneuerbaren und Börsenstrompreise verwendet. Eine detaillierte Beschreibung der Eingangsdaten ist in Kapitel 5.3 zu finden.

Einen Überblick über die Eingangsparameter für das Netzsimulationsmodell gibt Tabelle 5-1.

⁴⁶ <https://pypsa.org/>

Abbildung 5-1: Das Stromnetz in Rheinland-Pfalz ab der 110 kV – Ebene (Stand 2012)

Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

Tabelle 5-1: Eingangsparameter für das Simulationsmodell

Eingangsparameter	Quelle
Netzmodell ab der 110 kV Ebene	Schon bei Energynautics vorhanden, wird um den Ausbau in den Zieljahren ergänzt (NEP, Netzbetreiber)
Installierte Leistung von Stromerzeugungsanlagen nach verschiedenen Primärenergiequellen (inkl. erneuerbare Energien)	Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz
Installierte Leistung von Flexibilitäten (z.B. PV-Batteriespeicher, Biogaskraftwerke oder Lastmanagement)	Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz, eigene Annahmen in Rücksprache mit dem Ministerium
Zeitreihe des Börsenstrompreises	Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz
Zeitreihe der fluktuierenden EE-Profile	„Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration“, basierend auf Wetterjahr 2011 (Öko-Institut 2016)
Zeitreihen der Lasten für verschiedene Sektoren	Kombination aus Standardlastprofilen und gemessenen Daten
Regionale Verteilung von Erzeugung, Flexibilitäten und Stromnachfrage	Verschiedene Verteilschlüssel basierend auf Daten aus dem Energieatlas der Energieagentur Rheinland-Pfalz, siehe Kapitel 5.2

Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

5.1.2. Basisszenario

Im Basisszenario wurde das zuvor aufgesetzte Simulationsmodell für Rheinland-Pfalz so eingesetzt, dass die Stromerzeugungskosten minimiert werden. In der Simulation eines Jahres wurde die lokale Flexibilität an einem Netzknoten immer genau dann genutzt, wenn die lokale Flexibilität günstiger ist als die überregionale Flexibilität aus dem Stromnetz. Darüber hinaus muss lokale Flexibilität genutzt werden, wenn sie durch die Randbedingungen im Stromnetz nicht aus dem Netz entnommen werden kann. Der Einsatz der Flexibilitäten wurde durch eine lineare Optimierung mit der Minimierung der Gesamtkosten als Zielfunktion bestimmt. Auch der Netzausbau in Rheinland-Pfalz wurde als mögliche Flexibilitätsoption bei der Optimierung berücksichtigt, allerdings kommt dieser gemäß dem NOVA-Prinzip⁴⁷ erst als letzte Maßnahme zum Einsatz, da dies die teuerste Flexibilitätsoption ist.

Das Resultat der Simulationen ist ein optimierter Betrieb des Stromsystems zu minimalen Kosten. Durch die Simulation können Gebiete ausgewiesen werden, die potenziell (möglichst) autark betrieben werden können. Die vorrangig dezentrale Nutzung der erneuerbaren Energien und ein möglichst hoher Autarkiegrad spielen bei den Betrachtungen des Basisszenarios keine Rolle.

5.1.3. Dezentrales Szenario

Ausgehend von den Ergebnissen des Basisszenarios wurde das dezentrale Szenario entworfen. Unter der Berücksichtigung der Stromnetzstrukturen wurden benachbarte Verwaltungsgemeinden zu Energiewaben kombiniert, deren vorrangiges Ziel eine möglichst hohe Autarkie ist. So wurde komplett Rheinland-Pfalz in Energiewaben eingeteilt. Dabei entstehen Energiewaben, die ein hohes Maß an Eigenversorgung aufweisen oder die einen regionalen Überschuss an EE-Stromerzeugung haben. Manche Gebiete weisen jedoch ein Defizit an EE-Erzeugung im Vergleich zur Last auf, das auch durch Kombination mit benachbarten Gebieten nicht überall ausgeglichen werden kann.

Mit der Definition von Energiewaben wird das Stromsystem dann erneut über ein Jahr simuliert. Im Gegensatz zum Basisszenario werden hier nicht minimale Stromgestehungskosten erzielt, sondern der Grad der Eigenversorgung der Waben wird maximiert, indem der erzeugte Strom möglichst lokal verbraucht wird. Dies wird erreicht, indem der Netto-Import einer Wabe pönalisiert wird, also mit Strafkosten belegt wird, die deutlich höher sind als die Kosten der Stromerzeugungstechnologien und des Börsenstrompreises. Der Netto-Export bleibt hingegen frei von Strafkosten, da dies sonst zu einer hohen Abregelung von EE-Erzeugung führen würde, die vermieden werden soll. Durch die hohen Strafkosten spielen die Kosten der Flexibilitäten in diesem Szenario eine sekundäre Rolle. Externe Flexibilitäten, die sich außerhalb der Waben befinden, werden nur eingesetzt, wenn sie notwendig sind, um die Last zu decken. Die Gesamtkosten des Systems werden zum Abschluss um die Strafkosten für den Netto-Import der Waben bereinigt und als Ergebnis des Szenarios ausgewiesen.

5.1.4. Auswertung der Ergebnisse

In beiden Szenarien werden dieselben KPIs als Resultat der Optimierungen bestimmt und miteinander verglichen. Sowohl im Autarkieszenario als auch im Basisszenario werden diese KPIs für Rheinland-Pfalz sowie für jede einzelne Wabe ausgewiesen. Beispielhafte KPIs sind die Gesamtkosten, Eigenverbrauch, Autarkie oder maximale Residuallast. Anhand dieser Kennzahlen können die beiden Szenarien objektiv miteinander verglichen werden und eine Empfehlung ausgesprochen werden. Die zur Auswertung verwendeten KPIs werden in Kapitel 5.4 genauer beschrieben.

⁴⁷ Erst Netzoptimierung, dann Netzverstärkung, dann Netzausbau

5.2. Regionalisierung der Inputdaten

5.2.1. Szenariorahmen für Rheinland-Pfalz

Ausgangspunkt der Regionalisierung ist der Szenariorahmen der Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz. Die Flexibilitätsstudie unterscheidet ein so genanntes Basisszenario sowie ein Szenario mit einem noch ambitionierteren Ausbau der erneuerbaren Energien. In diesem Szenario weist Rheinland-Pfalz im Vergleich zu den anderen Bundesländern einen deutlich überproportionalen EE-Ausbau auf. Um einen EE-Anteil von 100 % in 2030 zu erreichen, haben wir uns an dem ambitionierten Szenario der Flexibilitätsstudie orientiert. Im Vergleich zu den bundeslandspezifischen Angaben im Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) geht das ambitionierte Szenario der Flexibilitätsstudie bereits von einem höheren EE-Zubau und einem höheren Stromverbrauch von Elektromobilität und Wärmepumpen aus (Tabelle 5-2).

Für die installierten Leistungen der konventionellen Kraftwerke wurden die Annahmen aus dem genehmigten Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2035 übernommen. Die Industriekraftwerke der BASF am Standort Ludwigshafen werden in erster Linie zur Dampfproduktion benötigt. Um CO₂-Neutralität in 2050 zu erreichen, wird davon ausgegangen, dass die Kraftwerke nicht mehr mit Erdgas, sondern mit CO₂-neutralen synthetischen Kraftstoffen betrieben werden. Außerdem wird angenommen, dass diese Kraftwerke in Zukunft flexibler betrieben werden können. Deshalb wurde ihre Minimalleistung von heute etwa 50 % schrittweise auf 30 % im Jahr 2050 reduziert.

Bei der installierten Leistung von Biomasseanlagen wurde von einem etwas stärkeren Zubau ausgegangen, als im Szenariorahmen der Flexibilitätsstudie unterstellt. Der Hintergrund ist dabei, dass Biomasseanlagen zunehmend als Flexibilitätsoption eingesetzt werden. Sie benötigen dann bei gleicher Stromerzeugung eine höhere Leistung. Diesen Aspekt greift auch der genehmigte Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans Strom 2035 auf, der für Biogasanlagen nur noch rund 4000 Volllaststunden unterstellt (BNetzA 2020, S. 53). Wir haben diese optimistische Annahme übernommen, um das Flexibilitätpotential von Biomasseanlagen im Bereich des technisch Möglichen voll ausnutzen zu können.

Tabelle 5-2: Szenariorahmen für Rheinland-Pfalz

	2030	2040	2050
Stromnachfrage	28,5 TWh	34,2 TWh	38,1 TWh
Davon Industrie	11,9 TWh	13,6 TWh	15,7 TWh
Davon GHD	5,7 TWh	5,9 TWh	6,2 TWh
Davon Haushalte	6,3 TWh	6,5 TWh	6,0 TWh
Davon Elektromobilität	2,2 TWh	4,6 TWh	6,2 TWh
Davon Wärmepumpen	2,0 TWh	2,7 TWh	2,7 TWh
Davon Power-to-Gas	0,4 TWh	0,9 TWh	1,3 TWh
Installierte Leistung von erneuerbaren Energien			
Wind onshore	8,8 GW	9,1 GW	9,5 GW
PV	6,0 GW	8,7 GW	11,5 GW
Laufwasser	0,3 GW	0,3 GW	0,3 GW
Biomasse	0,23 ⁴⁸ GW	0,29 ⁴⁹ GW	0,35 ⁵⁰ GW
Geothermie	< 0,1 GW	< 0,1 GW	< 0,1 GW
Konventionelle Kraftwerke			
Erdgas (bzw. Wasserstoff)	1,6 GW	1,6 GW	1,6 GW
BHKW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW
Abfall	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung), basierend auf dem Szenariorahmen der Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz (in Bearbeitung)

⁴⁸ Erhöhung der heutigen Kapazität um ein Drittel

⁴⁹ Erhöhung der heutigen Kapazität um zwei Drittel

⁵⁰ Verdopplung der heutigen Kapazität

5.2.2. Regionalisierung auf Ebene der Verbandsgemeinden

Die Daten aus dem Szenariorahmen wurden innerhalb von Rheinland-Pfalz auf Ebene der Verbandsgemeinde räumlich verteilt. In Rheinland-Pfalz gibt es 170 Verbandsgemeinden und 36 Landkreise. Als Verteilschlüssel wurden Strukturdaten aus dem Energieatlas der Energieagentur Rheinland-Pfalz⁵¹ verwendet. Basierend auf den Strukturdaten, sowie Daten zum Stromverbrauch und zum Anlagenbestand erneuerbarer Energien, die von der Energieagentur Rheinland-Pfalz zur Verfügung gestellt wurden, wurde die Regionalisierung vorgenommen.

Die Verteilung der **Lasten** wird unter Zuhilfenahme folgender Strukturdaten räumlich verteilt:

- Heutige Anzahl Gebäude für Stromverbrauch von Wärmepumpen
- Heutige Anzahl PKW für Stromverbrauch von Elektromobilität
- Heutiger Stromverbrauch in den Sektoren private Haushalte, Gewerbe/Handel/Dienstleistungen und Industrie für den zukünftigen Stromverbrauch in diesen Sektoren

Dabei wird davon ausgegangen, dass die räumlichen Strukturdaten in den Zieljahren gleichbleiben. Abbildung 5-2 zeigt die räumliche Verteilung der Gesamtlast, die sich aus Haushalt, Wärmepumpen, Elektromobilität, Gewerbe und Industrie zusammensetzt. Die Lastzentren bestehend aus den großen Städten (insbesondere Mainz, Trier und Kaiserslautern) sind deutlich erkennbar. Besonders hervorzuheben ist die Verbandsgemeinde Ludwigshafen, die auf Grund des hohen Industriestromverbrauchs von BASF für ca. 18,5 % des gesamten Stromverbrauchs verantwortlich ist.

Power-to-Gas-Anlagen wurden als weitere Flexibilität in das Modell integriert. Diese wurden als flexible Last modelliert. Die Power-to-Gas-Anlagen wurden zur Hälfte erzeugungsnah und zur anderen Hälfte lastnah innerhalb von Rheinland-Pfalz verteilt.

Für **Laufwasserkraftwerke**, **Biomasseanlagen** und **Geothermiekraftwerken** wurde davon ausgegangen, dass die heutige räumliche Verteilung auch in den Zieljahren bestehen bleibt. In Abbildung 5-3 und Abbildung 5-4 ist dargestellt, wie sich die rund 2,84 TWh Stromerzeugung aus Laufwasser, Biomasse, und Geothermie in 2030 räumlich verteilen. Alle drei Erzeugungsarten sind innerhalb von Rheinland-Pfalz relativ zentriert. Eine große Biomasseanlage befindet sich in der Verbandsgemeinde Rennerod im Norden von Rheinland-Pfalz, während die Geothermiekraftwerke im Süden in den Verbandsgemeinden Herxheim und Landau liegen. Laufwasserkraftwerke befinden sich ausschließlich entlang der Mosel.

⁵¹ <https://www.energieatlas.rlp.de/earp/daten>

Abbildung 5-2: Räumliche Verteilung der Gesamtlast

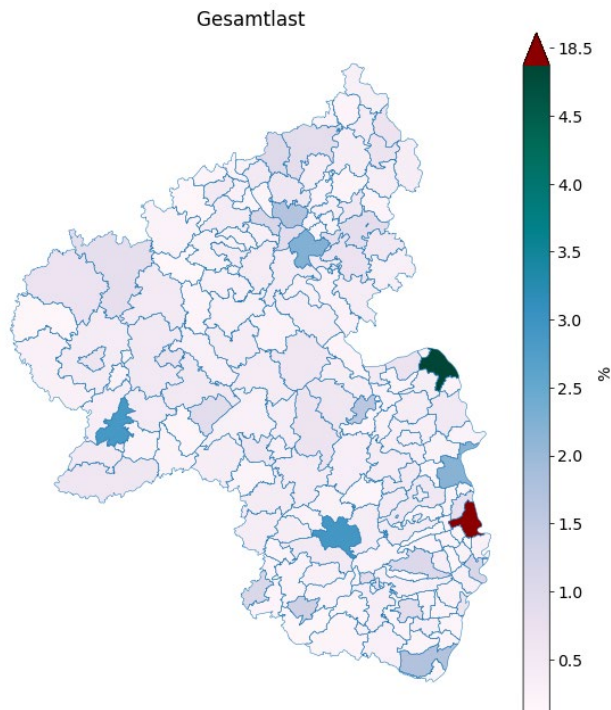


Abbildung 5-3: Räumliche Verteilung der Stromerzeugung von Laufwasserkraftwerken im Zieljahr 2030

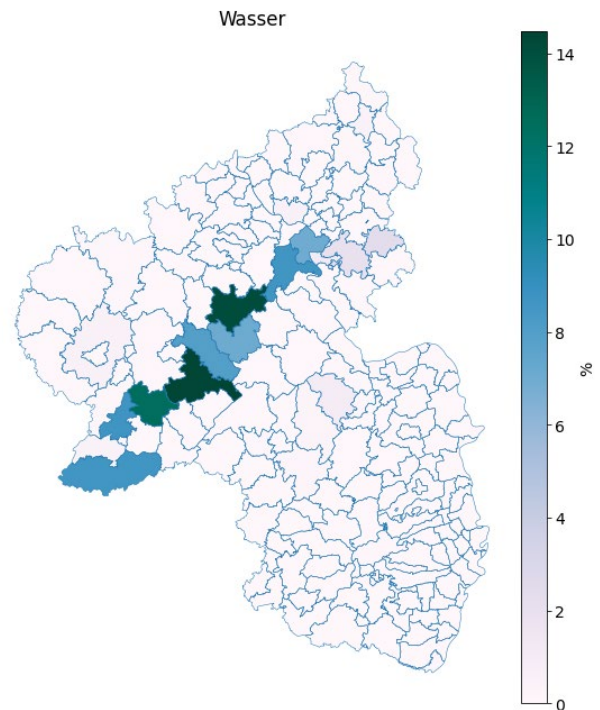
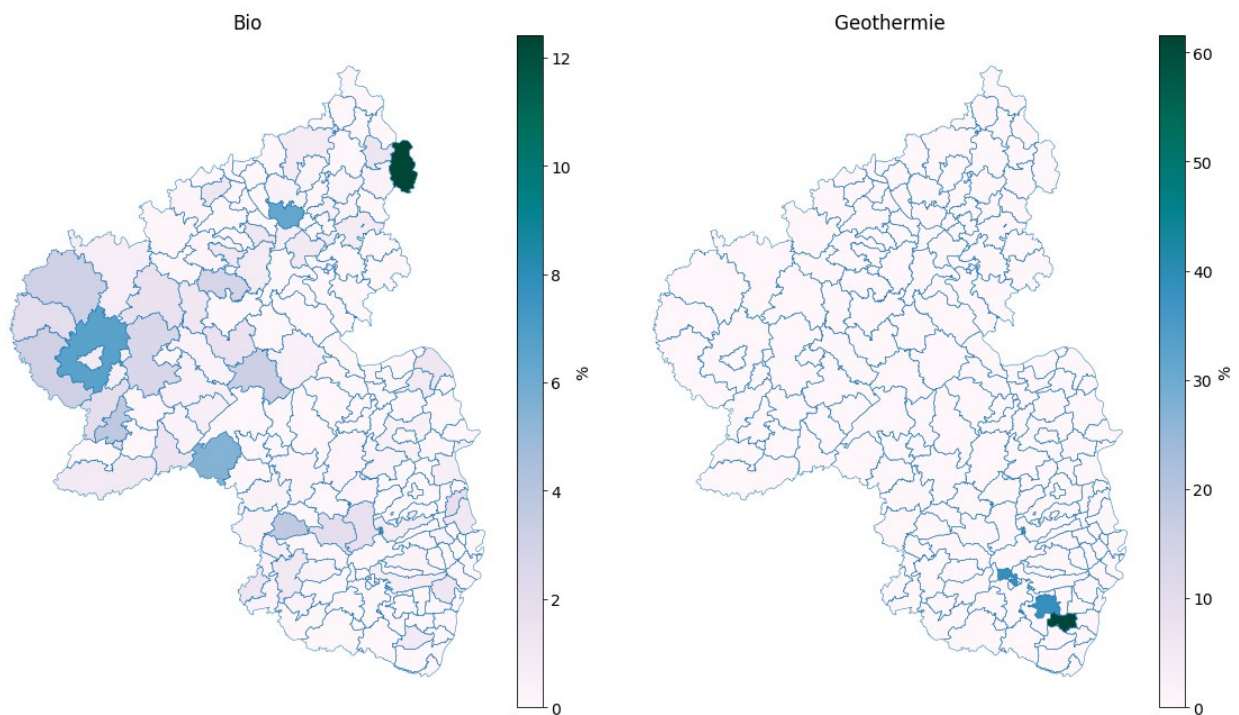


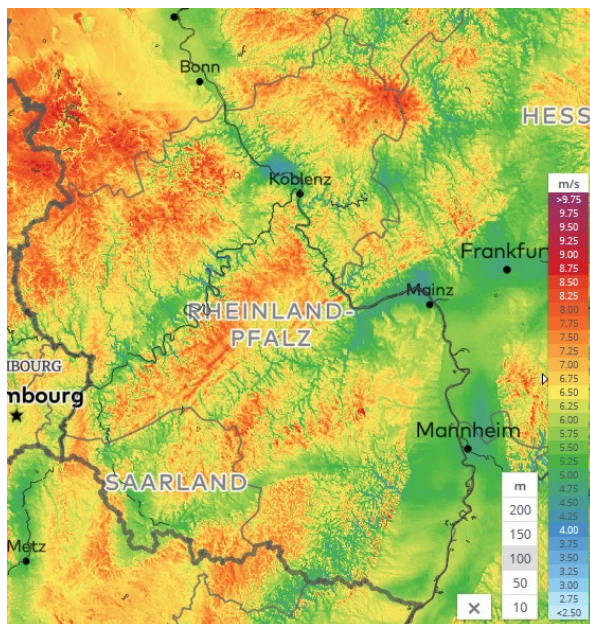
Abbildung 5-4: Räumliche Verteilung der Stromerzeugung von Biomasseanlagen und Geothermiekraftwerken im Zieljahr 2030



Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

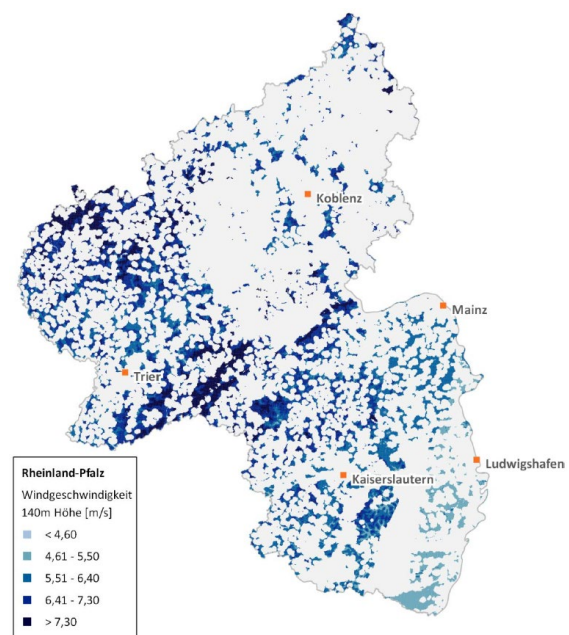
Ausgangspunkt für die räumliche Verteilung von **Windenergieanlagen** ist der heutige Anlagebestand, wie er im Energieatlas Rheinland-Pfalz dargestellt ist. Der Zubau der Windleistung kann aufgrund von eingeschränkter Flächenverfügbarkeit durch einen Mindestabstand zu Siedlungen und Windausschlussflächen in Naturschutzgebieten sowie durch das weniger gleichmäßig verteilte Windpotential nicht so einfach skaliert werden. Um den Zubau pro Region zu ermitteln wurde zunächst das Windpotential von Rheinland-Pfalz benötigt. Dafür wurde auf die mittleren Windgeschwindigkeiten des Global Wind Atlas (<https://globalwindatlas.info/>) zurückgegriffen (Abbildung 5-5).

Abbildung 5-5: Mittlere Windgeschwindigkeiten



Quelle: Screenshot von <https://globalwindatlas.info/>, dort lizenziert mit der Creative Commons Attribution 4.0 International license CC BY 4.0

Abbildung 5-6: Mögliche Windnutzungsflächen



Quelle: (energynautics; Öko-Institut; Bird & Bird 2014)

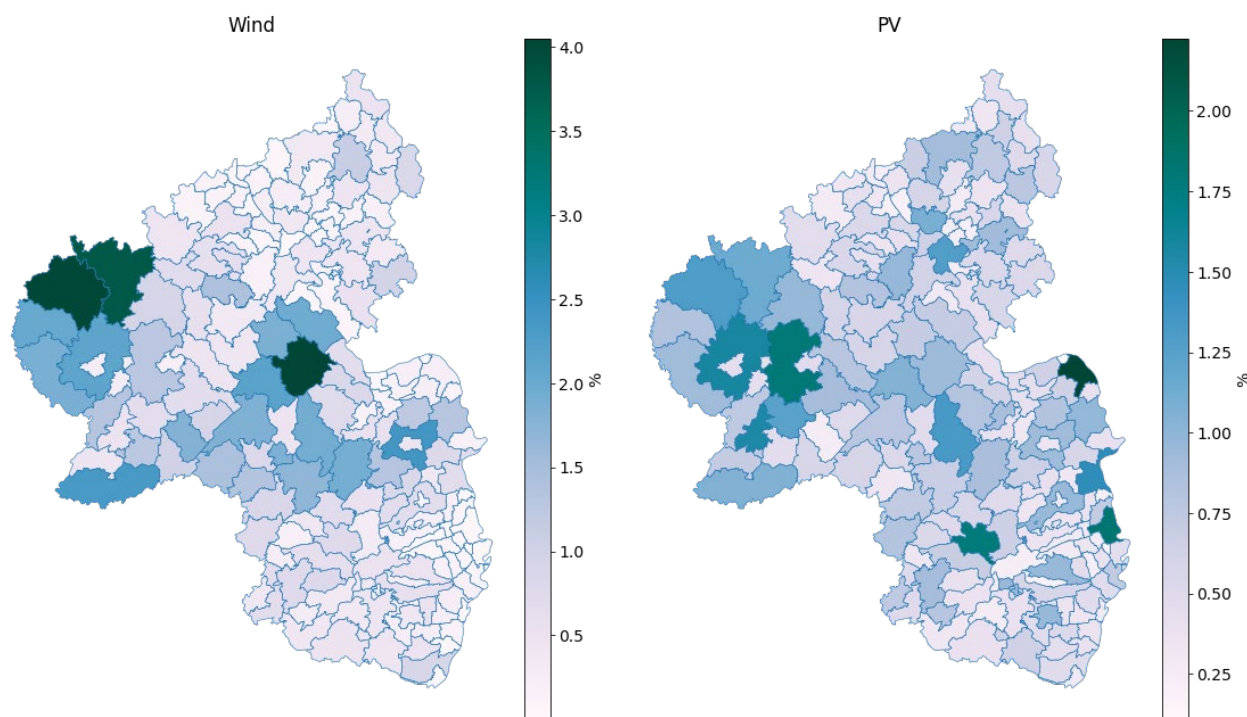
Diese Karte wurde mit den Windausschlussflächen in Rheinland-Pfalz verschnitten (bspw. Naturschutzgebiete, Abstände zu Siedlungen). In der Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz (energynautics; Öko-Institut; Bird & Bird 2014) wurde diese Verfahren schon angewendet. Die entsprechende Karte ist in Abbildung 5-6 dargestellt. Anschließend wurde die Windleistung, die zugebaut werden soll, mit Hilfe folgender Verteilschlüssel auf die verfügbaren Potentialflächen in den Verbandsgemeinden zugeordnet:

- 70% anhand des Windertragspotential für den ökonomisch optimalen Ausbau,
- 10% anhand von Repowering des bestehenden Anlagenbestandes,
- 20% anhand der Stromnachfrage für einen lastnahen Ausbau.

Allerdings hat jede Verbandsgemeinde eine Obergrenze an möglicher installierter Windleistung, die von der verfügbaren Fläche und den Windbedingungen abhängt. Übersteigt die resultierende Windleistung einer Verbandsgemeinde diese Obergrenze, wurde der Überschuss mit dem gleichen Verteilschlüssel auf die übrigen Verbandsgemeinden neu verteilt. Die Verteilung der Windleistung ist in Abbildung 5-7 dargestellt.

Ausgangspunkt für die räumliche Verteilung von **PV-Anlagen** ist der heutige Anlagebestand, wie er im Energieatlas Rheinland-Pfalz dargestellt ist. Für den weiteren Zubau wurde angenommen, dass 70% der installierten Leistung auf Dächern und 30% als Freiflächenanlagen installiert werden. Die räumliche Verteilung der PV-Anlagen auf Dächern orientiert sich an der Anzahl der Gebäude in jeder Verbandsgemeinde. Für PV-Freiflächenanlagen wurden zwei verschiedene Verteilschlüssel herangezogen. Der erste Verteilschlüssel entspricht dem Stromverbrauch im Sinne eines lastnahen Zubaus von PV-Freiflächenanlagen. Der zweite Verteilschlüssel ist die verfügbare landwirtschaftliche Nutzfläche. Diese beiden Verteilschlüssel wurden jeweils zur Hälfte auf den Zubau an PV-Freiflächenanlagen angewendet. In Landkreisen mit vergleichsweise hoher Last und wenig landwirtschaftlicher Nutzfläche dominiert der PV-Freiflächenzubau durch Last, in Landkreisen mit vergleichsweise wenig Last und viel landwirtschaftlicher Nutzfläche dominiert der PV-Freiflächenzubau durch die verfügbare Nutzfläche. Um zu vermeiden, dass ein Großteil der landwirtschaftlichen Nutzfläche durch PV-Freiflächenanlagen in Anspruch genommen wird, wurde eine Obergrenze von 3 % der landwirtschaftlichen Nutzfläche eingeführt, welche den PV-Freiflächenzubau begrenzt. Der resultierende Überschuss in einigen Verbandsgemeinden wurde auf die übrigen Verbandsgemeinden neu verteilt. Die Verteilung der PV-Leistung ist in Abbildung 5-7 dargestellt.

Abbildung 5-7: Räumliche Verteilung der Stromerzeugung von Wind- und PV-Anlagen im Zieljahr 2030



Quelle: Öko-Institut e.V. und Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

Im Gegensatz zu Biomasse, Geothermie und Laufwasser, ist die Verteilung von Wind und PV innerhalb von Rheinland-Pfalz deutlich ausgeglichener (siehe Skala). Aufgrund des hohen Windpotential und der vorhandenen Fläche wird Wind vorwiegend in der Eifel und im Hunsrück ausgebaut. Ähnlich ist es bei PV, wobei hier auch die Lastzentren höhere installierte Leistungen durch PV-Aufdachanlagen haben.

Parallel zu PV-Anlagen wurden auch **Batteriespeicher** installiert. Es wurde angenommen, dass im Zieljahr 2030 jede vierte PV-Anlage, im Zieljahr 2040 jede dritte PV-Anlage und im Zieljahr 2050 jede zweite PV-Anlage mit einem Batteriespeicher ausgerüstet wird. Die Batteriespeicher haben eine C-Rate von 1. Eine 7 kW-Batterie hat demnach beispielsweise eine Kapazität von 7 kWh.

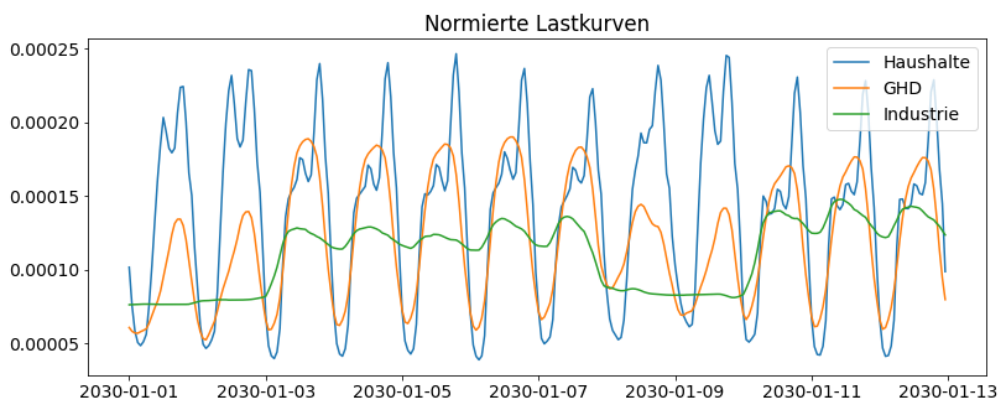
5.3. Weitere Eingangsdaten

5.3.1. Zeitreihen-Profile

Für die Lasten, sowie für Wind, PV und Laufwasser wurden in der Optimierung Zeitreihen-Profile verwendet. Für Haushaltslasten wurde das H0-Standardlastprofil verwendet, während für Gewerbe ein Mix aus den verschiedenen Gewerbe-Standardlastprofilen G0-G6 genutzt wurde. Das Industrie-profil basiert auf real gemessenen Industrieprofilen (KIT 2020). Da in Rheinland-Pfalz jedoch durch BASF sehr große Industrie ansässig ist, die oft weniger Schwankungen in ihrem Verbrauch hat als kleine Industrierwerke, wurden die gemessenen Industrieprofile mit einem flachen Profil mit leicht reduzierter Last an Wochenenden und Feiertagen kombiniert. Dies beruht auf der Annahme, dass solche großen Unternehmen versuchen möglichst viele Volllaststunden zu erreichen, da dadurch die Netzentgelte reduziert werden können. Ein Vergleich mit den Amprion-Lastdaten für Rheinland-Pfalz hat gezeigt, dass die Annahmen für die Lastprofile vergleichbare Ergebnisse erzielen. Abbildung 5-8 zeigt die normierten Lastprofile für die ersten zwei Januarwoche.

Für Wind und PV wurde auf bundeslandspezifische EE-Profile aus dem Projekt „Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration“ zurückgegriffen (Öko-Institut 2016). Diese beruhen ebenfalls wie die Flexibilitätsstudie auf dem Wetterjahr 2011.

Abbildung 5-8: Normiertes Lastprofil für Haushalt, Gewerbe und Industrie



Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

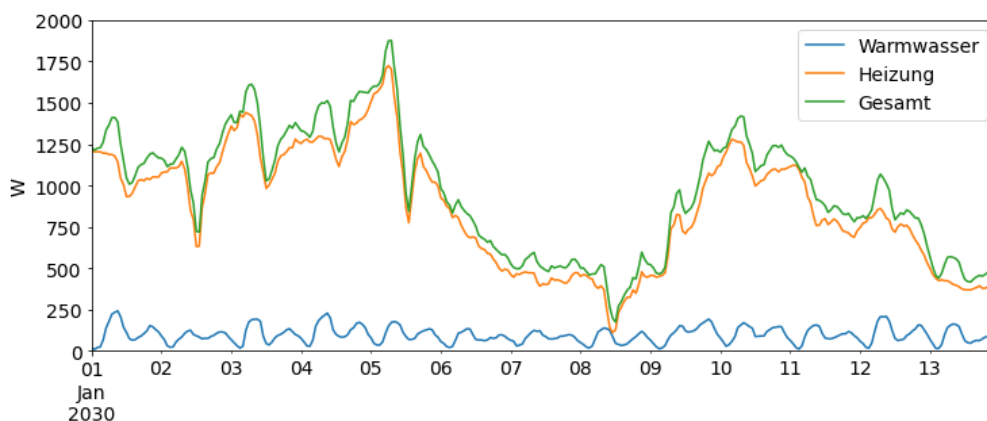
5.3.2. Flexibilitäten

Neben der Flexibilität des Stromnetzes, der Batterien und der Power-to-Gas-Anlagen, stehen Wärmepumpen und Elektromobilität als weitere Flexibilitäten zur Verfügung. Im Folgenden werden die Annahmen zu diesen Flexibilitäten beschrieben.

5.3.2.1. Wärmepumpen

Die Lastprofile für Wärmepumpen wurden basierend auf der Außentemperatur und der globalen Einstrahlung für 2011 errechnet. Das Gesamtprofil setzt sich dabei aus dem Profil für den Heizbedarf und den Warmwasserbedarf zusammen. Um Flexibilität zu erhalten, wurde davon ausgegangen, dass die Innentemperatur um $\pm 1^\circ\text{C}$ variiert werden kann und dadurch die Heizleistung verringert oder erhöht werden kann. Beim Warmwasserbedarf gibt es keine Flexibilität. Abbildung 5-9 zeigt das Lastprofil für eine Wärmepumpe für die erste Januarhälfte. Da die Wärmepumpen hauptsächlich im Winter genutzt werden, ist die Nutzbarkeit der Flexibilität im Sommer kaum möglich.

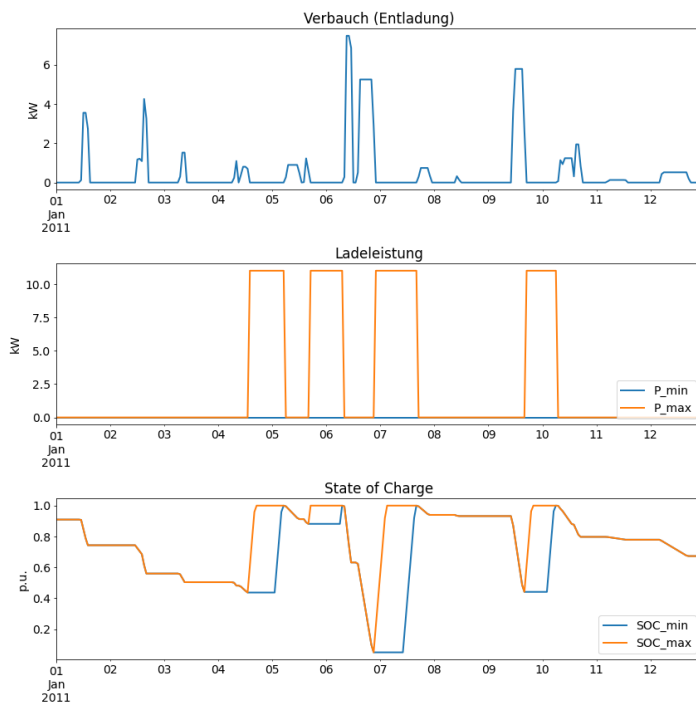
Abbildung 5-9: Lastprofil für eine Wärmepumpe



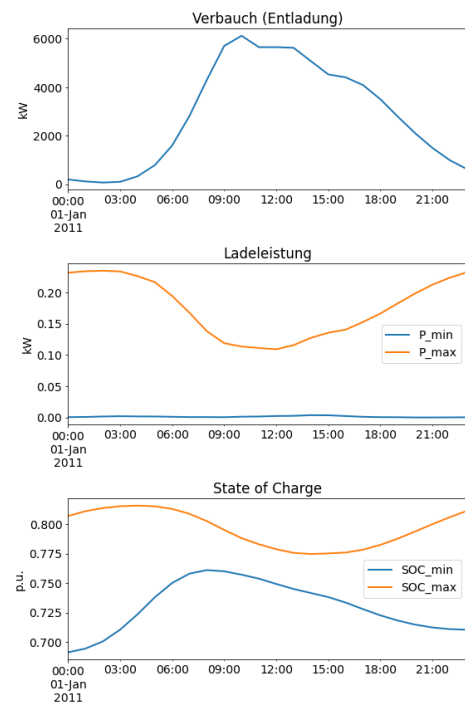
Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

5.3.2.2. Elektromobilität

Um Ladeprofile für Elektroautos zu erzeugen, wurden Fahrprofile basierend auf statistischen Daten der Webseite „Mobilität in Deutschland“ erstellt (Infas; DLR 2010). Die Fahrprofile beruhen auf der Abfahrts- und Ankunftszeit, sowie auf den gefahrenen Kilometern. Für die Erstellung der Ladeprofile wurde davon ausgegangen, dass das Auto erst geladen wird, wenn der Ladezustand unter 50 % sinkt und das Auto mehr als 2 Stunden parkt oder wenn es eine sehr lange Strecke vor sich hat. Um Flexibilität zu erhalten wurde ein maximaler Ladezustand (Auto lädt sobald Ladebedingungen erfüllt sind) und ein minimaler Ladezustand (Auto lädt so spät wie möglich, so dass die Batterie eine Stunde vor der nächsten Fahrt voll ist) errechnet. Innerhalb dieser Grenzen kann das Laden des Elektroautos beliebig verschoben werden, falls Flexibilität benötigt wird. Abbildung 5-10 zeigt das Fahrprofil, das daraus resultierende Ladeprofil und den resultierenden Speicherzustand mit maximalen und minimalen Werten für ein Fahrzeug in der ersten Januarhälfte. Da das Stromnetz ab der 110 kV-Ebene modelliert wurde, wurden 10.000 Fahrprofile erstellt und zu einem Gesamtprofil aggregiert. Dies ist in Abbildung 5-11 für einen Tag dargestellt. Wie zu erwarten steigt die verfügbare Flexibilität nachts, da nachts mehr Autos an den Ladestationen angeschlossen sind.

Abbildung 5-10: Fahr- und Ladeprofil für ein Fahrzeug

Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

Abbildung 5-11: Aggregiertes Fahr- und Ladeprofil für 10.000 Fahrzeuge

5.3.3. Grenzkosten der Generatoren

Die Grenzkosten der Erdgaskraftwerke innerhalb von Rheinland-Pfalz basieren auf dem Brennstoffpreisen⁵² und CO₂-Preisen⁵³ für die Zieljahre 2030, 2040 und 2050, die ebenfalls von der Flexibilitätsstudie übernommen wurden:

$$\text{Grenzkosten} = (\text{Brennstoffpreis} + \text{CO}_2\text{-Preis} \cdot \text{CO}_2\text{-Emissionsfaktor}) / \text{Wirkungsgrad}.$$

5.3.4. Einbettung in das europäische Übertragungsnetz

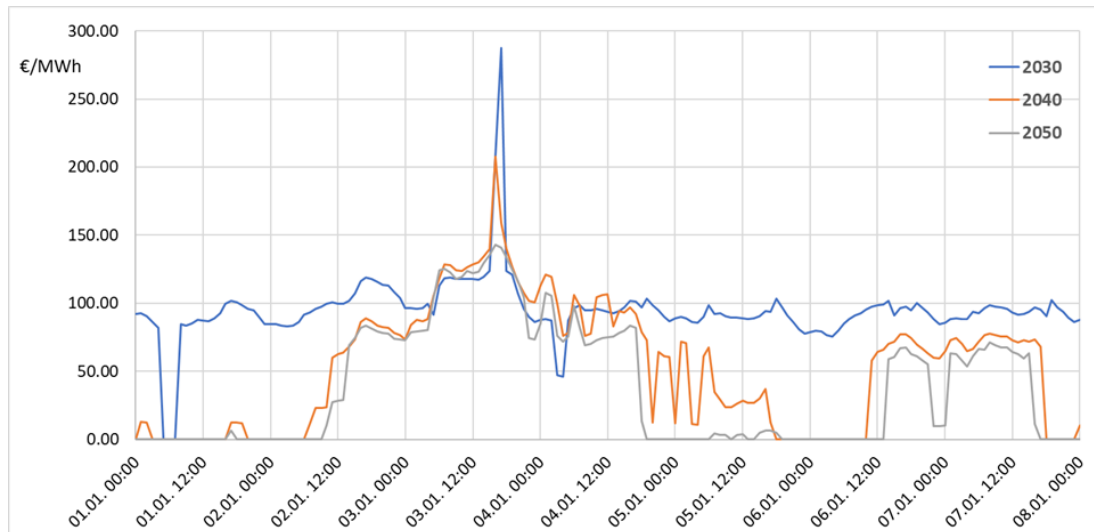
Rheinland-Pfalz kann in allen Szenarien über den Markt Strom aus dem Übertragungsnetz beziehen bzw. Strom exportieren. Im Modell ist dies durch unlimitierte Generatoren an der Landesgrenze zu Rheinland-Pfalz umgesetzt, die als Grenzkosten die Börsenstrompreise haben. In Abbildung 5-12 sind beispielhaft die Börsenstrompreise für die erste Januarwoche der Zieljahre 2030, 2040 und 2050 dargestellt. Die Strompreise sind ein Ergebnis der von B E T (Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH) durchgeführten Modellierung für das Basisszenario der Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz und beruhen genau wie die EE Zeitreihen auf dem Wetterjahr 2011. Mit zunehmendem Zieljahr nehmen die Stunden mit sehr geringen Strompreisen deutlich zu. In der Folge geht der durchschnittliche Strompreis von 65,3 €/MWh im Zieljahr 2030 auf 45,1 €/MWh im Zieljahr 2040 und 32,4 €/MWh im Zieljahr 2050 zurück.

⁵² 17,84 €/MWh (Hu) für alle Zieljahre

⁵³ 2030: 84 €/t CO₂, 2040: 118 €/t CO₂, 2050: 135 €/t CO₂

Die Transfers sind dabei durch die Kapazitäten der Verbindungsleitungen in benachbarte Netzgebiete limitiert. Die Lastflüsse werden dabei auf Basis einer mit dem europäischen Netzmodell durchgeführten PTDF-Analyse nach einem festen Schlüssel auf die verschiedenen Verbindungsleitungen aufgeteilt. Transferflüsse durch das Land wurden nicht berücksichtigt.

Abbildung 5-12: Beispielhafte Darstellung der Börsenstrompreise für die erste Januarwoche der Zieljahre 2030, 2040 und 2050 aus dem Basisszenario der Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz



Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung), basierend auf Modellergebnissen der B E T - Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH

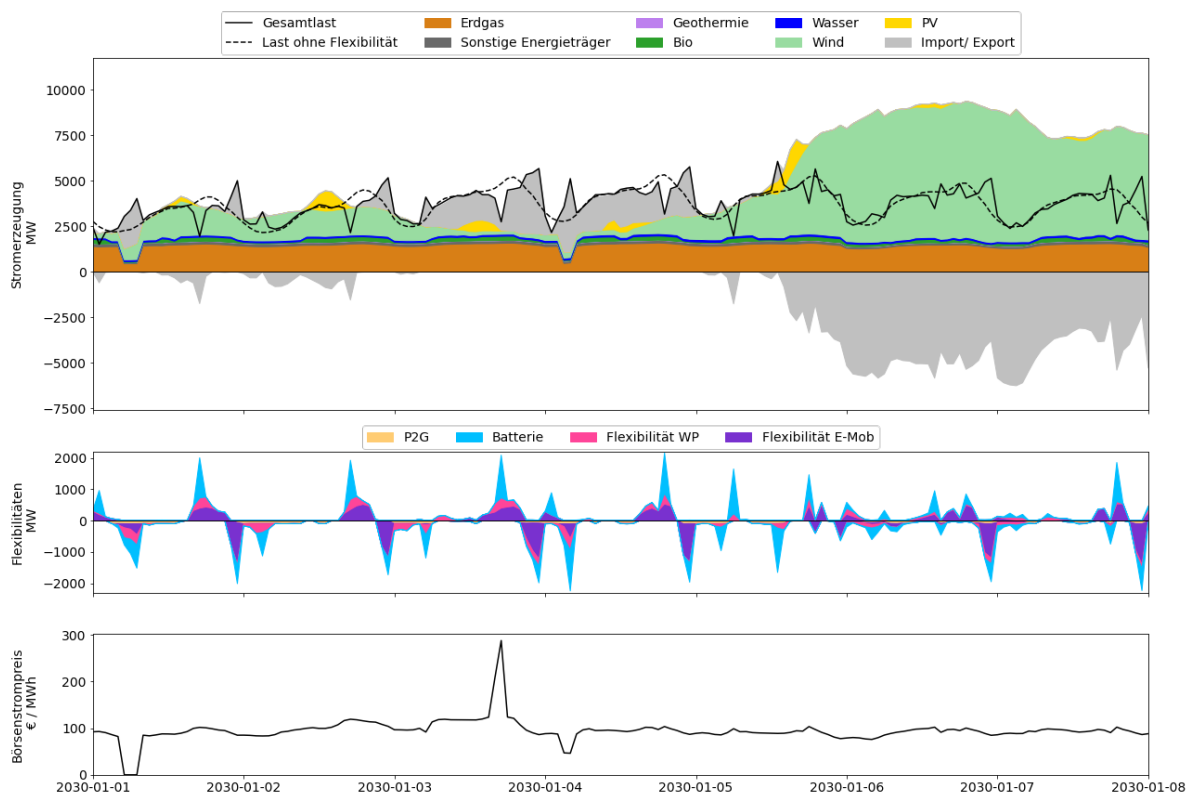
5.4. Ergebnisse der Netzsimulationen

5.4.1. Ergebnisse des Basisszenarios

5.4.1.1. Einsatz der Erzeugungsanlagen

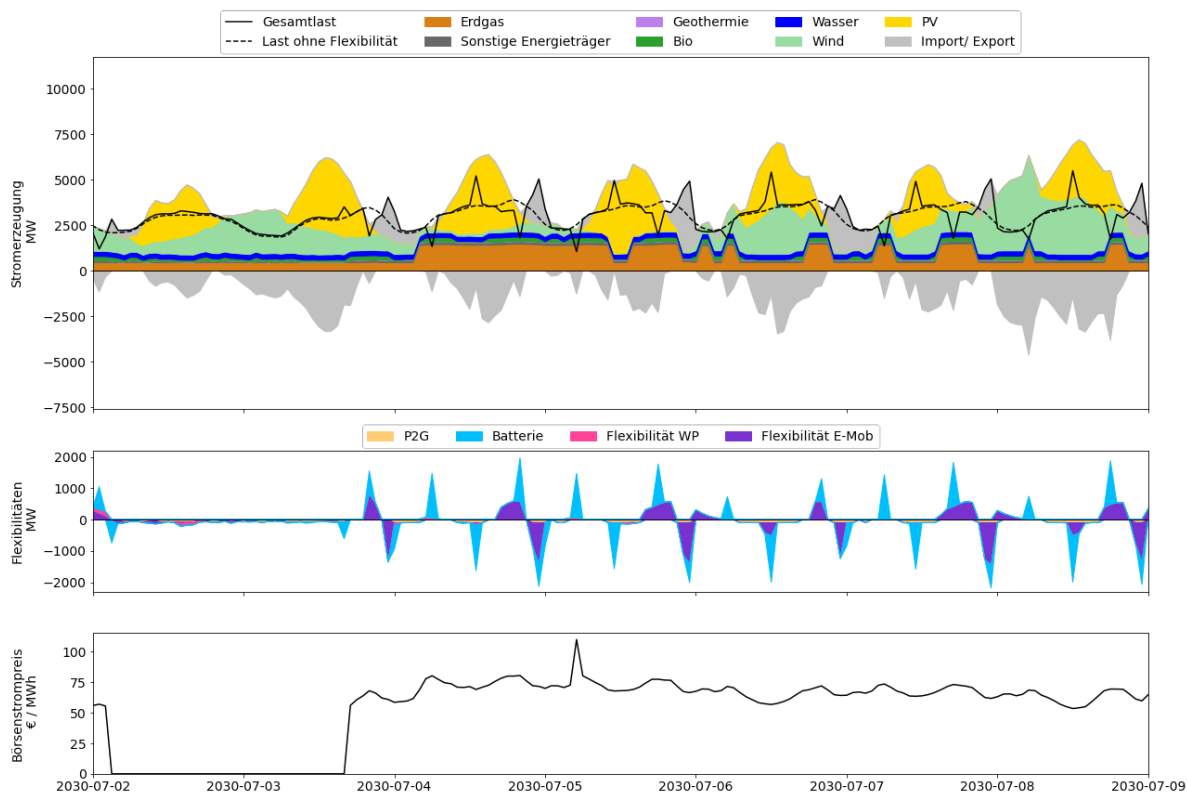
Abbildung 5-13 und Abbildung 5-14 zeigen den Einsatz der Erzeugungsanlagen für jeweils eine Woche im Winter und im Sommer, der sich aus der Optimierung für das Zieljahr 2030 im Basisszenario ergibt. Das obere Diagramm zeigt die Erzeugungsleistung der Generatoren, die importierte bzw. exportierte Leistung und die Last für jeden Zeitschritt. In der Mitte ist der Einsatz der Flexibilitäten zu sehen und unten der Börsenstrompreis. Zu Zeiten hoher PV- oder Windleistung wird ein Großteil der Erzeugung exportiert. Die Flexibilitäten werden entweder genutzt, um Engpässe im Stromnetz zu verhindern oder um Schwankungen im Börsenstrompreis auszugleichen. Ist der Börsenstrompreis niedrig, werden die Batterien geladen und die Lasten durch Elektromobilität und Wärmepumpen werden erhöht. Ebenso werden zu diesen Zeiten die Power-to-Gas-Anlagen genutzt und die Erzeugung der konventionellen Kraftwerke wird reduziert. Ist der Börsenstrompreis hoch, werden die Batterien entladen und die Leistung der anderen Flexibilitäten reduziert, um den Import möglichst gering zu halten oder sogar exportieren zu können. Ist der Börsenstrompreis über einen längeren Zeitraum Null, wie zum Beispiel Anfang Juli, werden die Flexibilitäten weniger genutzt. Wie in Abbildung 5-14 zu sehen ist, wird im Sommer die Flexibilität der Wärmepumpe kaum bis gar nicht genutzt.

Abbildung 5-13: Einsatz der Erzeugungsanlagen im Winter 2030



Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

Abbildung 5-14: Einsatz der Erzeugungsanlagen im Sommer 2030



Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

5.4.1.2. Auswertung Rheinland-Pfalz

Tabelle 5-3 zeigt den Erzeugungsmix der Stromerzeugung in Rheinland-Pfalz für die Zieljahre 2030, 2040 und 2050 im Basisszenario. Wie auch Abbildung 5-15 zeigt, ist die Gesamtbilanz (Gesamterzeugung – Gesamtverbrauch) in allen Zieljahren positiv, was einem Nettostromexport entspricht. Die EE-Bilanz (EE-Erzeugung – Gesamtverbrauch) liegt in 2030 bei ca. 0 TWh. Dies entspricht einem EE-Anteil von 100 %: Das 100 % EE-Ziel wird jedoch in 2040 und 2050 um ca. 2 TWh verfehlt, da die Last vor allem durch die Industrie und Elektromobilität stärker als der Ausbau der erneuerbaren Energien ansteigt.

Tabelle 5-3: Energieträgermix der Stromerzeugung in Rheinland-Pfalz

	2030	2040	2050
erneuerbare Energien	28,6 TWh	32,2 TWh	35,7 TWh
Wind onshore	19,1 TWh	20,0 TWh	20,7 TWh
PV	6,2 TWh	8,9 TWh	11,7 TWh
Laufwasser	1,8 TWh	1,8 TWh	1,8 TWh
Biomasse	1,4 TWh	1,4 TWh	1,4 TWh
Geothermie	0,1 TWh	0,1 TWh	0,1 TWh
Konventionelle Kraftwerke	9,1 TWh	6,4 TWh	5,0 TWh
Steinkohle	-	-	-
Gaskraftwerke	7,6 TWh	5,2 TWh	4,0 TWh
BHKW	0,5 TWh	0,3 TWh	0,3 TWh
Abfall (fossiler Anteil)	0,6 TWh	0,6 TWh	0,5 TWh
Sonstige Energieträger	0,4 TWh	0,3 TWh	0,2 TWh
Nettoimport	-9,0 TWh	-4,2 TWh	-2,4 TWh
Gesamterzeugung	28,7 TWh	34,4 TWh	38,3 TWh

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung) sowie (50 Hertz et al. 2019)

In Abbildung 5-15 sind weitere Key-Performance-Indikatoren dargestellt. Diese berechnen sich wie folgt:

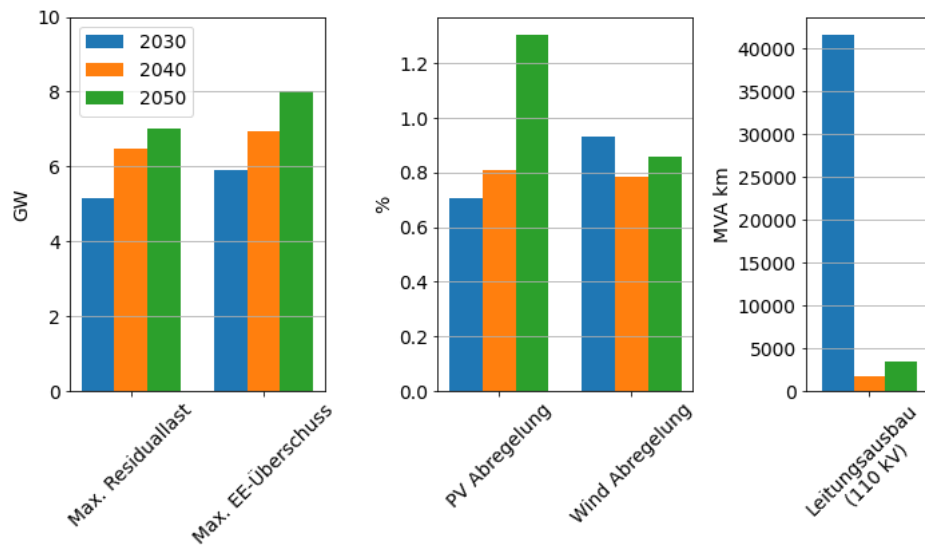
- Bilanzielle Eigenversorgung = Gesamterzeugung / Gesamtverbrauch:
Erzeugte Energie bezogen auf die insgesamt verbrauchte Energie

- Autarkiegrad = Eigenverbrauch / Gesamtverbrauch:
Selbst erzeugte und verbrauchte Energie bezogen auf die insgesamt verbrauchte Energie
- Eigenverbrauchsquote = Eigenverbrauch / Gesamterzeugung:
Selbst erzeugte und verbrauchte Energie bezogen auf die insgesamt erzeugte Energie.

Die positive Gesamtbilanz in allen Zieljahren spiegelt sich auch in den Werten der bilanziellen Eigenversorgung und des Imports und Exports wider. Durch den Anstieg des CO₂-Preises und dem Sinken des Börsenstrompreises von 2030 bis 2050 geht im Basisszenario die Nutzung der konventionellen Erzeugung zwischen 2030 und 2050 zurück. Dies führt zusammen mit dem geringeren EE-Anteil zu einem Anstieg der Importe. In 2030 liegt der Autarkiegrad bei 90 %, während er in 2050 nur noch bei knapp 80 % liegt. Da die bilanzielle Eigenversorgung, also das Verhältnis von Gesamterzeugung zu Gesamtverbrauch, von 2030 bis 2050 sinkt, steigt der Eigenverbrauch, da prozentual weniger exportiert wird. Dementsprechend wird in 2050 eine maximale Eigenverbrauchsquote von knapp über 70 % erreicht.

In Abbildung 5-15 unten ist die maximale Residuallast und der maximale Überschuss an fluktuierender EE-Erzeugung (PV, Wind und Laufwasser) in GW dargestellt. Die Residuallast berechnet sich aus der Last abzüglich der fluktuierenden EE-Erzeugung. Des Weiteren sind die PV- und Wind-Abregelung in Prozent und der Leitungsbau in MVA km angegeben. Sowohl die maximale Residuallast als auch der maximale EE-Überschuss steigen von 2030 zu 2050 leicht an. Auch die PV-Abregelung verzeichnet im Gegensatz zur Wind-Abregelung einen deutlichen Anstieg, da zwischen 2030 und 2050 PV stärker ausgebaut wird. Die installierte Wind-Leistung wurde schon vor 2030 deutlich ausgebaut, weshalb der Ausbau zwischen den Zieljahren nicht mehr so stark ist. Dies zeigt sich auch im Leitungsausbau der 110 kV-Ebene, der durch den hohen Anstieg an Wind-Erzeugung und der Vermeidung von übermäßiger Abregelung verstärkt in 2030 notwendig wird. Der hier angegebene Leitungsausbau enthält dabei sowohl Leitungsausbau, der bereits für 2030 geplant ist und daher dem Netzmodell exogen (also von außen) vorgegeben wurde, als auch Leitungsausbau, der durch die Optimierung (endogen) ermittelt wurde, welches den überwiegenden Anteil des Netzausbaus in 2030 darstellt. Sensitivitätsrechnungen zeigen, dass der Netzausbau stark von den getroffenen Annahmen, wie EE- und Last-Verteilung, Grenzwerte zur Abregelung von PV und Wind, sowie Speichern abhängig ist. Der hier angegebene Netzausbau kann daher lediglich eine Tendenz anzeigen und soll die Möglichkeit bieten, den Netzausbau der verschiedenen Szenarien miteinander zu vergleichen. Da in der Optimierung kein Ausbaubedarf in den höheren Spannungsebenen entstanden ist, wird hier nur der Leitungsausbau der 110 kV-Ebene betrachtet.

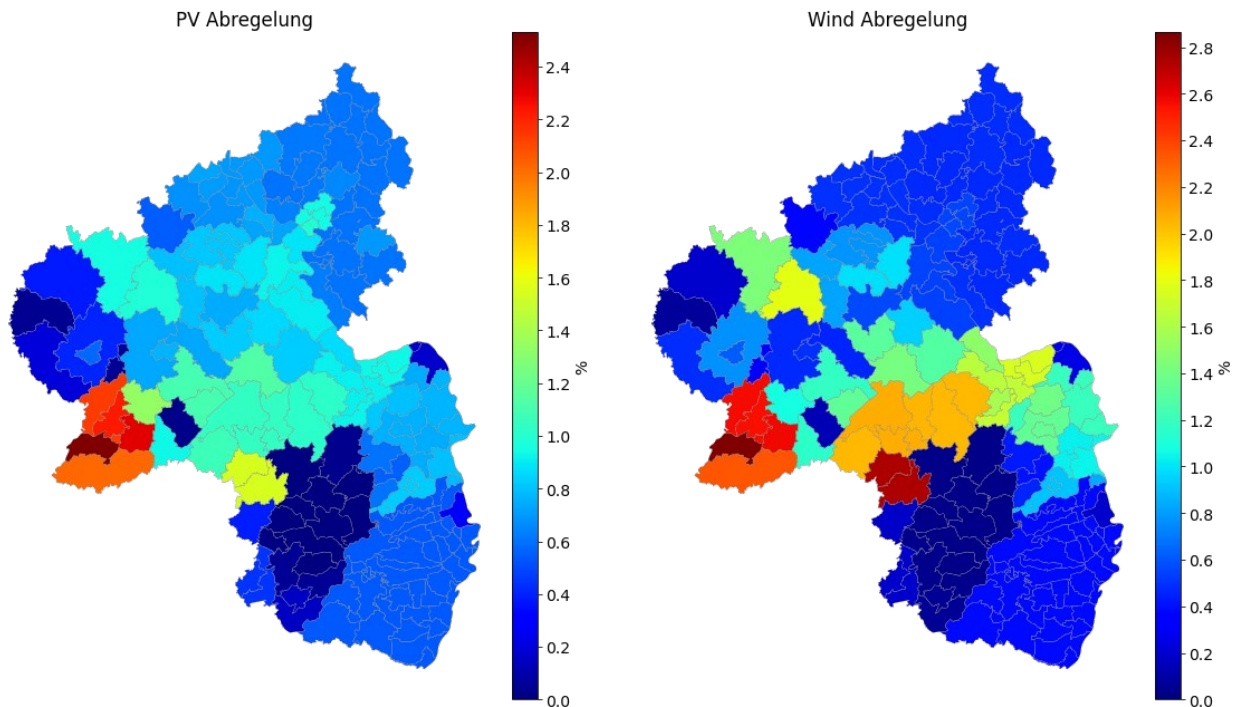
Abbildung 5-15: Key-Performance-Indikatoren für Rheinland-Pfalz



Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

5.4.1.3. Verbandsgemeinden

Die folgenden drei Abbildungen zeigen die zuvor definierten Key-Performance-Indikatoren auf Ebene der Verbandsgemeinden für das Zieljahr 2030 im Basisszenario. In Abbildung 5-16 ist die prozentuale Abregelung von PV und Wind dargestellt. Diese ist im Hunsrück und in der Westeifel vergleichsweise hoch, während im Süden von Rheinland-Pfalz kaum abgeregelt wird. Dies liegt an den vergleichsweise hohen installierten EE-Leistungen und der niedrigen Last in diesen Gebieten. Eine hohe Abregelung von PV und Wind ist jedoch auch ein Indikator für ein schwaches Netz in diesen Regionen. Da in der Modellierung Netzausbau im Vergleich zur EE-Abregelung teurer ist, wird bei einzelnen Netzengpässen zunächst EE-Leistung abgeregelt, bevor das Netz ausgebaut wird und der EE-Strom dann exportiert werden kann. Insgesamt liegt die Abregelung im niedrigen einstelligen Prozentbereich und daher in allgemein akzeptablem Bereich.

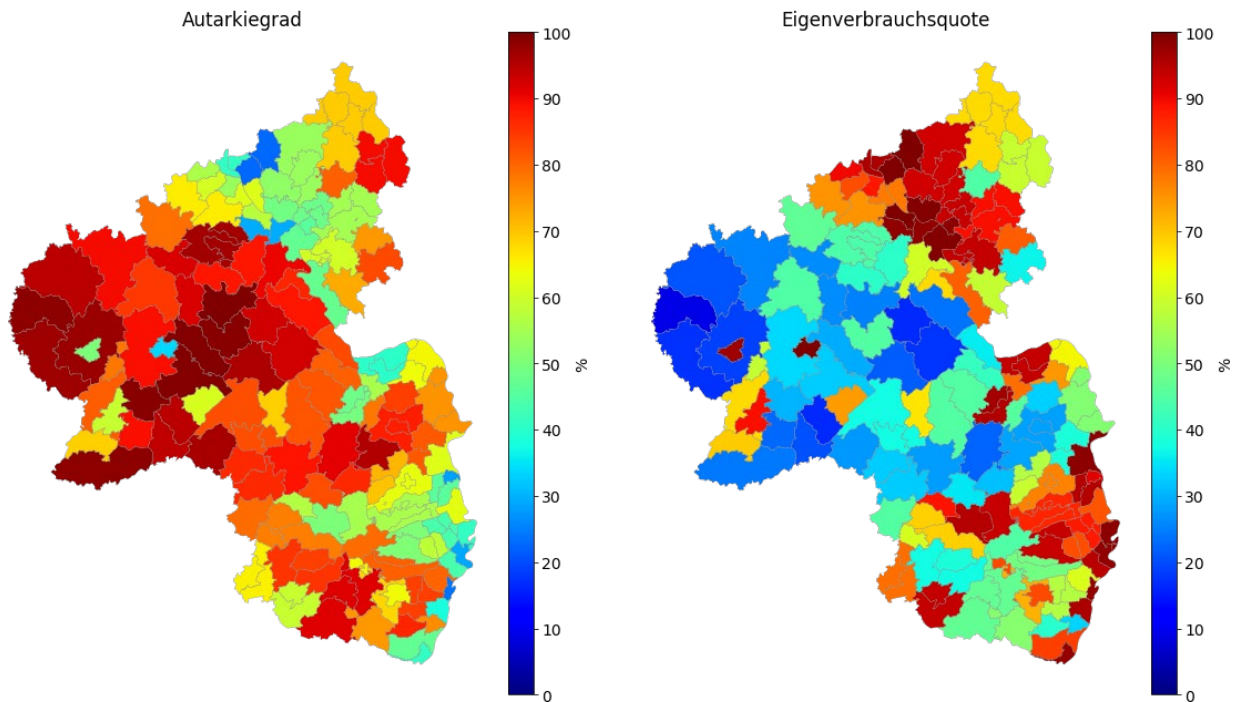
Abbildung 5-16: PV-Abregelung (links) und Wind-Abregelung (rechts) in 2030

Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

Abbildung 5-17 zeigt den Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsquote für die Verbandsgemeinden. Wie an der Abbildung zu sehen ist, verhalten sich diese beiden Werte überwiegend invers zueinander. Ist der Autarkiegrad hoch, spricht das für eine hohe Erzeugung, wodurch auch öfter exportiert wird. Dies reduziert die Eigenverbrauchsquote, die den Anteil der selbsterzeugten und -verbrauchten Energie angibt. Durch die hohen installierten EE-Leistungen und den geringen Verbrauch ist die Autarkie in der Eifel und im Hunsrück bei nahezu 100 %. Im Gegensatz dazu ist die Eigenverbrauchsquote im Westerwald und im Süden von Rheinland-Pfalz besonders hoch.

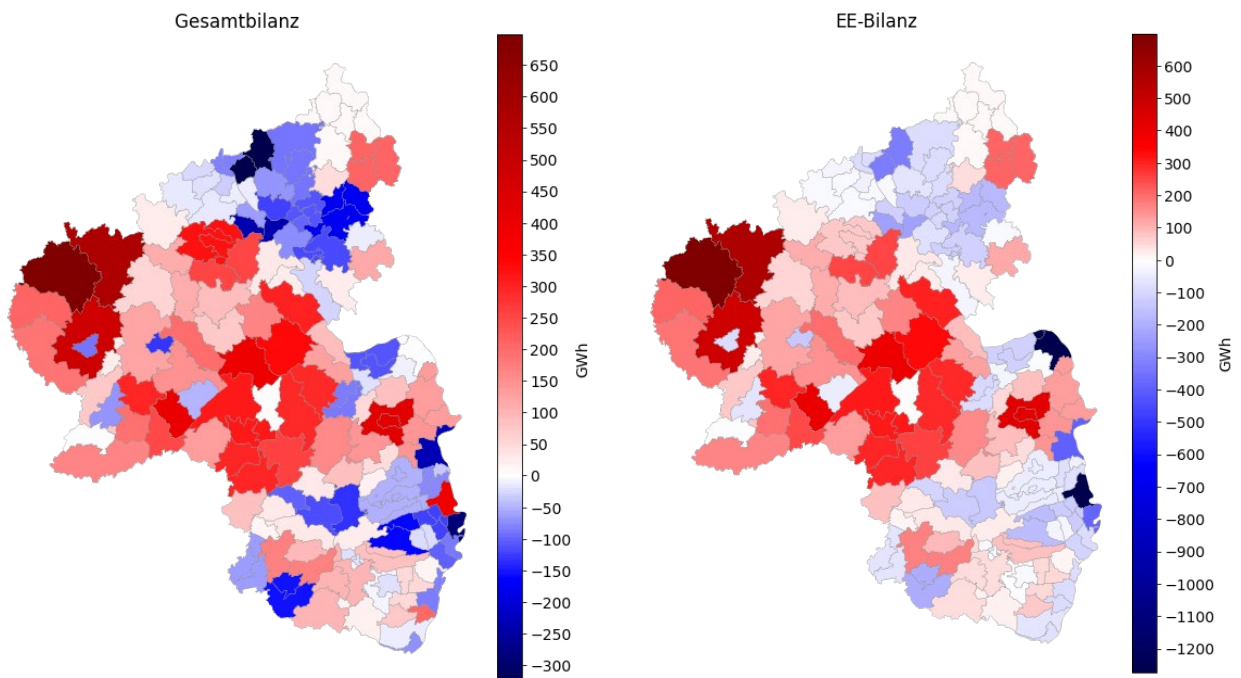
Abbildung 5-18 zeigt die Gesamtbilanz und die EE-Bilanz in absoluten Zahlen (Einheit GWh). Auch diese Werte zeigen ein ähnliches Bild wie in Abbildung 5-17. Sowohl die Gesamtbilanz als auch die EE-Bilanz sind in der Eifel und im Hunsrück vorwiegend positiv, während sie im Westerwald und im Süden vorwiegend negativ sind. In Mainz und in Ludwigshafen (BASF) befinden sich große Erdgaskraftwerke. Bei der Betrachtung der EE-Bilanz, wo nur erneuerbare Erzeugung berücksichtigt wird, nehmen diese beiden Verbandsgemeinden besonders hohe negative Werte an. Hier hebt sich besonders Ludwigshafen ab, dessen Gesamtbilanz zwar positiv ist, die EE-Bilanz jedoch stark negativ ausfällt.

Abbildung 5-17: Autarkiegrad und Eigenverbrauchsquote in 2030



Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

Abbildung 5-18: Gesamtbilanz und EE-Bilanz in 2030



Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

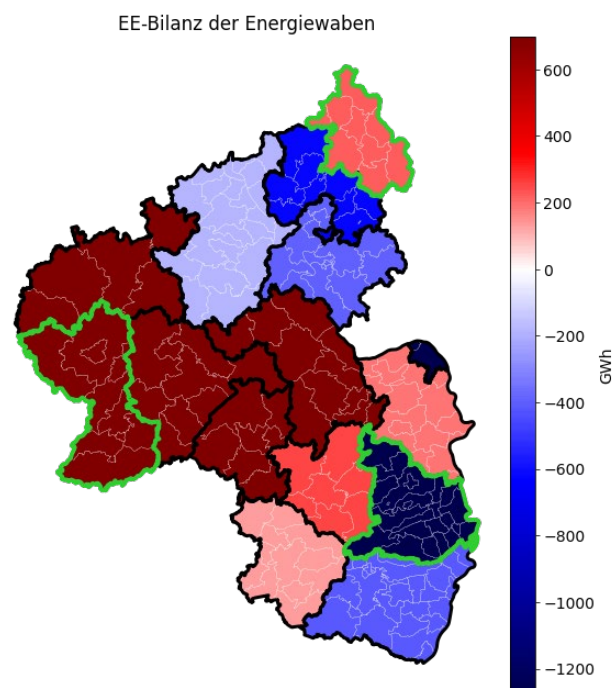
5.4.2. Ergebnisse des dezentralen Szenarios

Abbildung 5-19 zeigt die Einteilung von Rheinland-Pfalz in Energiewaben. Benachbarte Verbandsgemeinden, die über das 110 kV-Netz miteinander verbunden sind, wurden so kombiniert, dass Energiewaben ähnlicher Größe entstehen. Dabei wurde auch die EE-Bilanz der Verbandsgemeinden berücksichtigt, so dass sich Überschuss- und Defizit-Verbandsgemeinden in einer Wabe gegenseitig unterstützen können. Aufgrund der Netzstrukturen und oftmals ähnlicher lokaler Gegebenheiten (bspw. viel Erzeugung in der Eifel und im Hunsrück und hoher Verbrauch in der Vorderpfalz), war dies jedoch nur begrenzt möglich und es sind Energiewaben mit hohem EE-Überschuss und hohem EE-Defizit entstanden. Die Einfärbung der Energiewaben in Abbildung 5-19 zeigt die EE-Bilanz in GWh an. Die sehr unterschiedliche EE-Bilanz der Waben zeigt eine der Schwächen des dezentralen Ansatzes. Oftmals liegen erzeugungsstarke und verbrauchsstarke Regionen nicht nahe beieinander, so dass eine sinnvolle Kombination zu einer möglichst autarken Region kaum möglich ist. Drei Waben mit unterschiedlicher Erzeugungs- und Verbrauchscharakteristik sind in Abbildung 5-19 hervorgehoben (grün umrandet) und werden in der folgenden Auswertung detaillierter betrachtet:

- EE-Überschuss Wabe im Westen von Rheinland-Pfalz (Region um Trier)
- Ausgeglichene Wabe (leichter EE-Überschuss) im Norden von Rheinland-Pfalz (nördlicher Teil des Westerwaldes)
- EE-Defizit Wabe in der Vorderpfalz (Region um Ludwigshafen)

In der dezentralen Modellierung verhalten sich die Waben eigenverbrauchsorientiert. Lokale Erzeugung und Flexibilitäten werden bevorzugt genutzt, um den Eigenverbrauch und somit die Autarkie zu steigern.

Abbildung 5-19: Einteilung von Rheinland-Pfalz in Energiewaben (schwarze Umrandung). Grüne Umrandung: Die drei Beispielwaben Nord, West und Vorderpfalz.

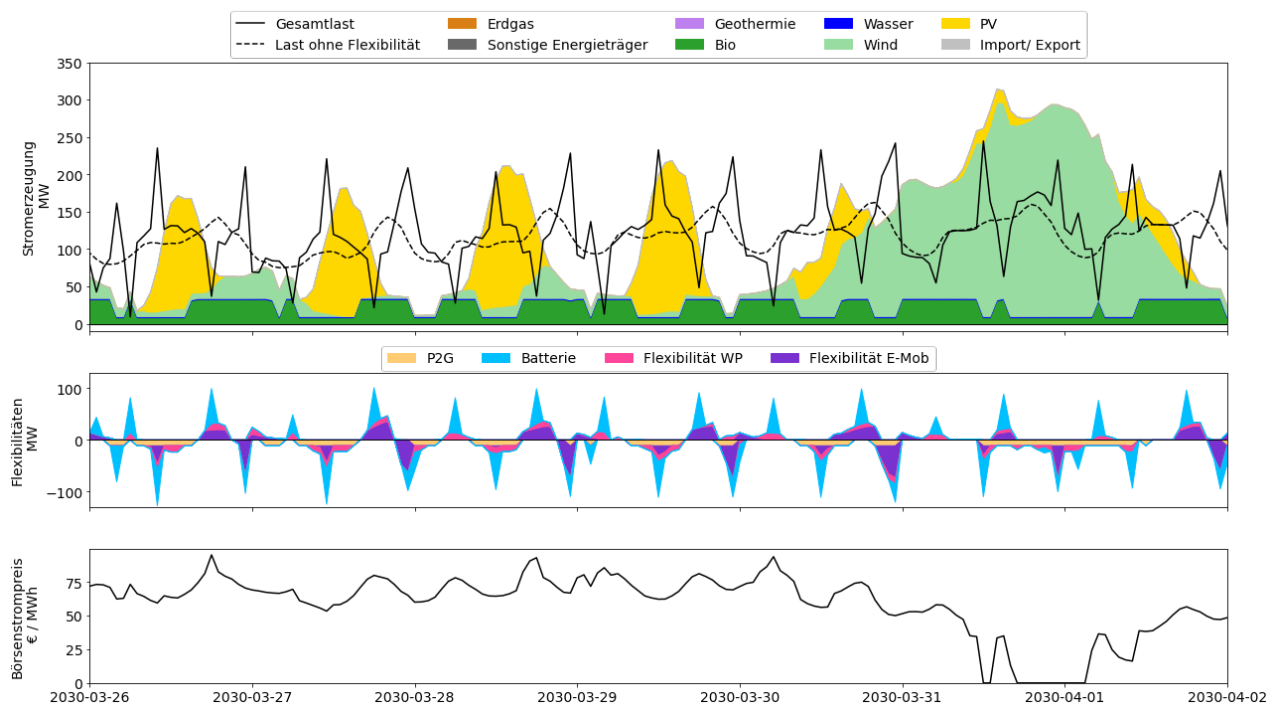


Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

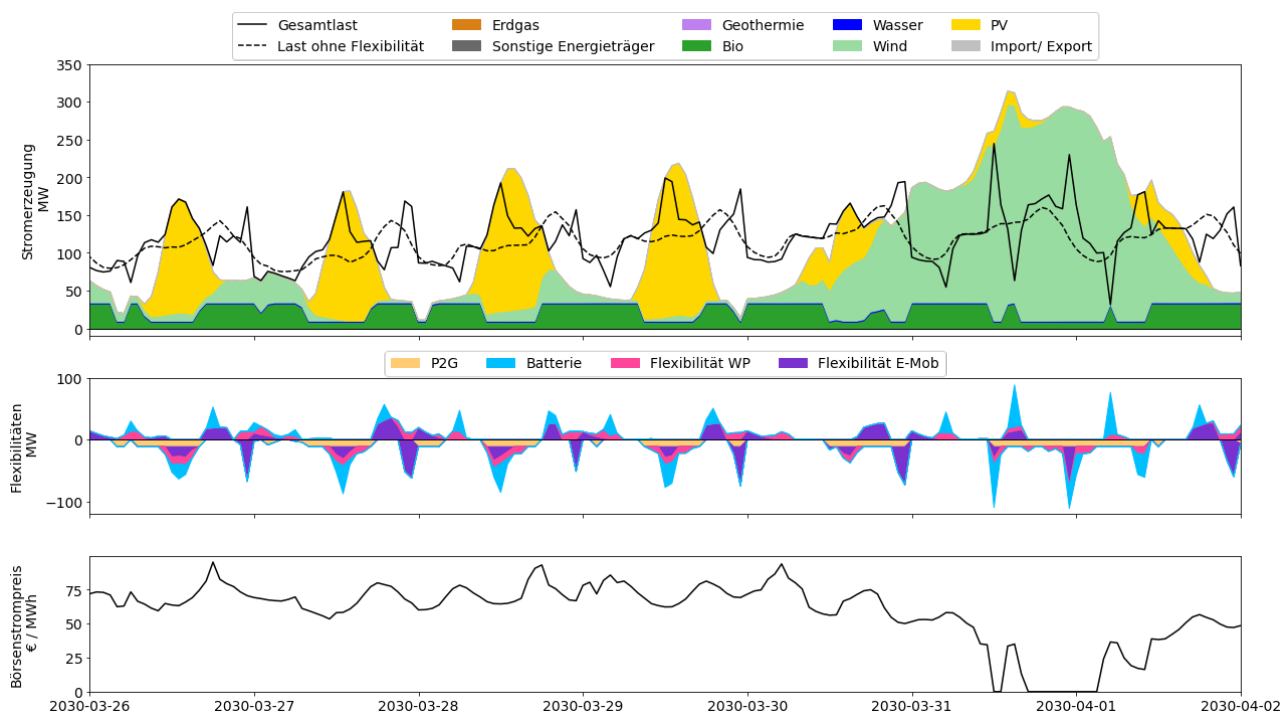
Abbildung 5-20 und Abbildung 5-21 zeigen den Einsatz der Erzeugungsleistung und Flexibilitäten der Wabe Nord für das Basisszenario und das dezentrale Szenario im Vergleich. Während im Basisszenario die Flexibilitäten in erster Linie dafür genutzt werden, um Schwankungen im Börsenstrompreis bestmöglich auszugleichen, zielt der Flexibilitätseinsatz im dezentralen Szenario auf einen möglichst hohen Eigenverbrauch ab, um Importe zu reduzieren. Dadurch werden die Speicher vorwiegend zu Zeiten hoher Erzeugung geladen und zu Zeiten, in denen der Strombedarf nicht gedeckt ist, entladen. Besteht über einen längeren Zeitraum ein Überschuss oder Defizit an Erzeugung, orientieren sich die Flexibilitäten wieder vermehrt an dem Börsenstrompreis.

Durch den Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch führt das dezentrale Szenario zu einer Glättung der Residuallast. Dies ist in Abbildung 5-22 dargestellt, in der der Verlauf der Residuallast für beide Szenarien für die ersten beiden Januar- und die ersten beiden Juli-Wochen abgebildet ist.

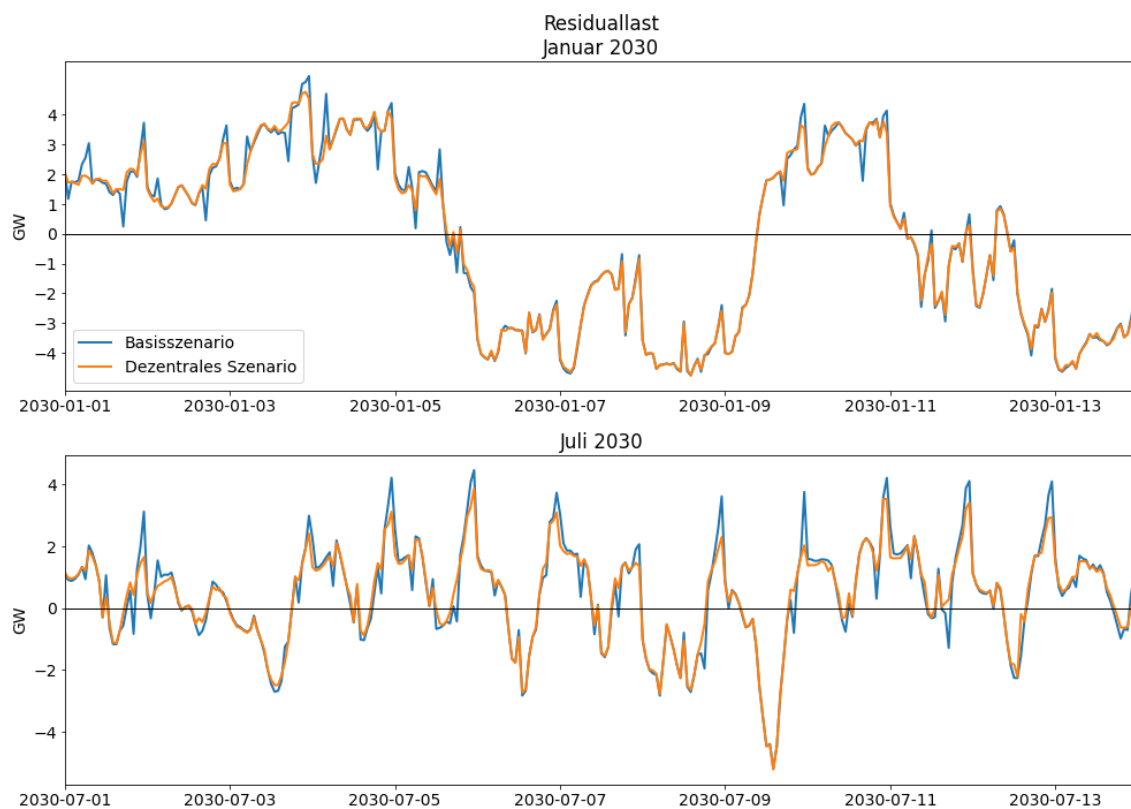
Abbildung 5-20: Einsatz der Erzeugungsanlagen der Wabe „Nord“ im Basisszenario 2030



Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

Abbildung 5-21: Einsatz der Erzeugungsanlagen der Wabe „Nord“ im dezentralen Szenario 2030

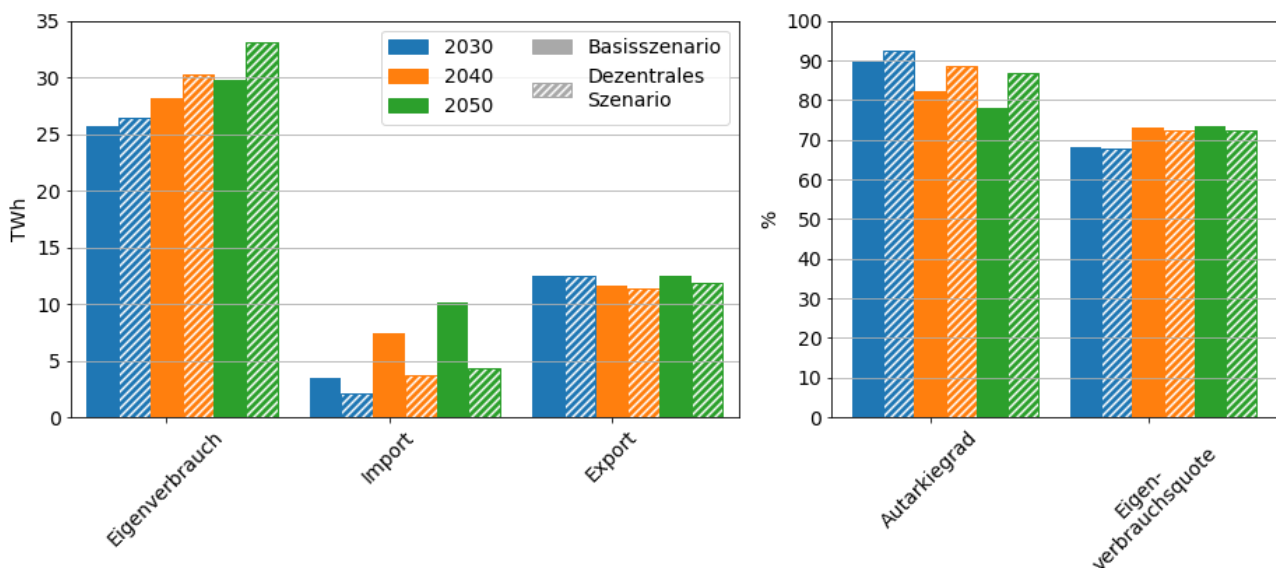
Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

Abbildung 5-22: Residuallast des Basis- und dezentralen Szenarios für Rheinland-Pfalz

Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

Abbildung 5-23 zeigt einen Vergleich der Key-Performance-Indikatoren des Basis- und dezentralen Szenarios. Der veränderte Einsatz der Flexibilitäten führt zu einem Anstieg des Eigenverbrauchs im dezentralen Szenario. Im Jahr 2050 kann der Eigenverbrauch um mehr als 3 TWh gesteigert werden. Dadurch kann der Gesamtimport reduziert werden und der Autarkiegrad steigt: im Jahr 2050 um 8 Prozentpunkte. Im Gegensatz dazu ändert sich die Eigenverbrauchsquote kaum, die den Anteil an Eigenverbrauch zu Gesamterzeugung darstellt. Zwar steigt der Eigenverbrauch, jedoch steigt auch die Gesamterzeugung durch erhöhte Nutzung der konventionellen Kraftwerke, um Importe möglichst zu vermeiden und somit autarker von der Umgebung zu sein. Auch der Export bleibt auf einem ähnlichen Niveau. Überschüsse an EE-Erzeugung werden weiterhin exportiert, um hohe PV- oder Wind-Abregelung zu vermeiden. Weitere Key-Performance-Indikatoren, wie EE-Abregelung und Leitungsausbau werden nicht gesondert aufgeführt, da es auch hier kaum Unterschiede zwischen den Szenarien gibt. Der Netzausbau ist sogar in beiden Szenarien identisch. Auf Grund der vergleichsweise hohen Kosten für Netzausbau gegenüber der Steuerung von Flexibilitätsoptionen (Elektroautos und Wärmepumpen) wird das Netz nur ausgebaut, wenn keine anderen Optionen verfügbar oder erlaubt sind. Alternativen wären beispielsweise Speicherausbau, der vergleichsweise teuer ist, oder EE-Abregelung, die auch nur in Maßen möglich ist. Besteht ein Netzengpass, werden in beiden Szenarien zunächst alle anderen Flexibilitätsoptionen voll ausgeschöpft (die in beiden Szenarien identisch sind) und nur falls dies nicht ausreicht, werden Leitungen ausgebaut.

Abbildung 5-23: Vergleich der Key-Performance-Indikatoren des Basis- und dezentralen Szenarios für Rheinland-Pfalz

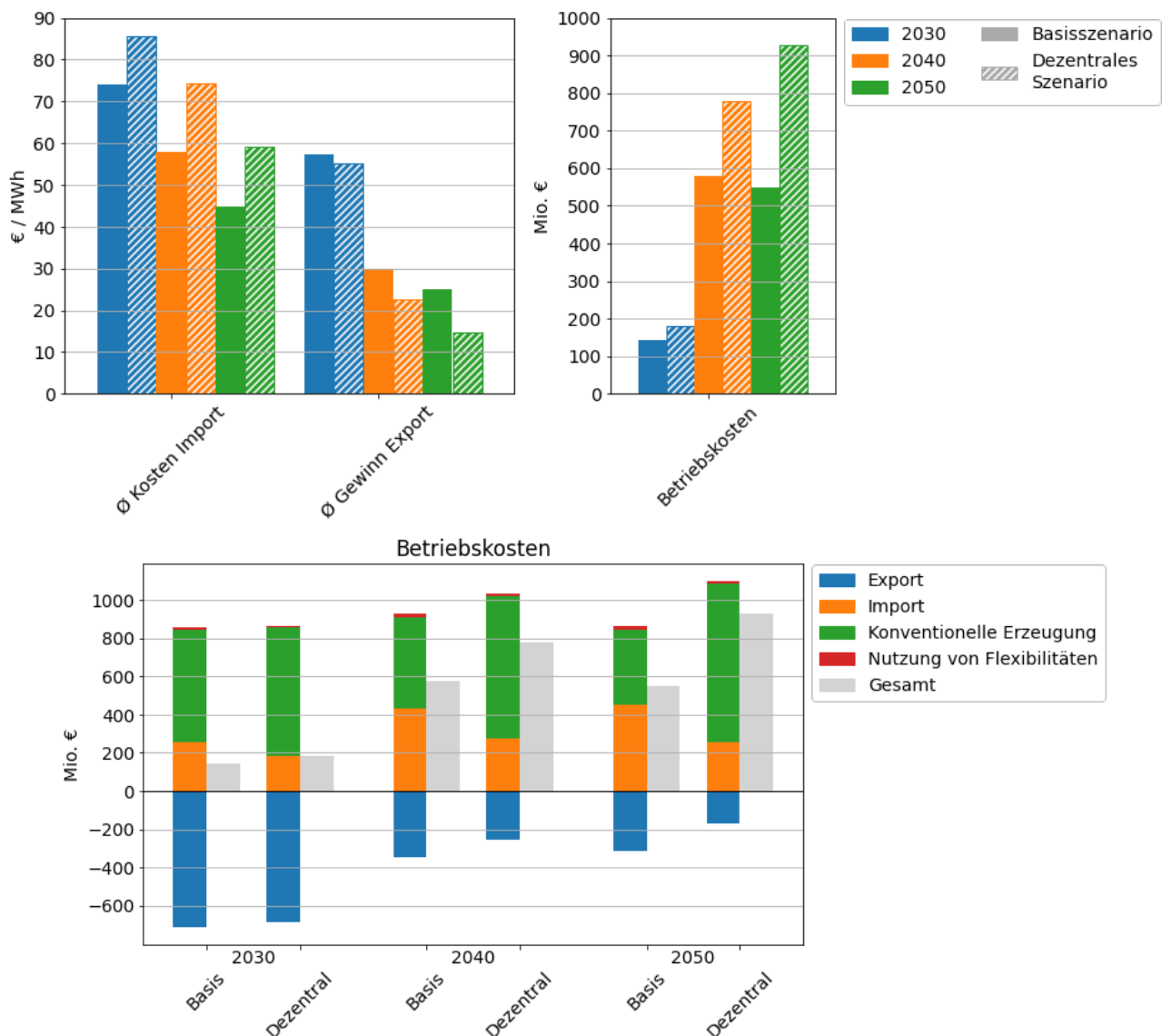


Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

Die Nutzung der Flexibilitäten zur Steigerung des Eigenverbrauchs ist mit erhöhten Kosten verbunden, da die Flexibilitäten nicht mehr primär dafür genutzt werden, um die tatsächlichen Systemkosten zu minimieren. Dies führt unter anderem dazu, dass Schwankungen im Börsenstrompreis nicht mehr optimal ausgenutzt werden. Im Vergleich zum Basisszenario finden im dezentralen Szenario Stromimporte vermehrt zu Zeiten statt, in denen der Börsenstrompreis höher ist. Analog wird auch mit weniger Erlös exportiert. Die durchschnittlichen Importkosten und der durchschnittliche Erlös für Exporte in €/MWh sind in Abbildung 5-24 (links) für alle drei Zieljahre für das Basisszenario und das

dezentrale Szenario dargestellt. Zudem zeigt die Abbildung (rechts) auch die gesamten Betriebskosten in Mio. €, die sich aus den Kosten für Import und Export, den Grenzkosten für konventionelle Erzeugung und den Kosten für die Nutzung der Flexibilitäten zusammensetzt. Da der Netz- und Speicherausbau in beiden Szenarien identisch ist, werden nur die Betriebskosten und nicht die Investitionskosten verglichen. Im Jahr 2050 steigen die Betriebskosten im dezentralen Szenario besonders stark an. Das untere Diagramm, in der die Anteile der Betriebskosten aufgeschlüsselt sind, zeigt, dass der Anstieg der Betriebskosten in allen Zieljahren auf einen erhöhten Einsatz von konventioneller Erzeugung zurückzuführen ist, da dadurch Importe vermieden und die Autarkie gesteigert werden kann. Zwar sind die durchschnittlichen Kosten für Import höher, jedoch wird auch deutlich weniger importiert, wodurch dieser Anteil sinkt. Im Jahr 2030 sind durch einen hohen Erlös durch Exporte die Betriebskosten vergleichsweise gering.

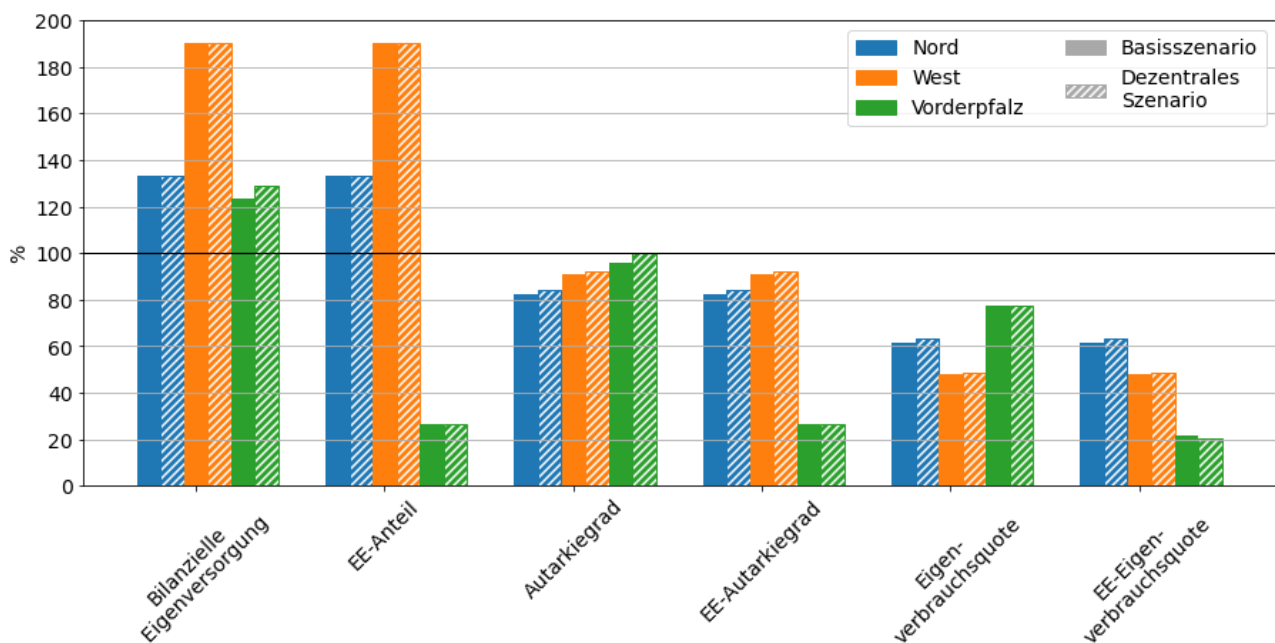
Abbildung 5-24: Vergleich der Kosten des Basis- und dezentralen Szenarios.



Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

Abbildung 5-25 zeigt die wichtigsten Key-Performance-Indikatoren für die Energiewaben Nord, West und Vorderpfalz (siehe Abbildung 5-19) für das Jahr 2030. Die bilanzielle Eigenversorgung aller drei Waben ist über 100 %. Der EE-Anteil der Vorderpfalz-Wabe liegt allerdings unter 30 %, da die Last durch das Industriewerk BASF sehr hoch ist. Der hohe Wert der bilanziellen Eigenversorgung ist bei dieser Wabe (im Gegensatz zu den anderen beiden Waben) auf konventionelle Kraftwerke zurückzuführen. Im Vergleich zur Nord-Wabe, hat die West-Wabe einen höheren Autarkiegrad, was auf den deutlich höheren EE-Anteil zurückzuführen ist. Dies zeigt, dass ein überdimensionaler Ausbau von EE-Leistung zu einer höheren Autarkie führt. Das dezentrale Szenario führt im Vergleich zum Basisszenario nur zu geringen Unterschieden im Autarkiegrad und der Eigenverbrauchsquote der Waben. Bei allen drei Waben steigt die Autarkie leicht. Durch die Erdgaskraftwerke steigt der Autarkiegrad in der Vorderpfalz auf 100 %. Daher sind in dieser Abbildung zusätzlich der Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsquote basierend auf der EE-Erzeugung dargestellt, die für die Vorderpfalz unverändert gering bleiben. Die Eigenverbrauchsquote der Vorderpfalz sinkt nur leicht, da die Gesamterzeugung der Wabe ansteigt. Im Gegensatz dazu steigt die Eigenverbrauchsquote der Waben Nord und West im dezentralen Szenario, da der Eigenverbrauch steigt, während die Gesamterzeugung, die nur aus EE-Erzeugung besteht, annähernd gleichbleibt.

Abbildung 5-25: Key-Performance-Indikatoren der Waben Nord, West und Vorderpfalz.



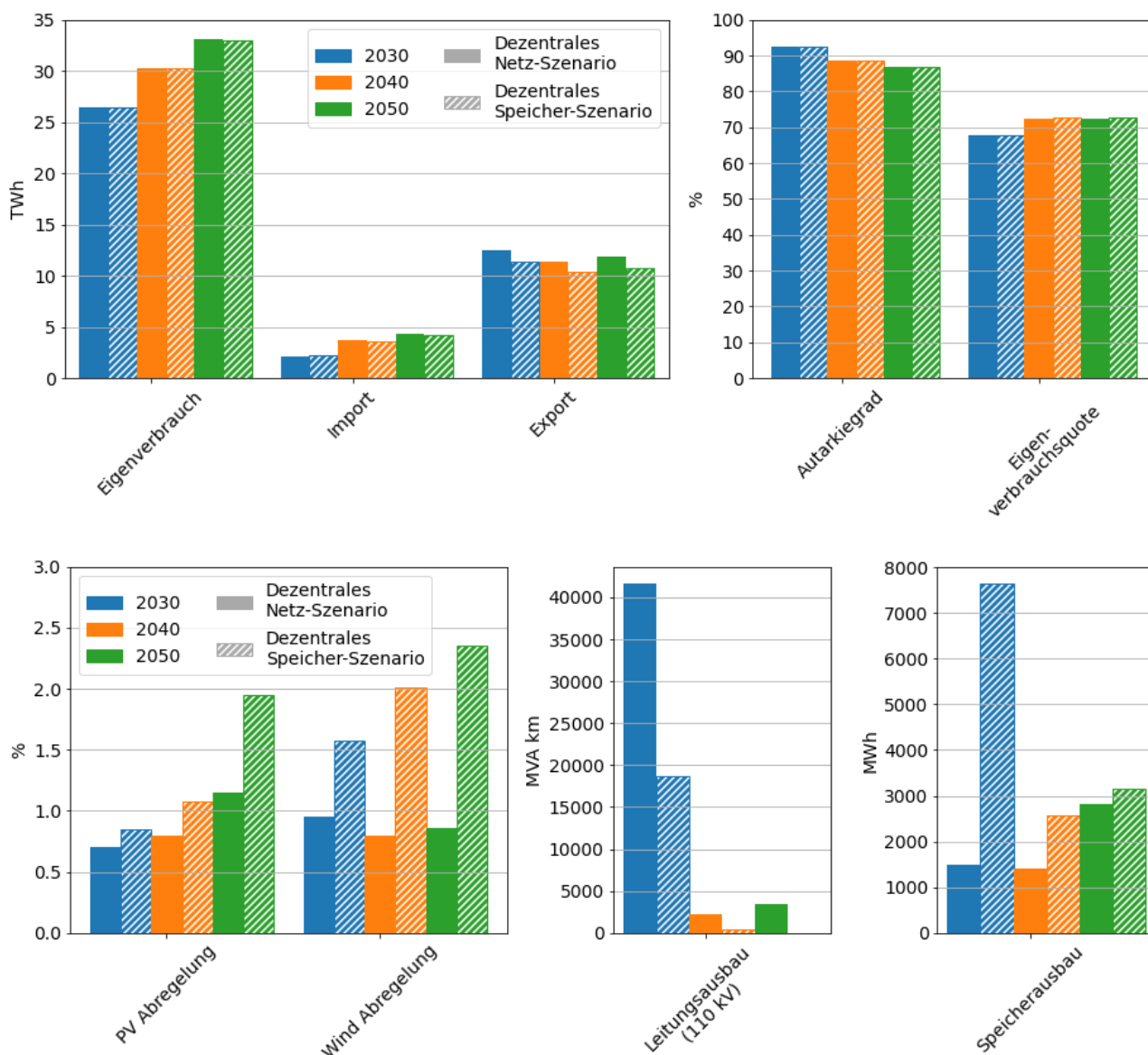
Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

5.4.3. Sensitivitätsanalyse Speicherausbau

Insbesondere im Jahr 2030 fällt der Anstieg des Autarkiegrads im dezentralen Szenario im Vergleich zum Basisszenario mit nur 3 Prozentpunkten relativ gering aus. Dies liegt überwiegend an dem ohnehin schon sehr hohen Autarkiegrad von fast 90 Prozent. Des Weiteren wird im dezentralen Szenario zwar die Betriebsweise geändert, die grundlegenden Voraussetzungen insbesondere im Hinblick auf die verfügbaren Flexibilitäten bleiben jedoch gleich. Aus diesem Grund wurde ein weiteres Szenario untersucht, in dem in der Optimierung Speicherausbau vor Netzausbau priorisiert wird und Leitungen nur dann ausgebaut werden, wenn es unbedingt nötig ist. Für die Sensitivitätsanalyse wurden Speicherkosten von 200 €/kWh angenommen. In Abbildung 5-26 sind die Key-Performance-Indikatoren für das dezentrale Netz- und Speicher-Szenario dargestellt. Sowohl der Leitungsausbau als auch der Speicherausbau enthalten sowohl vorgegebene (exogene) Ausbaukapazitäten als auch durch die Optimierung resultierenden zusätzlichen (endogenen) Ausbau. Der Ausbau bezieht sich auf das jeweilige vorherige Jahrzehnt.

Durch den sehr hohen Speicherausbau kann im Vergleich zum dezentralen Netz-Szenario viel Leitungsausbau vermieden werden. Dennoch ändern sich der Autarkiegrad und die Eigenverbrauchsquote im Vergleich zum dezentralen Netz-Szenario trotz der erhöhten Speicherkapazitäten kaum. Hinzu kommt, dass der Anteil an abgeregelter PV- und Windleistung durch die verringerten Leitungskapazitäten deutlich steigt und somit auch weniger Export stattfindet. Der kaum vorhandene Einfluss auf die Autarkie ist darauf zurückzuführen, dass in den Berechnungen nur Tagesspeicher berücksichtigt werden. Um den ohnehin schon sehr hohen Autarkiegrad weiter zu steigern, wären Langzeitspeicher nötig, die auch Überschuss- und Defizit-Phasen von mehreren Tagen ausgleichen können. Dies würde die ohnehin schon hohen Investitionskosten noch weiter in die Höhe treiben.

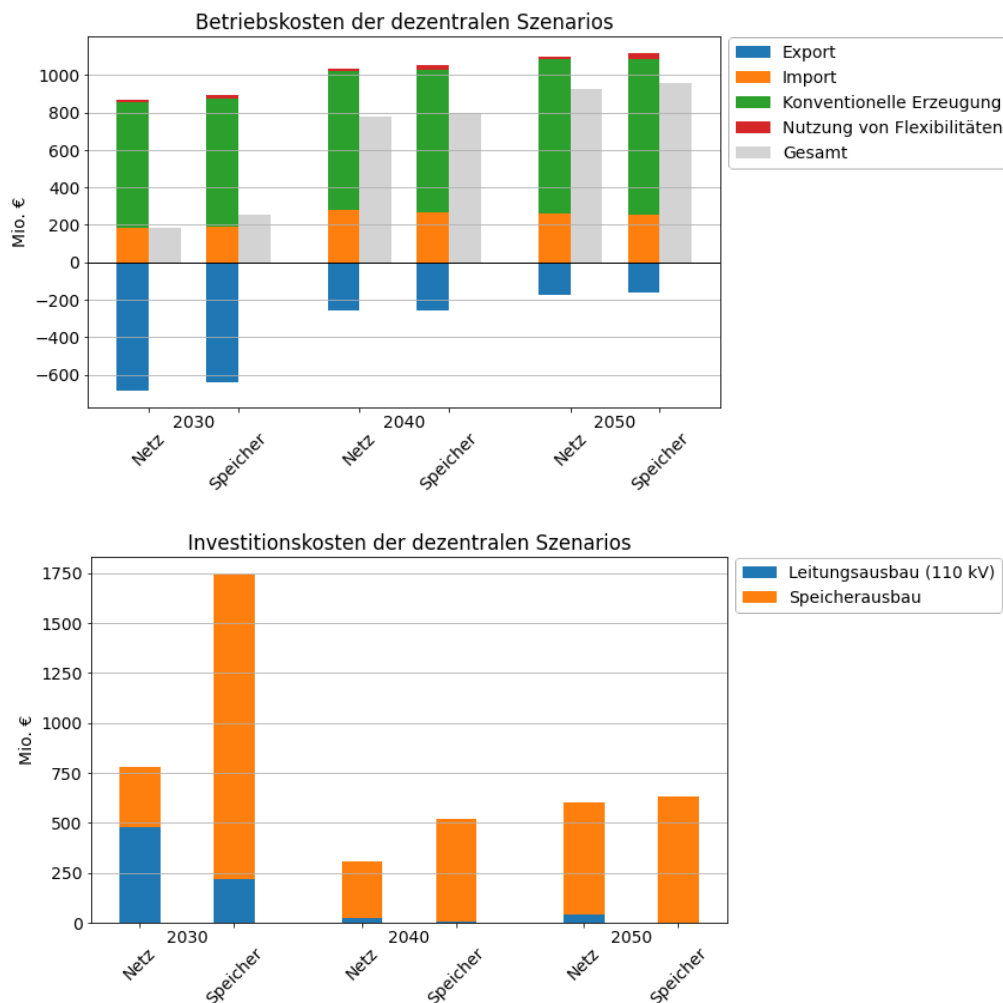
Abbildung 5-26: Vergleich der Key-Performance-Indikatoren des dezentralen Netz- und Speicher-Szenarios



Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

Abbildung 5-27 vergleicht die Betriebs- und Investitionskosten des dezentralen Netz- und Speicher-Szenarios. Wie zu erwarten sind sowohl die Betriebs- als auch die Investitionskosten, die sich aus Leitungs- und Speicherausbau zusammensetzen, im Speicher-Szenario höher. Der leichte Anstieg der Betriebskosten ist insbesondere auf den verringerten Export und auf die erhöhte Nutzung der Flexibilitäten zurückzuführen. Der Anstieg der Investitionskosten entsteht vor allem durch den erhöhten Speicherausbau. Der Vergleich der beiden Szenarien zeigt, dass durch einen starken Ausbau von Speichern zwar Leitungsausbau vermieden werden kann, dieser jedoch trotz der Annahme von relativ geringen Investitionskosten von 200 €/kWh für Speicher zu deutlich höheren Kosten führt. Erst eine weitere kurzfristige Kostenreduktion um den Faktor 4, also Speicherkosten von 50 €/kWh, würde Speicher ökonomisch interessant erscheinen lassen.

Abbildung 5-27: Betriebs- und Investitionskosten des dezentralen Netz- und Speicher-Szenarios



Quelle: Energynautics GmbH (eigene Darstellung)

5.5. Fazit

Die Modellierungen des Basisszenarios und des dezentralen Szenarios haben gezeigt, dass durch die Kombination benachbarter Gebiete zu sogenannten Energiewaben, sowie einer Anpassung der Betriebsweise mit dem Fokus auf eine dezentrale Energieversorgung, die Autarkie der Energiewaben gesteigert werden kann. Dabei entsteht jedoch schon beim Zusammenschluss benachbarter Gebiete das Problem, dass erzeugungsstarke und verbrauchsstarke Regionen oftmals geographisch weit auseinander liegen und somit ein Energieaustausch auf kurzen Wegen gar nicht möglich ist, sondern über das zentrale Übertragungsnetz erfolgen muss. Bei einem EE-Anteil von über 100 % ist der Autarkiegrad inhärent auch bei zentraler Optimierung schon sehr hoch, so dass die dezentrale, eigenverbrauchsoptimierte Betriebsweise eine geringe Steigerung der Autarkie nur durch die vermehrte Nutzung von konventionellen Kraftwerken und erhöhten Betriebskosten teuer erkaufen kann. Auch durch einen starken Ausbau von Tagesspeichern kann die Autarkie nicht weiter erhöht werden, da sich bei gleichzeitig deutlicher Reduktion des Leitungsaubaus die Abregelungsmenge von Wind- und PV-Strom zwangsläufig erhöht. Hinzu kommen deutlich höhere Investitionskosten in

Speicher. Um ohne konventionelle Kraftwerke einen Autarkiegrad von mehr als 90 % erreichen zu können, werden daher überdimensionierte EE-Kapazitäten und Langzeitspeicher benötigt, welche wiederum noch einmal die Systemkosten in die Höhe treiben würden.

6. Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen bei einer stärkeren Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems

Im Folgenden werden verschiedene Möglichkeiten zur Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen im Hinblick auf eine stärkere Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems thematisiert. Diese ergeben sich teilweise aufgrund des Umsetzungsbedarfs europäischer Vorgaben, teilweise aufgrund des Weiterentwicklungsbedarfs des nationalen Rechts.

6.1. EU-Vorgaben für die Eigenversorgung und Ableitungen für das deutsche Recht

Die neue Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EU) 2018/2001 (im Folgenden: EE-RL) enthält in Art. 21 erstmals EU-Vorgaben zur Regelung der Eigenversorgung mit Strom aus erneuerbaren Energien (EE-Eigenversorgung). Diese müssen spätestens bis zum 30.06.2021 in das deutsche Recht umgesetzt werden. Dabei ist der deutsche Gesetzgeber verpflichtet, einen Regulierungsrahmen zu schaffen, der die EE-Eigenversorgung unterstützt und erleichtert (Art. 21 Abs. 6 EE-RL). Im Folgenden werden der Inhalt der Regelung sowie die daraus folgenden Handlungsspielräume und Umsetzungspflichten des deutschen Gesetzgebers im Rahmen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG 2021) komprimiert dargestellt.⁵⁴

6.1.1. Begriffsverständnis der Eigenversorgung

Zunächst wird in der EE-RL definiert, was unter einem EE-Eigenversorger zu verstehen ist (Art. 2 Nr. 14 EE-RL): Der Eigenversorger ist danach ein Endkunde, der an Ort und Stelle innerhalb definierter Grenzen oder, sofern die Mitgliedstaaten das gestatten, an einem anderen Ort für seine Eigenversorgung erneuerbare Elektrizität erzeugt und eigenerzeugte erneuerbare Elektrizität speichern oder verkaufen darf, sofern es sich bei diesen Tätigkeiten nicht um die gewerbliche oder berufliche Haupttätigkeit handelt.

Eigenversorgung nach dem EEG 2021 erfordert, dass der Strom in unmittelbarem räumlichem Zusammenhang mit der Stromerzeugungsanlage erzeugt wird, ohne dass der Strom durch ein Netz durchgeleitet wird (§ 3 Nr. 19 EEG 2021). Die EE-RL ermöglicht es, den Kreis der Eigenversorgung weiter zu ziehen.

Die EE-RL regelt zudem die Einschaltung Dritter im Rahmen der Eigenversorgung (Art. 21 Abs. 5 EE-RL). Danach darf die Anlage des Eigenversorgers im Eigentum eines Dritten stehen oder hinsichtlich der Einrichtung, des Betriebs, einschließlich der Messung und Wartung, von einem Dritten betreut werden. Dies gilt, solange der Dritte weiterhin den Weisungen des Eigenversorgers unterliegt.

⁵⁴ Die Ausführungen basieren dabei teilweise auf *Papke/Kahles*, Neue EU-Regelungen zur Eigenversorgung – Auswirkungen des Art. 21 der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf das deutsche Recht, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 36 vom 14.12.2018.

Nach dem EEG 2021 muss die natürliche oder juristische Person, die den Strom selbst verbraucht, die Stromerzeugungsanlage „selbst betreiben“ (§ 3 Nr. 19 EEG 2021). Dieser enge Wortlaut wird durch die Bundesnetzagentur in ihrem Leitfaden zwar bereits etwas weiter ausgelegt. So ist etwa das Eigentum an der Anlage kein zwingendes Erfordernis, solange der Eigenversorger das wirtschaftliche Risiko trägt und die tatsächliche Sachherrschaft behält sowie die Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt.⁵⁵ Mit Blick auf die neuen EU-Vorgaben sollte aus Gründen der Rechtsklarheit und Rechtssicherheit die Einbeziehung Dritter im Rahmen der Eigenversorgung direkt im Gesetzestext anhand des Kriteriums der Weisungsbefugnis geregelt werden.

6.1.2. Abgaben, Umlagen und Gebühren für eigenverbrauchten Strom

Die EE-RL stellt als Grundsatz auf, dass EE-Eigenversorger Strom erzeugen dürfen, ohne dass der Anteil des Stroms, der an Ort und Stelle verbleibt, diskriminierenden und unverhältnismäßigen Verfahren oder jeglichen Abgaben, Umlagen und Gebühren unterworfen ist (Art. 21 Abs. 2 lit. ii) EE-RL). Der weitgehende Grundsatz, dass der selbst verbrauchte Strom überhaupt keinen Abgaben, Umlagen oder Gebühren unterworfen werden darf, erfährt allerdings recht große Einschränkungen im Rahmen des Art. 21 Abs. 3 EE-RL. Dort ist geregelt, dass im Falle von drei Ausnahmen doch eine Erhebung nichtdiskriminierender und verhältnismäßiger Abgaben, Umlagen oder Gebühren möglich ist und zwar,

- wenn die eigenerzeugte Elektrizität effektiv durch eine Förderregelung gefördert wird und die Rentabilität des Projekts und der Anreizeffekt der Förderung nicht untergraben werden (lit. a),
- ab 1.12.2026, wenn der Gesamtanteil an Eigenversorgungsanlagen über 8 % der in einem Mitgliedstaat insgesamt installierten Stromerzeugungskapazität liegt und eine negative Kosten-Nutzen-Analyse der nationalen Regulierungsbehörde vorliegt (lit. b),
- es sich um Anlagen mit einer Gesamtstromerzeugungskapazität von mehr als 30 kW handelt (lit. c).

Eine vollständige Befreiung der EE-Eigenversorger von Abgaben, Umlagen und Gebühren für den selbst erzeugten und an Ort und Stelle verbrauchten Strom im deutschen Recht entspräche zwar einerseits der grundsätzlichen Stoßrichtung der EE-RL. Hierzu besteht andererseits aufgrund der weitgehenden Ausnahmen von diesem Grundsatz allerdings keine Verpflichtung des Bundesgesetzgebers. Die EE-RL gibt aber die Möglichkeit hierzu. Für selbst verbrauchten Strom von EE-Anlagen mit einer Leistung von höchstens 30 kW und für höchstens 30 MWh pro Kalenderjahr entfällt nach § 61b Abs. 2 EEG 2021 künftig die EEG-Umlage. Damit wurde die diesbezügliche Vorgabe der EE-RL umgesetzt.

Für Anlagen über 30 kW ist der Bundesgesetzgeber frei, eine EEG-Umlagebefreiung für EE-Eigenversorger vorzusehen. Jedenfalls sollte aufgrund der generellen Anforderung des Art. 21 Abs. 3 EE-RL regelmäßig durch die Bundesregierung überprüft und überwacht werden, ob die derzeitige Höhe der Erhebung der EEG-Umlage auf den selbstverbrauchten Strom weiterhin verhältnismäßig und nichtdiskriminierend ist (dies ist auch im Hinblick auf die Pflicht zur Bewertung ungerechtfertigter Hemmnisse für die EE-Eigenversorgung nach Art. 21 Abs. 6 EE-RL erforderlich, siehe Abschnitt 3.1.5). Dies könnte im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts erfolgen.

⁵⁵ BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Stand Juli 2016, S. 22 f.

6.1.3. Recht zur Erzeugung, Speicherung und Verkauf des Überschussstroms

Die EE-RL sieht nicht nur Rechte der EE-Eigenversorger in Bezug auf den selbstverbrauchten Strom, sondern auch mit Blick auf die Verwendung des Überschussstroms vor. EE-Eigenversorger müssen dazu berechtigt sein, die Überschussproduktion zu speichern und, gegebenenfalls über Aggregatoren sowie auf unterschiedlichen Wegen, zu verkaufen. Dabei darf der in das Netz eingespeiste Strom keinen diskriminierenden oder unverhältnismäßigen Verfahren, Umlagen und Abgaben sowie Netzentgelten unterworfen sein, die nicht kostenorientiert sind (Art. 21 Abs. 2 lit. a) ii) EE-RL).

EE-Eigenversorger sind trotz der ihnen zugesprochenen Rechte zum Verkauf ihres Überschussstroms weiterhin als Endverbraucher zu betrachten und behalten ihre dementsprechenden Rechte und Pflichten (Art. 21 Abs. 2 lit. c) EE-RL).

Zusätzlich haben EE-Eigenversorger das Recht, mit Anlagen zur Erzeugung erneuerbarer Elektrizität für die Eigenversorgung zusammengeschaltete Stromspeichersysteme zu installieren und zu betreiben, ohne doppelten Umlagen und Abgaben unterworfen zu sein (Art. 21 Abs. 2 lit. b) EE-RL).

Die Mitgliedstaaten können für den eingespeisten Strom „gegebenenfalls“ im Rahmen einer Förderregelung das Recht der EE-Eigenversorger auf eine Vergütung vorsehen, die dem Marktwert des eingespeisten Stroms entspricht und auch den langfristigen Wert dieses Stroms für das Netz, die Umwelt und die Gesellschaft berücksichtigen kann (Art. 21 Abs. 2 lit. d) EE-RL).

Das EEG 2021 ermöglicht den Eigenversorgern den Verkauf ihres Überschussstroms im Wege der Direktvermarktung mit Marktprämie oder der sonstigen Direktvermarktung ohne Förderung. Für Eigenversorger mit Anlagen bis 100 kW (oder Bestandsanlagen), die ihren Strom nicht vermarkten, besteht ein Anspruch auf Einspeisevergütung. Mit der nach dem EEG 2021 gewährten Anschlussförderung wird dies nun auch Anlagen nach Ablauf des ursprünglichen Förderzeitraums ermöglicht, die aufgrund der zuvor geltenden Rahmenbedingungen der sonstigen Direktvermarktung keine wirtschaftliche Weiterbetriebsperspektiv hatten.⁵⁶ Damit wird den Eigenversorgern der Verkauf und die Einspeisung ihres Überschussstroms grundsätzlich entsprechend den Vorgaben der EE-RL ermöglicht.

6.1.4. Gemeinsam handelnde Eigenversorger

Eigenversorgern, die sich in demselben Gebäude, einschließlich Mehrfamilienhäusern, befinden (sog. „gemeinsam handelnde Eigenversorger“, Art. 2 Nr. 15 EE-RL), werden in der EE-RL ebenfalls bestimmte Rechte eingeräumt. Damit sollen in Wohnungen lebende Bürgerinnen und Bürger in gleichem Umfang von der Stärkung der Verbraucher profitieren können, wie Haushalte in Einfamilienhäusern (Erwägungsgrund 66 EE-RL). Gemeinsame Eigenversorger haben, wie individuelle Eigenversorger, ebenfalls das Recht, den genannten Tätigkeiten (Erzeugung, Speicherung, Verkauf) nachzugehen und können zudem den Austausch des vor Ort produzierten Stroms untereinander vereinbaren, Art. 21 Abs. 4 S. 1 EE-RL. Für gemeinsam handelnde Eigenversorger gelten dieselben Rechte und Pflichten wie für individuelle Eigenversorger. So dürfen gemeinsam handelnde Eigenversorger nur solchen Umlagen, Gebühren, Abgaben und Steuern unterworfen werden, die auch

⁵⁶ Vgl. zur wirtschaftlichen und rechtlichen Lage nach dem EEG 2017: Metzger/Kelm/Fuchs/Kahles/Fietze, Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs, Kurzgutachten im Auftrag des Umweltbundesamts, Februar 2020.

für einzelne Eigenversorger anfallen. Eine Unterscheidung zwischen individuellen Eigenversorgern und gemeinsam handelnden Eigenversorgern durch einen Mitgliedstaat ist zwar erlaubt, aber nur wenn die Unterscheidung verhältnismäßig und hinreichend begründet ist (Art. 21 Abs. 4 S. 2 EE-RL).

Nach dem deutschen Recht gilt die Versorgung von Bewohnern eines Mehrfamilienhauses durch eine darauf installierte Solaranlage nicht als Eigenversorgung, sondern als Stromlieferung im Rahmen des Mieterstrommodells (§ 21 Abs. 3 EEG 2021). Damit erfolgt keine Reduzierung der EEG-Umlage, wie sie für individuelle Eigenversorger vorgesehen ist, sondern es wird ein Mieterstromzuschlag ausbezahlt. Dieser wurde mit dem EEG 2021 auch auf Stromlieferungen in demselben Quartier ausgeweitet (§ 21 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2021)

Dabei ist unklar, ob eine Kompensation im Wege des Mieterstromzuschlags überhaupt den Anforderungen der EE-RL entspricht. Diese fordert, dass gemeinsam handelnde Eigenversorger nur solchen Umlagen, Gebühren, Abgaben und Steuern unterworfen werden, die auch für einzelne Eigenversorger anfallen. Der Austausch von eigenerzeugtem Strom zwischen Parteien eines Wohngebäudes sollte somit nicht als Stromlieferung, sondern rechtlich direkt als Eigenversorgung behandelt werden. Bislang scheitert eine Gleichbehandlung von gemeinsam handelnden Eigenversorgern und einzelnen Eigenversorgern am Tatbestandsmerkmal der Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher nach der Definition der Eigenversorgung in § 3 Nr. 19 EEG 2021. Die Unterscheidung ist somit im deutschen Recht rein formal aufgrund der Begriffsdefinition der Eigenversorgung begründet und erscheint damit bislang weder verhältnismäßig noch hinreichend begründet.

6.1.5. Schaffung eines Regulierungsrahmens durch die Mitgliedstaaten

Die EE-RL verpflichtet die Mitgliedstaaten dazu, einen sog. „Regulierungsrahmen“ zu schaffen, der es ermöglicht, den Ausbau der EE-Eigenversorgung zu unterstützen und zu erleichtern (Art. 21 Abs. 6 EE-RL.) Dieser Regulierungsrahmen muss auf einer Bewertung sowohl des Potenzials der EE-Eigenversorgung als auch der bestehenden ungerechtfertigten Hemmnisse für die EE-Eigenversorgung basieren (Art. 21 Abs. 6 S. 1 EE-RL).

Eine Kurzdarstellung und Bewertung der in dem Regulierungsrahmen vorgesehenen Strategien muss in die Fortschrittsberichte der integrierten nationalen Energie- und Klimapläne der Mitgliedstaaten aufgenommen werden, die diese im Rahmen der Governance-Verordnung⁵⁷ bei der EU-Kommission einreichen müssen (Art. 21 Abs. 6 S. 3 EE-RL).

Wie dieser Rahmen im Einzelnen auszugestalten ist, bleibt grundsätzlich den Mitgliedstaaten überlassen. Die EE-RL bestimmt allerdings verschiedene Zielsetzungen, die der Regulierungsrahmen erreichen muss (Art. 21 Abs. 6 S. 2 lit. a)-f):

- Alle Endkunden, einschließlich einkommensschwacher oder bedürftiger Haushalte, müssen Zugang zur EE-Eigenversorgung erhalten.

⁵⁷ Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz, zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 663/2009 und (EG) Nr. 715/2009 des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 94/22/EG, 98/70/EG, 2009/31/EG, 2009/73/EG, 2010/31/EU, 2012/27/EU und 2013/30/EU des Europäischen Parlaments und des Rates, der Richtlinien 2009/119/EG und (EU) 2015/652 des Rates und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 525/2013 des Europäischen Parlaments und des Rates, ABl. EU Nr. L 328 vom 21.12.2018, S. 1-77.

- Ungerechtfertigte Markthindernisse bei der Finanzierung von Projekten müssen beseitigt werden und der Zugang zu Finanzmitteln muss erleichtert werden.
- Weitere ungerechtfertigte rechtliche Hindernisse der EE-Eigenversorgung müssen, auch für Mieter, beseitigt werden.
- Für Gebäudeeigentümer müssen Anreize gesetzt werden, um Möglichkeiten der EE-Eigenversorgung, auch für Mieter, zu schaffen.
- Es muss sichergestellt werden, dass EE-Eigenversorger beim Zugang zu bestehenden Förderregelungen sowie zu allen Segmenten des Strommarkts nicht diskriminiert werden.
- Es muss sichergestellt werden, dass EE-Eigenversorger im Falle der Netzeinspeisung einen angemessenen und ausgewogenen Anteil der Systemgesamtkosten tragen.

Die Bundesregierung muss eine Bewertung der ungerechtfertigten Hemmnisse und des Potentials der EE-Eigenversorgung durchführen.

Auf Basis dieser Bewertung muss der geltende Rechtsrahmen der EE-Eigenversorgung überprüft und evtl. ungerechtfertigte Hindernisse müssen abgeschafft werden.

Die Bundesregierung muss in ihrem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan und den zugehörigen Fortschrittsberichten darüber berichten, welche Maßnahmen ergriffen wurden, um die EE-Eigenversorgung zu unterstützen und zu erleichtern.

Wegen des Rechts auf diskriminierungsfreien Zugang für EE-Eigenversorger zu bestehenden Förderregelungen sollte das Eigenversorgungsverbot in Ausschreibungsverfahren nach § 27a EEG 2021 überprüft werden.

6.1.6. Zusammenfassung (Handlungsempfehlungen)

Definition der Eigenversorgung:

- Nach dem EEG 2021 muss die natürliche oder juristische Person, die den Strom selbst verbraucht, die Stromerzeugungsanlage „selbst betreiben“ (§ 3 Nr. 19 EEG 2021). Dieser enge Wortlaut wird durch die Bundesnetzagentur in ihrem Leitfaden zwar bereits etwas weiter ausgelegt. So ist etwa das Eigentum an der Anlage kein zwingendes Erfordernis, solange der Eigenversorger das wirtschaftliche Risiko trägt und die tatsächliche Sachherrschaft behält sowie die Arbeitsweise eigenverantwortlich bestimmt.⁵⁸ Mit Blick auf die neuen EU-Vorgaben sollte aus Gründen der Rechtsklarheit und Rechtssicherheit die Einbeziehung Dritter im Rahmen der Eigenversorgung direkt im Gesetzestext anhand des Kriteriums der Weisungsbefugnis geregelt werden.

Abgaben, Umlagen und Gebühren für eigenverbrauchten Strom:

- Eine vollständige Befreiung der EE-Eigenversorger von Abgaben, Umlagen und Gebühren für den selbst erzeugten und an Ort und Stelle verbrauchten Strom im deutschen Recht entspräche zwar einerseits der grundsätzlichen Stoßrichtung der EE-RL. Hierzu besteht andererseits aufgrund der weitgehenden Ausnahmen von diesem Grundsatz keine Verpflichtung des Gesetzgebers.

⁵⁸ BNetzA, Leitfaden zur Eigenversorgung, Stand Juli 2016, S. 22 f.

- Aufgrund der Vorgabe nach Art. 21 Abs. 3 lit. a) EE-RL muss der selbst verbrauchte Strom dennoch künftig in folgende Fallgruppen von der EEG-Umlage befreit werden, da im Gegenzug keine effektive Förderung im Rahmen von Förderregelungen mehr besteht:
 - Für selbst verbrauchten Strom von EE-Anlagen mit einer Leistung von höchstens 30 kW und für höchstens 30 MWh pro Kalenderjahr entfällt nach § 61b Abs. 2 EEG 2021 künftig die EEG-Umlage. Damit wurde die diesbezügliche Vorgabe der EE-RL umgesetzt. Für Anlagen über 30 kW sollte aufgrund der generellen Anforderung des Art. 21 Abs. 3 EE-RL regelmäßig durch die Bundesregierung überprüft und überwacht werden, ob die derzeitige Höhe der Erhebung der EEG-Umlage auf den selbstverbrauchten Strom weiterhin verhältnismäßig und nichtdiskriminierend ist (dies ist auch im Hinblick auf die Pflicht zur Bewertung ungerechtfertigter Hemmnisse für die EE-Eigenversorgung nach Art. 21 Abs. 6 EE-RL erforderlich, siehe Abschnitt 6.1.5). Dies könnte im Rahmen des EEG-Erfahrungsberichts erfolgen.

Recht zur Erzeugung, Speicherung und Verkauf des Überschussstroms:

- Das EEG 2021 ermöglicht den Eigenversorgern den Verkauf ihres Überschussstroms im Wege der Direktvermarktung mit Marktprämie oder der sonstigen Direktvermarktung ohne Förderung. Für Eigenversorger mit Anlagen bis 100 kW (oder Bestandsanlagen), die ihren Strom nicht vermarkten, besteht ein Anspruch auf Einspeisevergütung. Mit der nach dem EEG 2021 gewährten Anschlussförderung wird dies nun auch Anlagen nach Ablauf des ursprünglichen Förderzeitraums ermöglicht, die aufgrund der zuvor geltenden Rahmenbedingungen der sonstigen Direktvermarktung keine wirtschaftliche Weiterbetriebsperspektive hatten.⁵⁹ Damit wird den Eigenversorgern der Verkauf und die Einspeisung ihres Überschussstroms grundsätzlich entsprechend den Vorgaben der EE-RL ermöglicht.

Gemeinsam handelnde Eigenversorger:

- Nach dem deutschen Recht gilt die Versorgung von Bewohnern eines Mehrfamilienhauses durch eine darauf installierte Solaranlage nicht als Eigenversorgung, sondern als Stromlieferung im Rahmen des Mieterstrommodells (§ 21 Abs. 3 EEG 2021). Damit erfolgt keine Reduzierung der EEG-Umlage, wie sie für individuelle Eigenversorger vorgesehen ist, sondern es wird ein Mieterstromzuschlag ausbezahlt. Dieser wurde mit dem EEG 2021 auch auf Stromlieferungen in demselben Quartier ausgeweitet (§ 21 Abs. 3 Nr. 1 EEG 2021)
- Dabei ist unklar, ob eine Kompensation im Wege des Mieterstromzuschlags überhaupt den Anforderungen der EE-RL entspricht. Diese fordert, dass gemeinsam handelnde Eigenversorger nur solchen Umlagen, Gebühren, Abgaben und Steuern unterworfen werden, die auch für einzelne Eigenversorger anfallen. Der Austausch von eigenerzeugtem Strom zwischen Parteien eines Wohngebäudes sollte somit nicht als Stromlieferung, sondern rechtlich direkt als Eigenversorgung behandelt werden. Bislang scheitert eine Gleichbehandlung von gemeinsam handelnden Eigenversorgern und einzelnen Eigenversorgern am Tatbestandsmerkmal der Personenidentität zwischen Anlagenbetreiber und Verbraucher nach der Definition der Eigenversorgung in § 3 Nr. 19 EEG 2021. Die Unterscheidung ist somit im deutschen Recht rein formal aufgrund der Begriffsdefinition der Eigenversorgung begründet und erscheint damit bislang weder verhältnismäßig noch hinreichend begründet.

⁵⁹ Vgl. zur wirtschaftlichen und rechtlichen Lage nach dem EEG 2017: Metzger/Kelm/Fuchs/Kahles/Fietze, Analyse der Stromeinspeisung ausgeförderter Photovoltaikanlagen und Optionen einer rechtlichen Ausgestaltung des Weiterbetriebs, Kurzgutachten im Auftrag des Umweltbundesamts, Februar 2020.

Bewertung und Anpassung des Regulierungsrahmens für die EE-Eigenversorgung:

- Die Bundesregierung muss eine Bewertung der ungerechtfertigten Hemmnisse und des Potentials der EE-Eigenversorgung durchführen.
- Auf Basis dieser Bewertung muss der geltende Rechtsrahmen der EE-Eigenversorgung überprüft und evtl. ungerechtfertigte Hindernisse müssen abgeschafft werden.
- Die Bundesregierung muss in ihrem integrierten nationalen Energie- und Klimaplan und den zugehörigen Fortschrittsberichten darüber berichten, welche Maßnahmen ergriffen wurden, um die EE-Eigenversorgung zu unterstützen und zu erleichtern.
- Wegen des Rechts auf diskriminierungsfreien Zugang für EE-Eigenversorger zu bestehenden Förderregelungen sollte das Eigenversorgungsverbot in Ausschreibungsverfahren nach § 27a EEG 2021 überprüft werden.

6.2. EU-Vorgaben für EE-Gemeinschaften und Ableitungen für das deutsche Recht

Die neue EE-RL enthält in Art. 22 erstmals Regelungen für Erneuerbare-Energien-Gemeinschaften (EE-Gemeinschaften). Diese müssen spätestens bis zum 30.06.2021 in das deutsche Recht umgesetzt werden. Dabei ist der deutsche Gesetzgeber verpflichtet einen Regulierungsrahmen zu schaffen, der die EE-Eigenversorgung unterstützt und voranbringt (Art. 22 Abs. 4 EE-RL). Im Folgenden werden der Inhalt der Regelung sowie die daraus folgenden Handlungsspielräume und Umsetzungspflichten des deutschen Gesetzgebers komprimiert dargestellt.

6.2.1. Form, Teilnahme und Zweck

In der EE-RL wird zunächst definiert, was unter einer EE-Gemeinschaft i.S.d. Art. 22 EE-RL zu verstehen ist (Art. 2 Nr. 16 EE-RL). Danach ist eine EE-Gemeinschaft eine Rechtsperson,

- die auf offener und freiwilliger Beteiligung basiert, unabhängig ist und unter der wirksamen Kontrolle von Anteilseignern oder Mitgliedern steht, die in der Nähe der EE-Projekte, die sich im Eigentum der EE-Gemeinschaft befinden, angesiedelt sind,
- deren Anteilseigner oder Mitglieder natürliche Personen, lokale Behörden einschließlich Gemeinden oder kleine und mittlere Unternehmen (KMU) sind,
- deren Ziel vorrangig nicht im finanziellen Gewinn, sondern darin besteht, ihren Mitgliedern oder Anteilseignern oder den Gebieten vor Ort, in denen die EE-Gemeinschaft tätig ist, ökologische, wirtschaftliche oder sozialgemeinschaftliche Vorteile zu bringen.

Der EU-Gesetzgeber sieht den Mehrwert von EE-Gemeinschaften in der Akzeptanz erneuerbarer Energien, den Investitionen vor Ort, einer größeren Auswahl für die Verbraucher und der Stärkung der Teilhabe der Bürgerinnen und Bürger an der Energiewende (Erwägungsgrund 70 EE-RL). Daher zielen EE-Gemeinschaften vor allem auch auf die Beteiligung von Endkunden, insbesondere Haushalten (Art. 22 Abs. 1 EE-RL). Das entscheidende Merkmal der EE-Gemeinschaften besteht somit in der Schaffung eines Mehrwerts für die Mitglieder, Anteilseigner oder Tätigkeitsgebiete am Ort der durch die EE-Gemeinschaft betriebenen EE-Projekte.

EE-Gemeinschaften i.S.d. EE-RL unterscheiden sich vor allem durch ihre Offenheit sowie der Zielstellung, einen ökologischen, wirtschaftlichen oder sozialgemeinschaftlichen Mehrwert vor Ort zu erbringen, von den im Rahmen des EEG 2021 definierten Bürgerenergiegesellschaften (§ 3 Nr. 15 EEG 2021). Mit der Umsetzung dieser Merkmale sowie der Zielstellung als Gesellschaftszweck könnte verhindert werden, dass „pro forma“ Bürgerenergiegesellschaften errichtet werden, wie dies in der Vergangenheit im Rahmen der EEG-Ausschreibungen geschehen ist. Allerdings müssen daran auch konkrete Rechtsfolgen und Pflichten geknüpft werden, die die Umsetzung dieser Zielstellung sichern, z.B. die Ermöglichung der gemeinsamen Nutzung der erzeugten Energie vor Ort durch reduzierte Strompreisbestandteile (EEG-Umlage oder Netzentgelte) ggf. i.V.m. dem Angebot eines Ortstarifs (für Mitglieder und ggf. auch ortsansässige Nicht-Mitglieder). Zudem müsste das Tätigkeitsgebiet definiert werden (z.B. innerhalb einer Gemeinde, eines Landkreises oder auf einer bestimmten Netzebene (z.B. Niederspannung), etc.)

6.2.2. Rechte von EE-Gemeinschaften

Die EE-RL schreibt vor, dass die Mitgliedstaaten EE-Gemeinschaften bestimmte Rechte einräumen müssen (Art. 22 Abs. 2 lit. a)-c) EE-RL):

- EE-Gemeinschaften haben das Recht erneuerbare Energie zu erzeugen, zu speichern, zu verbrauchen und zu verkaufen.
- EE-Gemeinschaften müssen sowohl direkt als auch über Aggregatoren Zugang zu allen geeigneten Energiemärkten zu erhalten.
- Die Mitgliedstaaten müssen einerseits sicherstellen, dass der mit Anlagen im Eigentum der EE-Gemeinschaft erzeugte Strom gemeinsam genutzt werden kann. Andererseits bleiben die Lieferantenpflichten von EE-Gemeinschaften erhalten (Art. 22 Abs. 4 lit. b) EE-RL) und die Mitglieder der EE-Gemeinschaft behalten ihre Kundenrechte (Art. 22 Abs. 2 lit. b) EE-RL). Netzentgelte, Umlagen, Abgaben und Steuern können erhoben werden, soweit sie verhältnismäßig sind (Art. 22 Abs. 4 lit. d) EE-RL). Die Auferlegung von Netzentgelten, Umlagen, Abgaben und Steuern muss auf Basis einer transparenten Kosten-Nutzen-Analyse in angemessener und ausgewogener Höhe erfolgen (Art. 22 Abs. 4 lit. d) EE-RL).

Das Recht zur gemeinsamen Nutzung des Stroms ist eines der zentralen neu gewährten Rechte für EE-Gemeinschaften. Es hängt stark mit der Zielstellung der EE-Gemeinschaften zur Schaffung eines Mehrwerts für die Anteilseigner, Mitglieder oder Tätigkeitsgebieten vor Ort zusammen. Die Vor-Ort-Versorgung von Mitgliedern oder Anteilseignern mit EE-Strom in einem gewissen Umkreis von Anlagen einer EE-Gemeinschaft ist nach dem deutschen Recht nicht verboten. Allerdings sind die Rahmenbedingungen und Anforderungen u.a. mit Blick auf die Belastung mit Netzentgelten, Umlagen, Abgaben und Steuern dieselben wie bei einer herkömmlichen Stromlieferung durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Um hier günstigere Bedingungen und die Zielstellungen von EE-Gemeinschaften zu erreichen (v.a. Akzeptanz), könnten diese Strompreisbestandteile für die räumlich begrenzte Teilung von Strom innerhalb von EE-Gemeinschaften reduziert werden. Zumindest muss durch die Bundesregierung eine transparente Kosten-Nutzen-Analyse dezentraler Energieressourcen durchgeführt werden, um sicherzustellen, dass EE-Gemeinschaften Netzentgelten, Umlagen, Abgaben und Steuern nur in angemessener und ausgewogener Höhe auferlegt werden.

6.2.3. Schaffung eines förderlichen Regulierungsrahmens durch die Mitgliedstaaten

Die Mitgliedstaaten müssen die bestehenden Hindernisse und das Entwicklungspotential von EE-Gemeinschaften in ihrem jeweiligen Hoheitsgebiet bewerten (Art. 22 Abs. 3). Auf dieser Basis müssen die Mitgliedstaaten einen Regulierungsrahmen schaffen, der es ermöglicht, die Entwicklung von EE-Gemeinschaften zu unterstützen und voranzubringen (Art. 22 Abs. 4).

Die Kernaspekte dieses Regulierungsrahmens und seiner Umsetzung müssen als Teil der Fortschrittsberichte und in den Aktualisierungen der integrierten nationalen Energie- und Klimapläne der Mitgliedstaaten aufgenommen werden (Art. 22 Abs. 5 EE-RL).

Wie dieser Rahmen im Einzelnen auszugestalten ist, bleibt grundsätzlich den Mitgliedstaaten überlassen, mindestens sichergestellt werden müssen aber die folgenden Zielstellungen (Art. 22 Abs. 4 lit. a)-i):

- Beseitigung ungerechtfertigter rechtlicher und administrativer Hindernisse.
- EE-Gemeinschaften unterliegen den Bestimmungen für die Lieferung von Energie, wenn sie diese Tätigkeit durchführen.
- Der jeweilige VNB muss mit EE-Gemeinschaften zusammenarbeiten.
- Für EE-Gemeinschaften müssen faire, verhältnismäßige und transparente Verfahren, auch für die Registrierung und Zulassung, und kostenorientierte Netzentgelte sowie einschlägige Umlagen, Abgaben und Steuern gelten, mit denen sichergestellt wird, dass sie sich gemäß einer von den zuständigen nationalen Stellen erstellten, transparenten Kosten-Nutzen-Analyse der dezentralen Energiequellen, angemessen und ausgewogen an den Systemgesamtkosten beteiligen (s.o.).
- EE-Gemeinschaften müssen diskriminierungsfrei behandelt werden.
- Beteiligung an EE-Gemeinschaften muss allen Verbrauchern offenstehen, insb. einkommensschwachen oder bedürftigen Haushalten. Die beteiligten Verbraucher müssen gleichberechtigt und diskriminierungsfrei behandelt werden.
- Zugang zu Finanzmitteln und Informationen müssen erleichtert werden.
- Öffentliche Stellen müssen bei der Schaffung der Voraussetzungen für und der Gründung von Erneuerbare-Energie- Gemeinschaften sowie zur Erleichterung ihrer direkten Beteiligung daran Unterstützung in Regulierungsfragen und beim Kapazitätsaufbau erhalten.

Zusätzlich müssen die Mitgliedstaaten unter Berücksichtigung der Besonderheiten von EE-Gemeinschaften bei der Konzipierung von Förderregelungen sicherstellen, dass diese sich unter gleichen Bedingungen wie andere Marktteilnehmer um die Förderung bewerben können (Art. 22 Abs. 7 EE-RL).

Der deutsche Rechtsrahmen ermöglicht bereits die Bildung von EE-Gemeinschaften (z.B. in der Form von Bürgerenergiegenossenschaften etc.). Mit Blick auf die Erfordernisse der EE-RL sind folgende zusätzliche Maßnahmen empfehlenswert:

- Durchführung einer Bewertung der bestehenden Hindernisse und des Entwicklungspotential von EE-Gemeinschaften durch die Bundesregierung.
- Schaffung einer Regelung, die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, mit EE-Gemeinschaften zusammenzuarbeiten, um Energieübertragungen innerhalb von EE-Gemeinschaften zu erleichtern.
- Investitionsförderungen für EE-Gemeinschaften, z.B. Finanzierung von Machbarkeitsstudien, Planungs- und Genehmigungskosten, günstige Darlehen, Steuervergünstigungen für die Investitionen der Mitglieder.
- Regelung schaffen, die EE-Gemeinschaften verpflichtet, Beteiligungen bereits ab einer niedrigen Summe zu ermöglichen.
- Beratungs- und Unterstützungsangebote für EE-Gemeinschaften sowie Gemeinden schaffen.
- Für Anlagen bis zu einer bestimmten Größe, die durch EE-Gemeinschaften betrieben werden, die die Anforderungen der EE-RL erfüllen, könnte ein Anspruch auf Marktprämie ohne Teilnahme an Ausschreibungen geschaffen werden. Die Anlagengröße könnte sich an den in den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien festgelegten Ausnahmen von der Teilnahme an Ausschreibungsverfahren orientieren (kleiner 1 MW oder im Fall von Windenergieanlagen kleiner als 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten). Der anzulegende Wert zur Ermittlung der Marktprämie wäre in angemessener Höhe gesetzlich festzulegen oder könnte sich an den durchschnittlichen jeweiligen Ergebnissen vergangener Ausschreibungsrunden orientieren.

6.2.4. Zusammenfassung (Handlungsempfehlungen)

Form, Teilnahme und Zweck von EE-Gemeinschaften:

EE-Gemeinschaften i.S.d. EE-RL unterscheiden sich vor allem durch ihre Offenheit sowie der Zielstellung, einen ökologischen, wirtschaftlichen oder sozialgemeinschaftlichen Mehrwert vor Ort zu erbringen, von den im Rahmen des EEG 2021 definierten Bürgerenergiegesellschaften (§ 3 Nr. 15 EEG 2021). Mit der Umsetzung dieser Merkmale sowie der Zielstellung als Gesellschaftszweck könnte verhindert werden, dass „pro forma“ Bürgerenergiegesellschaften errichtet werden, wie dies in der Vergangenheit im Rahmen der EEG-Ausschreibungen geschehen ist. Allerdings müssen daran auch konkrete Rechtsfolgen und Pflichten geknüpft werden, die die Umsetzung dieser Zielstellung sichern, z.B. die Ermöglichung der gemeinsamen Nutzung der erzeugten Energie vor Ort durch reduzierte Strompreisbestandteile (EEG-Umlage oder Netzentgelte) ggf. i.V.m. dem Angebot eines Ortstarifs (für Mitglieder und ggf. auch ortsansässige Nicht-Mitglieder). Zudem müsste das Tätigkeitsgebiet vor Ort definiert werden (z.B. innerhalb einer Gemeinde, eines Landkreises oder auf einer bestimmten Netzebene (z.B. Niederspannung), etc.).

Rechte für EE-Gemeinschaften:

Das Recht zur gemeinsamen Nutzung des Stroms ist eines der zentralen neu gewährten Rechte für EE-Gemeinschaften. Es hängt stark mit der Zielstellung der EE-Gemeinschaften zur Schaffung eines Mehrwerts für die Anteilseigner, Mitglieder oder Tätigkeitsgebieten vor Ort zusammen. Die Vor-Ort-Versorgung von Mitgliedern oder Anteilseignern mit EE-Strom in einem gewissen Umkreis von Anlagen einer EE-Gemeinschaft ist nach dem deutschen Recht nicht verboten. Allerdings sind die Rahmenbedingungen und Anforderungen u.a. mit Blick auf die Belastung mit Netzentgelten, Umlagen, Abgaben und Steuern dieselben wie bei einer herkömmlichen Stromlieferung durch ein Elektrizitätsversorgungsunternehmen. Um hier günstigere Bedingungen und die Zielstellungen von EE-Gemeinschaften zu erreichen (v.a. Akzeptanz), könnten diese Strompreisbestandteile für die räumlich begrenzte Teilung von Strom innerhalb von EE-Gemeinschaften reduziert werden. Zumindest muss durch die Bundesregierung eine transparente Kosten-Nutzen-Analyse dezentraler Energieresourcen durchgeführt werden, um sicherzustellen, dass EE-Gemeinschaften Netzentgelten, Umlagen, Abgaben und Steuern nur in angemessener und ausgewogener Höhe auferlegt werden.

Schaffung eines förderlichen Regulierungsrahmens für EE-Gemeinschaften:

Der deutsche Rechtsrahmen ermöglicht bereits die Bildung von EE-Gemeinschaften (z.B. in der Form von Bürgerenergiegenossenschaften etc.). Mit Blick auf die Erfordernisse der EE-RL sind folgende zusätzliche Maßnahmen empfehlenswert:

- Durchführung einer Bewertung der bestehenden Hindernisse und des Entwicklungspotential von EE-Gemeinschaften durch die Bundesregierung.
- Schaffung einer Regelung, die Verteilnetzbetreiber verpflichtet, mit EE-Gemeinschaften zusammenzuarbeiten, um Energieübertragungen innerhalb von EE-Gemeinschaften zu erleichtern.
- Investitionsförderungen für EE-Gemeinschaften, z.B. Finanzierung von Machbarkeitsstudien, Planungs- und Genehmigungskosten, günstige Darlehen, Steuervergünstigungen für die Investitionen der Mitglieder.
- Regelung schaffen, die EE-Gemeinschaften verpflichtet, Beteiligungen bereits ab einer niedrigen Summe zu ermöglichen.
- Beratungs- und Unterstützungsangebote für EE-Gemeinschaften sowie Gemeinden schaffen.

Für Anlagen bis zu einer bestimmten Größe, die durch EE-Gemeinschaften betrieben werden, die die Anforderungen der EE-RL erfüllen, könnte ein Anspruch auf Marktprämie ohne Teilnahme an Ausschreibungen geschaffen werden. Die Anlagengröße könnte sich an den in den Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien festgelegten Ausnahmen von der Teilnahme an Ausschreibungsverfahren orientieren (kleiner 1 MW oder im Fall von Windenergieanlagen kleiner als 6 MW oder 6 Erzeugungseinheiten). Der anzulegende Wert zur Ermittlung der Marktprämie wäre in angemessener Höhe gesetzlich festzulegen oder könnte sich an den durchschnittlichen jeweiligen Ergebnissen vergangener Ausschreibungsrunden orientieren.

6.3. Förderung von PV-Anlagen auf überdachten Stellplatzflächen

Eine weitere Möglichkeit zur Fortentwicklung des Rechtsrahmens mit Blick auf die Stärkung der dezentralen Stromerzeugung in Rheinland-Pfalz könnte eine Förderung von Solar-Carports sein. Eine solche wurde zuletzt seitens der rheinland-pfälzischen Umwelt- und Energieministerin vorgeschlagen (Pressemitteilung vom 04.06.2020: Höfken wirbt für landesweites Solar-Carport-Programm).

Damit könnten versiegelte Parkplatzflächen von Betrieben, kommunalen Einrichtungen und Unternehmen mit Überdachungen versehen werden, auf denen PV-Anlagen installiert werden. Der erzeugte Strom könnte somit auch vor Ort zur Eigenversorgung der Unternehmen oder zum Laden von E-Fahrzeugen genutzt werden. Durch ein Landesprogramm gefördert werden könnten insofern die Mehrkosten, die durch die Aufständigung der Solaranlagen entstehen. Dabei sind die beihilferechtlichen Vorgaben zur Zulässigkeit und Angemessenheit von Investitionsbeihilfen der AGVO oder der UEBLL zu beachten, um insbesondere Überförderungen zu verhindern.⁶⁰

Zu beachten ist dabei die Kumulierung einer Investitionsförderung für die Aufständigung mit der Betriebsbeihilfe nach dem EEG, die die PV-Anlagen für die Stromerzeugung erhalten können. Investitionszuschüsse durch den Bund, das Land oder ein Kreditinstitut, an dem der Bund oder das Land beteiligt sind, dürfen daher neben einer Zahlung nach dem EEG nur gewährt werden, soweit die kumulierten Zahlungen zuzüglich der Erlöse aus der Veräußerung der in der Anlage erzeugten Energie die Erzeugungskosten dieser Energie nicht überschreiten (§ 80a S. 1 EEG 2021).

Solaranlagen auf Carports wurden bislang im EEG nicht explizit adressiert. Ob eine Solaranlage auf einem Carport eine Zahlung nach dem EEG erhalten kann, ist somit von verschiedenen rechtlichen Voraussetzungen der Beschaffenheit der baulichen Anlage abhängig und nur in engen Einzelfällen möglich. Vor allem war nach der bisherigen Rechtslage zentral, dass der Carport vorrangig anderen Zwecken als der Solarstromerzeugung dient. Dies ist bei den im Rahmen eines Solar-Carport-Förderprogramms angedachten Carports voraussichtlich nicht der Fall, da diese vorrangig der Stromerzeugung dienen sollen. Insofern bestünde Raum für ein Landesförderprogramm für solche Carports, die keinen Zahlungsanspruch nach dem EEG erhalten, weil sie vorrangig zur Stromerzeugung aus PV-Anlagen errichtet werden.

Mit dem EEG 2021 wurde die Möglichkeit geschaffen, dass sich sog. „besondere Solaranlagen“ im Rahmen der Innovationsausschreibungen um eine Förderung bemühen können. Die BNetzA ist dazu beauftragt, bis zum 1. Oktober 2021 die näheren Voraussetzungen festzulegen, die an diese besonderen Solaranlagen zu stellen sind. Dies umfasst neben Solaranlagen auf Gewässern und Agro-PV-Anlagen (§ 15 Nr. 1 und Nr. 2 InnAusV ausdrücklich auch Solaranlagen auf Parkplatzflächen (§ 15 Nr. 3 InnAusV). In der Ausschreibungsrunde zum 1. April 2022 ist explizit ein Gebotsvolumen von 50 MW für Gebote für Anlagenkombinationen reserviert, die besondere Solaranlagen enthalten (§ 28c Nr. 2 EEG 2021, § 17 Abs. 1 InnAusV).

Es bleibt insofern abzuwarten, inwiefern die künftige Möglichkeit zur Berücksichtigung von Solaranlagen auf Parkplatzflächen im Rahmen des begrenzten Segments der Innovationsausschreibungen zu einem entsprechenden Ausbau von Solar-Carports führt. Setzen sich diese nicht oder in nicht ausreichendem Maße im Rahmen der Ausschreibungen durch, bestünde weiterhin ein diesbezügliches Weiterentwicklungspotential im Rahmen des EEG.

6.4. Rechtliche Möglichkeit zur Einführung einer PV-Pflicht auf Gebäuden

Neben Förderprogrammen zur Erzeugung von Strom aus Solarenergie rücken verstärkt auch gesetzliche Verpflichtungen der Gebäudeeigentümer zu Installation und Betrieb von Solaranlagen (PV-Pflicht) in den Fokus (UBA 2020b). Zur Erhöhung des Anteils von Strom aus erneuerbaren Energien beschlossen 2020 die Bundesländer Baden-Württemberg, Hamburg und Bremen die Einführung einer landesweiten PV-Pflicht auf Gebäuden. Die jeweiligen Überlegungen unterscheiden sich hinsichtlich des Umfangs der Pflicht (Wohngebäude/gewerbliche Gebäude/Parkplätze;

⁶⁰ Die Einzelheiten eines solchen Förderprogramms bedürften daher der weiteren eingehenden beihilferechtlichen Überprüfung.

Neubauten/Bestandsbauten; ggf. Substitut durch Solarthermieanlage) sowie hinsichtlich des Startzeitpunkts der Pflicht. Auch in Bayern und Berlin wird diese Gestaltungsmöglichkeit derzeit geprüft. Gemein ist den Überlegungen, dass es sich um gesetzlich verpflichtendes Landesrecht handelt und nicht lediglich um (ökonomische) Anreize in Form eines Förderprogramms. In den Städten Waibling und Tübingen besteht bereits seit 2006 bzw. 2018 eine PV-Pflicht bei der Bebauung von Grundstücken, die im Eigentum der Stadt liegen. Eine Solarthermiepflcht bestand zudem in Marburg (Marburger Solarsatzung), diese wurde jedoch durch das VG Gießen am 12.05.2010 für rechtswidrig erklärt.⁶¹ Das damalige Urteil bedeutet allerdings nicht, dass eine Solarthermiepflcht generell verfassungswidrig wäre, vielmehr hat das Gericht in verfassungsrechtlicher Hinsicht Kriterien erarbeitet, die auch auf eine PV-Pflicht übertragen werden können.

Die Einführung einer PV-Pflicht wurde 2020 in den Bundesländern Baden-Württemberg, Hamburg und Bremen beschlossen. Auch Bayern und Berlin prüfen aktuell die Voraussetzungen. Bisher wurde eine PV-Pflicht auch vereinzelt auf Kommunalebene eingeführt. Kriterien aus der Rechtsprechung für die Ausgestaltung einer PV-Pflicht lassen sich bislang nur aus der Entscheidung des VG Gießen zur Marburger Solarsatzung ableiten.

6.4.1. Landesrechtliche Kompetenz zum Erlass einer PV-Pflicht

Die Regelungsmaterie einer PV-Pflicht für Gebäudeeigentümer zum Zwecke des Klimaschutzes fällt unter den Kompetenztitel der konkurrierenden Gesetzgebung (Gegenstand der Luftreinhaltung im Sinne des Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG bzw. Gegenstand des Rechts der Wirtschaft gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG i. V. m. Art. 72 Abs. 2 GG). Im Bereich der konkurrierenden Gesetzgebung haben die Länder gemäß Art. 72 Abs. 1 GG die Befugnis zur Gesetzgebung, solange und soweit der Bund von seiner Gesetzgebungszuständigkeit nicht durch Gesetz Gebrauch gemacht hat.

Solange und soweit der Bund keine Regelung der PV-Pflicht eingeführt hat, können die einzelnen Bundesländer im Wege der konkurrierenden Gesetzgebung tätig werden. Bislang hat der Bund von seinem Kompetenztitel keinen Gebrauch gemacht, so dass der Erlass von Landesrecht zur Einführung einer PV-Pflicht möglich ist. Sollte der Bund zu einem späteren Zeitpunkt ein entsprechendes Gesetz erlassen, wird das bestehende Landesrecht mit einer PV-Pflicht im Kollisionsfall durch das höherrangige Bundesrecht verdrängt.

6.4.2. Vereinbarkeit mit den Grundrechten

Eine Regelung, die Gebäudeeigentümer dazu verpflichtet, eine PV-Anlage auf dem Dach zu installieren und zu betreiben, muss so ausgestaltet sein, dass sie mit den Grundrechten vereinbar ist. Gemessen werden muss eine solche Regelung insbesondere an den verfassungsrechtlichen Maßstäben der Eigentumsgarantie (Art. 14 GG) und der Berufsfreiheit (Art. 12 GG). Nähere materielle Maßstäbe für die verfassungskonforme Ausgestaltung einer PV-Pflicht lassen sich bislang nur einem erstinstanzlich entschiedenen Fall bezüglich der Marburger Solarsatzung entnehmen.

6.4.2.1. Eigentumsgarantie (Art. 14 GG)

Laut Rechtsprechung des BVerfG ist der Schutzbereich der Eigentumsgarantie (Art. 14 Abs. 1 GG) durch seine Privatnützigkeit und die grundsätzliche Verfügungsbefugnis des Eigentümers über den Eigentumsgegenstand gekennzeichnet. Die Eigentumsfreiheit schützt grundsätzlich die

⁶¹ VG Gießen, ZUR 2010, 375 ff.

Entscheidung des Eigentümers darüber, wie er den Eigentumsgegenstand nutzen will. Davon umfasst ist unter anderem auch, ob er sein Grundstück im Rahmen der Gesetze bebauen möchte (positive Baufreiheit) oder nicht (negative Baufreiheit). Der sachliche Schutzbereich der Eigentumsgarantie ist durch die PV-Pflicht berührt, da der Eigentümer durch eine gesetzliche Regelung zur verpflichtenden Ausstattung von PV-Anlagen auf Gebäudedächern sein Grundstück in einer ganz bestimmten Weise bebauen und nutzen muss. Bei der PV-Pflicht handelt es sich um eine **Inhalts- und Schrankenbestimmung**, die der inhaltlichen Ausgestaltung der Eigentumsfreiheit dient. Im Folgenden wird im Rahmen der materiellen Verfassungsmäßigkeit näher geprüft, ob eine PV-Pflicht als eine solche Inhalts- und Schrankenbestimmung verhältnismäßig wäre.

Die verpflichtende Installation von PV-Anlagen auf Gebäuden verfolgt mehrere **gesetzgeberische Ziele**. Zunächst dient der Zubau an erneuerbaren Energien dem Erreichen der auf Bundes- und Landesebene festgelegten Klimaschutzziele. Diese ergeben sich aus dem Pariser Klimaschutzübereinkommen sowie der Verpflichtung des Staates zum Schutz der natürlichen Lebensgrundlagen (Art. 20a GG) und sind gesetzlich in § 3 Abs. 1 S. 2 KSG⁶² bzw. § 4 LKSG Rheinland-Pfalz⁶³ verankert. Konkret sollen in Rheinland-Pfalz bis 2030 die Treibhausgasemissionen um 40 % gesenkt werden und bis 2050 wird Klimaneutralität angestrebt, mindestens jedoch eine 90 %ige Reduktion. Zusätzlich trägt der Ausbau von PV-Anlagen auf Gebäudedächern dazu bei, den zum Ausbau der erneuerbaren Energien erforderlichen Bedarf an Flächen besser auszunutzen. Auf Dachflächen besteht ein erhebliches ungenutztes Potenzial zur Erzeugung von EE-Strom. Dieses müsste ansonsten durch anderweitige EE-Erzeugungsformen, wie PV-Freifläche, Wind oder Biomasse, allerdings dann mit den damit jeweils spezifisch einhergehenden Flächen-, Nutzungs- und Akzeptanzkonflikten, erfüllt werden. Die PV-Pflicht trägt somit auch zu einem flächenschonenden Ausbau erneuerbarer Energien bei.

Der Ausbau erneuerbarer Energien in Form einer PV-Pflicht ist auch **geeignet und erforderlich**, um die Klimaziele zu erreichen. Lediglich finanzielle Anreize in Form der EEG-Förderung, also Maßnahmen jenseits des Ordnungsrechts, führen nicht in gleichem Maße zu einem Ausbau von PV-Aufdachanlagen und sind damit nicht gleich effektiv.

Die PV-Pflicht muss darüber hinaus **angemessen** sein, das heißt, sie darf den Eigentümer nicht unzumutbar belasten. Hierzu muss eine Abwägung zwischen den Interessen des Eigentümers und den verfolgten Zielen des Klimaschutzes erfolgen. Zu berücksichtigen ist in diesem Rahmen auch die Sozialbindung des Eigentums, denn Eigentumsgegenständen mit Bedeutung für Umwelt- und Klimaschutz kommt im Lichte der umweltbezogenen Staatszielbestimmung des Art. 20a GG eine erhöhte Sozialbindung zu. Zur Bewertung, was dem Grundstückseigentümer eigentumsrechtlich zumutbar ist, muss zwischen Bestandsbauten und Neubauten unterschieden werden:

Bestandsbauten unterliegen aufgrund der bestehenden Eigentumsrechte (Bestandsgarantie) höheren Anforderungen an grundrechtliche Eingriffe als Neubauten. Grundsätzlich zu unterscheiden ist hier die anlassbezogene von der nicht anlassbezogenen PV-Pflicht.

- Die **anlassbezogene PV-Pflicht** für Bestandsbauten knüpft an eine Handlung des Eigentümers an (z.B. eine Dachsanierung oder die Durchführung bestimmter sonstiger Erhaltungsmaßnahmen am Dach). Anders als im Rahmen der nicht anlassbezogenen PV-Pflicht (s.u.) hat der Eigentümer damit grundsätzlich die Möglichkeit sich auf die zusätzlichen mit einer PV-Pflicht einhergehenden Belastungen einzustellen. Dennoch muss die Höhe der mit der PV-Pflicht einhergehenden zusätzlichen finanziellen Aufwendung zumutbar sein. Zieht man

⁶² Bundes-Klimaschutzgesetz vom 12. Dezember 2019, BGBl. I, S. 2513.

⁶³ Landes-Klimaschutzgesetz Rheinland-Pfalz vom 19. August 2014, GVBl., 2014, S. 188.

die Rechtsprechung des BVerfG im Falle von Sanierungskosten bei Altlasten oder im Falle denkmalgeschützter Gebäude als Maßstab heran, so ergeben sich recht große Spielräume zur finanziellen Belastung von Eigentümern. So sieht das BVerfG im Altlastenbeschluss die Privatsnützigkeit des Eigentums (mit Ausnahme von Härtefallsituationen) erst dann als ausgehöhlt an, wenn der Verkehrswert des Eigentums von den Kosten überschritten wird.⁶⁴ Diese Rechtsprechung hat das BVerfG auch auf das Denkmalschutzrecht übertragen.⁶⁵ Sollten nicht ganz so weitreichende finanzielle Belastungen getroffen werden, ist als milderer Eingriff eine Regelung denkbar, die den Gebäudeeigentümern weiterhin finanziellen Spielraum zum Erhalt des Objekts belässt. Für Ausnahmefälle, in denen die PV-Pflicht in Einzelfällen eine unbillige Härte darstellen würde, muss jedenfalls eine **Befreiungs- und Härtefallregelung** vorgesehen werden, in deren Rahmen auf Antrag eine Befreiung von der PV-Pflicht bei einem unangemessenen wirtschaftlichem oder technischem Aufwand erfolgen kann. Ein Beispiel für eine mögliche Regelung zur wirtschaftlichen Unzumutbarkeit stellt das Wirtschaftlichkeitsgebot des Gebäude-Energieeffizienzrechts dar.⁶⁶ Bei der gesetzlichen Ausgestaltung einer PV-Pflicht könnte sich der Gesetzgeber daher – auch aufgrund der prinzipiell ähnlich gelagerten Sachverhalte – an das Wirtschaftlichkeitsgebot des Gebäude-Energieeffizienzrechts anlehnen. Mit Blick auf die verfassungsrechtlichen Anforderungen könnte er aber auch einen strengeren Maßstab wählen. In die Beurteilung der Zumutbarkeit wären dabei auch die Erlös- und Einsparmöglichkeiten nach dem EEG durch die Einspeisung des (Überschuss-)Stroms, die Möglichkeit zum Eigenverbrauch sowie etwaige Kreditförderungen belastungsmindernd zu berücksichtigen. Zudem ist nach Ansicht des VG Gießen Voraussetzung für eine anlassbezogene PV-Pflicht, dass großzügig bemessene Übergangsregelungen vorgesehen werden, um es den Verpflichteten zu ermöglichen, sich finanziell und anderweitig auf die PV-Pflicht einzustellen.⁶⁷ Im Hinblick auf die Zumutbarkeit ist darüber hinaus eine **Bagatellklausel** ratsam, wonach kleinere Reparaturarbeiten am Dach keine PV-Pflicht auslösen.

- Eine **nicht anlassbezogene PV-Pflicht** für Bestandsanlagen unterliegt höheren verfassungsrechtlichen Anforderungen. Denn in diesem Fall würden die Gebäudeeigentümer mit Inkrafttreten des Gesetzes ohne ein weiteres auslösendes Ereignis zur Installation einer PV-Anlage verpflichtet. Hierfür haben sie in der Regel aber keine finanziellen Mittel eingeplant. Eine nicht anlassbezogene PV-Pflicht wäre somit aufgrund der mit ihr einhergehenden Eingriffstiefe wohl nur denkbar, wenn hierfür entsprechend lange Übergangsfristen sowie eventuell erforderliche Förderprogramme vorgesehen wären, um die anfallenden Investitionskosten zu stemmen.

Im Fall von **Neubauten** wird nicht in bereits vorhandene Eigentumsrechte am Gebäude eingegriffen, daher gelten geringere Anforderungen an den eigentumsrechtlichen Eingriff als bei Bestandsbauten. Für die Zumutbarkeit maßgeblich ist das Verhältnis zwischen den gesamten Grundstücks- und Baukosten einerseits und den durch die ordnungsrechtlichen Anforderungen entstehenden zusätzlichen Kosten andererseits. Hier wird in der Literatur teilweise vertreten, dass die wirtschaftliche Grenze

⁶⁴ BVerfGE 102, 1 (20).

⁶⁵ BVerfG, NVwZ 2010, 957 (958); vgl. *Guckelberger*, Denkmalschutz und Eigentum, NVwZ 2016, 17 (20 f.).

⁶⁶ Danach gelten Anforderungen als wirtschaftlich vertretbar, „wenn generell die erforderlichen Aufwendungen innerhalb der üblichen Nutzungsdauer durch die eintretenden Einsparungen erwirtschaftet werden können. Bei bestehenden Gebäuden, Anlagen und Einrichtungen ist die noch zu erwartende Nutzungsdauer zu berücksichtigen.“ (§§ 5 S. 2 und 3; 102 S. 2 GEG).

⁶⁷ VG Gießen, Urteil vom 12. Mai 2010 – 8 K 4071/08.GI, Rn. 144 f.

jedenfalls noch gewahrt sein dürfte, wenn die Gesamtkosten für eine PV-Anlage in Relation zu den Gesamtkosten eines Neubauprojekts 5 % nicht übersteigen,⁶⁸ wobei auch die Erlös- und Einsparmöglichkeiten nach dem EEG durch die Einspeisung des Stroms, die Möglichkeit zum Eigenverbrauch sowie etwaige Kreditförderungen kostenmindernd einbezogen werden müssen. Mehr als 10 % der Gesamtkosten des Neubauprojekts könnten in Anlehnung an baurechtliche Grenzwerte als unzulässig angesehen werden.⁶⁹ Die gesetzliche Festlegung starrer Prozentsätze hat allerdings den Nachteil, dass diese aufgrund ihrer Fehleranfälligkeit das Risiko konkreter Grundrechtseingriffe im Einzelfall bergen. Zudem scheint die oben genannte Rechtsprechung des BVerfG zu Altlasten und Denkmalschutzfällen auch höhere finanzielle Belastungen für Neubauten zu ermöglichen. Insofern bieten sich **Härtefallklauseln** an, um die Grenze der Zumutbarkeit im Einzelfall nicht zu überschreiten.

Aus Gründen der Verhältnismäßigkeit wäre es zudem angebracht, eine Bagatellgrenze für **kleine Gebäude**, wie etwa Kioske, Nebengebäude, kleine Ferienhäuser oder kleine Bungalows⁷⁰ mit bis zu 50 m² Nutzfläche vorzusehen, da bei diesen der Zusatzaufwand für die PV-Anlage besonders ins Gewicht fallen würde. So hatte das VG Gießen im vergleichbaren Fall von Solarthermieanlagen die entsprechende Satzung u.a. auch deshalb für unwirksam gehalten, weil sie keine Ausnahme für kleine Gebäude bis zu 50 m² Nutzfläche enthielt.⁷¹

Im Rahmen einer PV-Pflicht stellt sich auch die Frage, ob eine **Mindestanlagengröße** vorgeschrieben werden sollte und welche Maßstäbe an eine solche Mindestanlagengröße anzulegen wären. Mit Blick auf das „Ob“ einer Mindestvorgabe kann vorgebracht werden, dass ohne eine solche Mindestvorgabe zur Anlagengröße zum einen die Gefahr bestünde, dass die PV-Anlagen zu klein dimensioniert würden und damit die zur Verfügung stehenden Dachflächen nicht ausreichend zur Stromerzeugung genutzt würden oder zum anderen die PV-Pflicht sogar unterlaufen würde. Ist über das „Ob“ einer Mindestgröße entschieden, kommen für deren tatsächliche Festlegung verschiedene Wege in Frage. In Betracht kommen z.B. eine Mindestvorgabe zur Errichtung einer bestimmten installierten Leistung, die Vorgabe zur (anteiligen oder vollständigen) Deckung des Strombedarfs des Gebäudes oder die Vorgabe einer Mindestbelegung der zur Verfügung stehenden Dachfläche.

Durch die Vorgabe einer Mindestanlagengröße dürfen den Gebäudeeigentümern aber keine unangemessenen Pflichten auferlegt werden. Bei welcher Größe genau die Grenze zu ziehen ist bestehen aufgrund mangelnder gerichtlicher Entscheidungspraxis keine gerichtsfesten Erfahrungswerte. Es kann insofern an dieser Stelle nur eine Annäherung erfolgen, indem die verfassungsrechtlich maßgeblichen Kriterien für die gesetzgeberische Abwägung skizziert werden. Die Angemessenheit einer Mindestanlagengröße ist maßgeblich danach zu bewerten, ob sie mit Blick auf die mit der PV-Pflicht verfolgten Ziele verhältnismäßig ist:

- Mit Blick auf das Ziel des Klimaschutzes im Wege der CO₂-Reduktion erscheint es dabei mit Blick auf das Verursacherprinzip jedenfalls angemessen, eine solche Mindestanlagengröße vorzusehen, mit der der (ggf. typisierte) Strombedarf des Gebäudes gedeckt werden kann.

⁶⁸ Longo, Neue örtliche Energieversorgung als kommunale Aufgabe, S. 229 mit Verweis auf die Rechtsprechung zum Planungsschadensrecht nach § 42 BauGB.

⁶⁹ So zumindest in Anlehnung an § 42 BauGB, vgl. dazu Jäde in: Jäde/Dirnberger/Weiss (Hrsg.), Kommentar BauGB BauNVO, 7. Aufl., § 42, Rn 10; Spieß in: Rixner/Biedermann/Steger (Hrsg.), Systematischer Praxiskommentar BauGB/BauNVO, 2. Aufl., § 42, Rn 15.

⁷⁰ Vgl. insofern Wustlich, in: Danner/Theobald (Hrsg.), Energierecht, 103. EL Oktober 2019, § 4 EEWärmeG, Rn. 7; Rostankowski, in: Müller/Oschmann/Wustlich (Hrsg.), Erneuerbare-Energien-Wärmegegesetz, 1. Aufl. 2010, § 4, Rn. 12.

⁷¹ VG Gießen, Urteil vom 12. Mai 2010 – 8 K 4071/08.GI, Rn. 150.

- Mit Blick auf die weiteren Ziele der PV-Pflicht, der Erhöhung der Stromproduktion aus PV-Anlagen einerseits sowie des möglichst flächenschonenden EE-Ausbaus andererseits, erscheint auch eine darüberhinausgehende Mindestanlagengröße angemessen. Denn die Eigentumsgarantie orientiert sich nicht nur an der Privatnützigkeit, sondern auch an der Sozialbindung des Eigentums.

Somit erscheint bei entsprechender Begründung auch eine Vorgabe hinsichtlich einer vollständigen Belegung der für die Solarnutzung geeigneten Dachflächen nicht prinzipiell ausgeschlossen, solange die oben skizzierten finanziellen Grenzen nicht überschritten werden und entsprechende Befreiungs- und Ausnahmemöglichkeiten, insbesondere bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit oder technischer Unmöglichkeit bestehen.

Bei der Einführung einer PV-Pflicht wären als **weitere Punkte** auch das Verhältnis zu bereits bestehenden Verpflichtungen – insbesondere des Gebäudeenergiegesetzes (GEG), des Bauordnungsrechts und des Denkmalschutzrechts – zu beachten, u.a.:

- Da sich das GEG die Nutzung von erneuerbaren Energien zur Deckung des Wärme- und Kältebedarfs regelt, jedoch keine Anforderungen an Nutzung zur Deckung des Elektrizitätsbedarfs stellt, kann ergänzend zu den insoweit nicht-abschließenden GEG-Anforderungen eine zusätzliche PV-Pflicht für Gebäudeeigentümer auf Landesebene vorgesehen werden. Allerdings kann die zur Verfügung stehende Dachfläche schon belegt sein, wenn der Gebäudeeigentümer seine Pflicht nach dem GEG durch eine Solarthermieanlage oder als alternativ durch eine PV-Anlage erfüllt (§§ 35, 36, 52 GEG). Im Rahmen einer PV-Pflicht sollte der Landesgesetzgeber daher das Verhältnis zu den Verpflichtungen nach dem GEG regeln. So könnte beispielsweise geregelt werden, dass die PV-Pflicht zurücktritt, soweit die Dachfläche bereits durch die Installation einer Solarthermie-Anlage oder PV-Anlage nach dem GEG belegt ist.
- Die Landesbauordnung Rheinland-Pfalz sieht unter bestimmten Voraussetzungen Dachbegrünungen als zulässig an (§ 32 Abs. 4 BauO RP), so dass auch für diesen Fall der Gesetzgeber das Verhältnis der beiden Vorschriften zueinander klären muss. Denkbar wäre es, eine Dachbegrünung nur unter dem Vorbehalt zuzulassen, dass der PV-Pflicht auf anderen Teilen der Dachfläche nachgekommen ist. Die PV-Pflicht wäre dann als vorrangig zur Möglichkeit der Dachbegrünung ausgestaltet. Denkbar ist jedoch auch eine Befreiung von der PV-Pflicht für den Fall einer Dachbegrünung, das heißt, dass im Falle einer Dachbegrünung die PV-Pflicht nicht erfüllt werden muss.
- Auch das Verhältnis zum Denkmalschutzrecht bedarf aus Gründen der Widerspruchsfreiheit der Rechtsordnung einer gesetzgeberischen Ausgestaltung. Dabei könnten etwa denkmalgeschützte Gebäude von der PV-Pflicht gänzlich ausgenommen werden. Es könnte auch geregelt werden, dass die PV-Pflicht nur insoweit gilt, als die PV-Anlage nach den jeweiligen denkmalschutzrechtlichen Vorgaben vor Ort genehmigungsfähig wäre.

6.4.2.2. Berufsfreiheit (Art. 12 GG)

Neben der Eigentumsfreiheit stellt sich die Frage, ob die mit einer PV-Pflicht einhergehenden Verpflichtung der Gebäudeeigentümer zur Stromerzeugung mit der Berufsfreiheit vereinbar ist. Der sachliche Schutzbereich der Berufsfreiheit (Art. 12 Abs. 1 GG) umfasst als einheitliches Grundrecht das Recht aller Deutschen, einen Beruf frei zu wählen und auszuüben. Sie gewährt aber nicht nur

das Recht, einen Beruf frei wählen und ausüben zu können (positive Berufsfreiheit), sondern zugleich das Recht, keinen Beruf zu wählen und ausüben zu müssen (negative Berufsfreiheit).

Die Gebäudeeigentümer werden durch eine PV-Pflicht gewissermaßen per Gesetz zu Betreibern von Anlagen zur Erzeugung von EE-Strom, was jedenfalls ab der Schwelle der Direktvermarktung (über 100 kW) mit Verpflichtungen nach dem EnWG und dem EEG einhergeht (z.B. hinsichtlich der Vermarktung, Bilanzierung und Lieferung des Stroms). Die PV-Pflicht berührt somit vor allem die negative Berufsfreiheit, da den Gebäudeeigentümern nicht die freie Wahl gelassen wird, ob er Anlagenbetreiber und Stromerzeuger mit den damit einhergehenden energiewirtschaftlichen Pflichten werden will oder nicht.

Dieser Eingriff in die negative Berufsfreiheit muss verhältnismäßig sein. Hierbei ist aufgrund des unterschiedlichen Grades der mit der Eigenschaft als EE-Anlagenbetreiber und Stromerzeuger einhergehenden Verpflichtungen zwischen Anlagen unterschiedlicher Größenordnungen zu unterscheiden:

- **Anlagen unter 100 kW:** Aufgrund der garantierten Abnahme sämtlichen erzeugten Stroms und der garantierten Einspeisevergütung halten sich in diesem Anlagensegment die mit der Stromerzeugung einhergehenden Verpflichtungen sowie die finanziellen Risiken stark in Grenzen, was die PV-Pflicht als verhältnismäßig erscheinen lässt.
- **Anlagen mit 100 kW bis 300 kW:** Für Anlagen über 100 kW besteht die Pflicht zur Vermarktung in Form der Direktvermarktung und der Stromerzeuger erhält für den verkauften Strom eine Marktprämie. Es besteht hier die Möglichkeit, einen Direktvermarkter einzuschalten, wodurch einerseits der energiewirtschaftliche Aufwand reduziert wird, andererseits zusätzliche Kosten für die Dienstleistung entstehen. Da der erhöhte Vermarktungsaufwand grundsätzlich in der Marktprämie berücksichtigt ist, erscheint auch im Segment dieser Anlagengröße eine PV-Pflicht nicht unzumutbar.
- **Anlagen über 300 kW bis einschließlich 750 kW:** Für Betreiber von Solaranlagen dieses Segments, die auf, an, oder in einem Gebäude oder einer Lärmschutzwand errichtet werden, besteht mit dem EEG 2021 eine Wahlmöglichkeit. Sie können entweder an Ausschreibungen teilnehmen, vgl. § 22 Abs. 6 S. 2 EEG 2021 (und können dann keine Eigenversorgung betreiben, § 27a EEG 2021), oder die gesetzlich festgelegte Marktprämie in Anspruch nehmen. Entscheiden sie sich für die gesetzlich festgelegte Marktprämie, besteht ein Zahlungsanspruch nur für höchstens 50 % der erzeugten Strommenge (§ 48 Abs. 5 EEG 2021). Der Rest des Stroms müsste ungefördert vermarktet werden oder kann zur Eigenversorgung genutzt werden. Hinsichtlich der Vermarktung, der der Eigenversorgung sowie der Abgrenzung der förderfähigen von den nicht förderfähigen Strommengen erscheinen die Anforderungen an den Anlagenbetrieb im Vergleich zu dem Segment von 100 kW bis 300 kW deutlich erhöht. Da es sich noch um eine neue Vorgabe handelt, muss zur Beurteilung der Verhältnismäßigkeit einer PV-Pflicht in Kombination mit den Anforderungen an den Anlagenbetrieb in diesem Segment noch abgewartet werden, welche Verpflichtungen und praktischen Schwierigkeiten bei der Umsetzung der Vorgaben auf die Betreiber zukommen.
- **Anlagen über 750 kW:** Hier besteht eine Pflicht zur Teilnahme am Ausschreibungsverfahren. Eine Vergütung erhalten die Anlagenbetreiber nur, wenn sie bei den Ausschreibungen bezuschlagt wurden. Zur unsicheren Aussicht auf den Erhalt eines Zuschlags kommt der Aufwand zur Vorbereitung des Angebots und die Teilnahme an den Ausschreibungen hinzu. Zwar kann der Eigentümer auch hierfür einen Direktvermarkter engagieren, er erhält dafür aber, anders als im Segment bis 750 kW, keine EEG-Förderung mehr. Die Verhältnismäßigkeit

einer PV-Pflicht in diesem Segment ist daher kritischer zu beurteilen als im Segment unter 750 kW. Aufgrund der Größe der Anlagen ist das Segment ab 750 kW allerdings sicherlich nicht der primäre Anwendungsbereich einer PV-Pflicht auf Gebäudedächern.

6.4.2.3. Zusammenfassung

Verschiedene Bundesländer führen derzeit eine PV-Pflicht ein oder erwägen eine solche. Beispiele bestehen ebenfalls auch auf kommunaler Ebene. Das Land Rheinland-Pfalz wäre kompetenzrechtlich zum Erlass einer PV-Pflicht befugt, solange und soweit der Bundesgesetzgeber im Rahmen seiner konkurrierenden Gesetzgebungskompetenz noch keine Regelungen hierzu erlassen hat (Gegenstand der Luftreinhaltung im Sinne des Art. 74 Abs. 1 Nr. 24 GG bzw. Gegenstand des Rechts der Wirtschaft gemäß Art. 74 Abs. 1 Nr. 11 GG i. V. m. Art. 72 Abs. 2 GG). Bislang besteht keine bundesrechtliche Regelung. Mit Blick auf die Eigentumsgarantie der Gebäudeeigentümer kann eine PV-Pflicht sowohl für Neubauten als auch für Bestandsbauten eingeführt werden. Für Bestandsbauten gelten allerdings höhere Maßstäbe. Insgesamt muss bei der Einführung einer PV-Pflicht darauf geachtet werden, dass die finanziellen Grenzen der Belastung der Eigentümer nicht überschritten werden und entsprechende Befreiungs- und Ausnahmemöglichkeiten, insbesondere bei wirtschaftlicher Unzumutbarkeit oder technischer Unmöglichkeit bestehen. Auch ist das Verhältnis zu anderen öffentlich-rechtlichen, einer PV-Pflicht möglicherweise entgegenstehender Verpflichtungen der Gebäudeeigentümer zu regeln.

Auch die Berufsfreiheit ist im Rahmen einer PV-Pflicht betroffen – je nach Anlagengröße und damit einhergehenden Verpflichtungen im Rahmen der Stromerzeugung und Vermarktung in unterschiedlicher Intensität. Auch hier muss eine verhältnismäßige Ausgestaltung der PV-Pflicht gewählt werden, die den Grundstückseigentümer nicht mit unverhältnismäßigen energiewirtschaftlichen Verpflichtungen der Stromerzeugung und -lieferung beschwert.

6.5. Nutzung von regional erzeugtem EE-Strom als Standortfaktor

Im Rahmen der Ausgestaltung eines künftigen dezentralen Stromsystems kann auch diskutiert werden, welche Rolle der gezielt regionale Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien durch die ortsansässigen Unternehmen in Industrie und Gewerbe hier spielen kann. Für Regionen und Bundesländer mit einer hohen EE-Stromerzeugung könnte sich ein solches Angebot als Standortvorteil erweisen. Bei Unternehmen lässt sich ein wachsendes Interesse am Bezug von Strom aus erneuerbaren Energien beobachten. Dies liegt zum einen an Selbstverpflichtungen, den eigenen Strombezug aus erneuerbaren Quellen zu decken, andererseits auch an zunehmenden Berichts- und Rechenschaftspflichten, die Unternehmen dazu bewegen, ihre Strombeschaffung umzustellen.⁷² Die Nachfrage der Industrie nach erneuerbar erzeugtem Strom wird teils auch seitens der Politik als Kommunikations- und Standortvorteil erkannt. Ein Beispiel hierfür ist die Ansiedlung des Tesla-Werks in Brandenburg. Verbunden ist damit u.a. auch die Erwartung einer erhöhten industriellen Wertschöpfung vor Ort.

Maßgebliches Instrument für die EE-Strombeschaffung von Unternehmen sind Herkunftsnachweise (HKN), mit denen sich die Herkunft des Stroms aus erneuerbaren Quellen im Rahmen der gesetzlichen Stromkennzeichnung belegen lässt. HKN verkörpern somit die grüne Eigenschaft von Strom aus erneuerbaren Quellen. Sie werden in Deutschland aber nur für erneuerbare Stromerzeugung ausgestellt, der nicht nach dem EEG gefördert wird. Dahinter steht der Gedanke, dass die

⁷² Siehe etwa die Richtlinie über die Abgabe nichtfinanzieller und die Diversität betreffender Informationen (2014/95/EU) vom 22. Oktober 2014 oder § 289 Abs. 3 HGB („Informationen über Umwelt- und Arbeitnehmerbelange, soweit sie für das Verständnis des Geschäftsverlaufs oder der Lage von Bedeutung sind“).

Endverbraucher über die EEG-Umlage die grüne Eigenschaft der Energie bereits bezahlt haben und auch im Rahmen ihrer Stromkennzeichnung als „erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ ausgewiesen bekommen. Dementsprechend soll ausgeschlossen werden, dass durch die Ausstellung von HKN für diese Strommengen eine nochmalige Vermarktung ihrer grünen Eigenschaft möglich ist (sog. Doppelvermarktungsverbot nach § 79 Abs. 1 Nr. 1 i. V. m. § 80 Abs. 2 EEG 2021).⁷³ Um dem Bedürfnis nach Strom aus erneuerbaren Energien mit regionaler Herkunft nachzukommen, hat der Gesetzgeber zwar mittlerweile ergänzend zu den HKN die Möglichkeit der Ausstellung von sog. Regionalnachweisen (RN) geschaffen (§ 79a EEG 2021). Allerdings werden RN nur für geförderten Strom ausgestellt, während es HKN nur für ungeforderten Strom gibt. Eine vollständige Ausweisung eines Ökostromprodukts als „regional“ kann somit erfolgen, wenn der rechtlich definierte Anteil des Strombezugs eines Verbrauchers aus den EEG-geförderten Strommengen über die Regionalnachweise abgedeckt wird, und der restliche Anteil basierend auf HKN dann aus regionalen EE-Anlagen stammt, welche entweder nicht EEG-fähig sind (z.B. alte Wasserkraftanlagen), oder im Rahmen der „sonstigen Direktvermarktung“ freiwillig keine EEG-Förderung in Anspruch nehmen. Zur wettbewerbsrechtlich einwandfreien Beschaffung von regionalem EE-Strom und der Kommunikation dieser Eigenschaft gegenüber dem Kunden sind dabei jedoch aufwändige Konstruktionen erforderlich.⁷⁴

Über eine Reform des HKN-Systems und die Ausstellung von HKN auch für geförderten Strom wurde in der Vergangenheit bereits des Öfteren kontrovers diskutiert.⁷⁵ Überlegungen zu einer Reform werden nun auch dadurch getrieben, dass zur Finanzierung des EEG künftig Haushaltsmittel des Bundes als Bundeszuschüsse im EEG-Finanzierungsmechanismus verwendet werden (§ 3 Abs. 3 Nr. 3a, Abs. 9 EEG⁷⁶). Die Stromverbraucher müssen damit künftig in geringerem Maße vor einer doppelten finanziellen Inanspruchnahme geschützt werden, da sie die Förderkosten des EEG nicht mehr länger alleine und damit vollständig finanzieren. Durch die teilweise Finanzierung aus allgemeinen Haushaltsmitteln besteht somit vor dem Hintergrund der bisherigen Gesetzeslogik aus rechtlicher Sicht ein Spielraum für eine Lockerung des strikten Ausschlusses einer HKN-Ausstellung für EEG-geförderte Strommengen.⁷⁷ Dabei ist der Bundesgesetzgeber nicht auf eine ganz bestimmte Ausgestaltungsoption festgelegt. Der hierfür einschlägige EU-Rechtsrahmen (Art. 19 EE-RL (EU) 2018/2001) lässt bestimmte Spielräume.⁷⁸ Sollen HKN auch für geförderten Strom ausgestellt werden, muss jedenfalls deren Marktwert bei der Bestimmung der Förderhöhe vergütungsmindernd berücksichtigt werden (Art. 19 Abs. 2 UAbs. 3 bis 5 EE-RL (EU) 2018/2001). Aus

⁷³ Vgl. hierzu ausführlich: *Kahl/Kahles*, Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Grünstrombedarf der Industrie – Neue Rechtslage und Reformoptionen, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 50 vom 05.08.2020, S. 5 ff.

⁷⁴ Entsprechend der aktuellen Rechtslage (§78 EEG) muss für die vollständig erneuerbare Ausweisung eines Stromprodukts mit einer gegebenen Strommenge 100% Herkunftsnachweise beschafft werden, obwohl im Rahmen der Stromkennzeichnung dem Verbraucher ein EEG-Anteil in Höhe von 60% ausgewiesen werden. Es gibt Vorschläge, diese Methodik dahingehend weiterzuentwickeln, dass nur noch für den Anteil der Stromkennzeichnung Herkunftsnachweise beschafft werden müssen, welche nicht ohnehin schon durch den EEG-Anteil abgedeckt sind. Siehe hierzu *Seebach/Timpe/Lucha/Prahl/Lehnert/Rühr*, Verbesserte Ausweisung geförderter Strommengen aus erneuerbaren Energien im Rahmen der Stromkennzeichnung, 18.8.17, abrufbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Weiterentwicklung-SKZ-EEG-2017.pdf>.

⁷⁵ Siehe etwa *Maaß/Werner/Häseler/Mundt/Güldenberger*, Ökostrommarkt 2025, im Auftrag von LichtBlick SE, 28.01.2019, S. 74, abrufbar unter https://www.lichtblick.de/files/pressemitteilungen/2019/PDF/LichtBlick_Oekostrommarkt%202025.pdf.

⁷⁶ Erneuerbare-Energien-Verordnung vom 17. Februar 2015, BGBl. I, S. 146, zuletzt geändert durch Art. 1 der Verordnung vom 15. Juli 2020, BGBl. I, S. 1696.

⁷⁷ Um eine Doppelvermarktung der betreffenden EE-Mengen im Sinne einer Doppelausweisung gegenüber den Endverbraucher zu vermeiden, dürfen jene Strommengen, für welche HKN ausgestellt werden, dann im Rahmen der Stromkennzeichnung nicht mehr innerhalb der „erneuerbare Energien, finanziert aus der EEG-Umlage“ bilanziert werden.

⁷⁸ *Kahl/Kahles*, Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Grünstrombedarf der Industrie – Neue Rechtslage und Reformoptionen, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 50 vom 05.08.2020, S. 9 ff.

energiewirtschaftlicher Sicht sollte dabei bedacht werden, in welchem Verhältnis die jeweilige EEG-Förderung zu den zusätzlichen Markterlösen aus der EE-Stromvermarktung stehen, um in angemessenem Umfang den Aspekt einer Kostengerechtigkeit zwischen unterschiedlichen Verbrauchergruppen sicherzustellen.

Die neue Ausgangslage bietet dem Bundesgesetzgeber somit die rechtliche Möglichkeit, die derzeitige Ausgestaltung des Doppelvermarktungsverbots neu zu bewerten und die bestehenden Einschränkungen entsprechend des schwindenden Schutzzwecks zumindest teilweise, z.B. für regional genutzten EE-Strom auch aus bestimmten geförderten Bestands- oder Neuanlagen, zu lockern⁷⁹. Als Grundlage für eine Entscheidung über eine solche Änderung sollte auch eine umfassende Diskussion darüber dienen, ob aus energiewirtschaftlicher Sicht hierbei wesentliche Impulse zur besseren Entwicklung der erneuerbaren Stromerzeugung zu erwarten sind im Vergleich zur bisher schon bestehenden Möglichkeit, dass regionale Stromerzeugung im Rahmen der sonstigen Direktvermarktung über HKN von einzelnen Verbrauchern bezogen werden kann (und dann auch finanziert werden muss).

⁷⁹ Kahl/Kahles, Das Doppelvermarktungsverbot zwischen Verbraucherschutz und Grünstrombedarf der Industrie – Neue Rechtslage und Reformoptionen, Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht Nr. 50 vom 05.08.2020, S. 12 ff.

7. Organisatorische Rahmenbedingungen eines stärker dezentralisierten Strom-Wärme-Systems

Eine stärkere Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems wird nicht nur technische Veränderungen mit sich bringen. Auch regulatorische und organisatorische Rahmenbedingungen werden sich weiterentwickeln müssen, um den neuen Anforderungen des technologischen Wandels gerecht zu werden. Diese neuen Bedingungen bringen auch Veränderungen mit Blick auf das bisherige Rollenverständnis und die Aufgaben der Akteure innerhalb des Strom-Wärme-Systems mit sich. Zukünftig werden neue Aufgaben und Möglichkeiten entstehen. Rollen werden somit verändert oder entstehen neu. Zur begleitenden Diskussion der Akteursrollen wurde seitens der Forschungsnehmer am 4.11.2020 ein digitaler Workshop durchgeführt, in dem mit verschiedenen Akteuren aus Rheinland-Pfalz die möglichen künftigen Entwicklungen vorgestellt und diskutiert wurden.

Wie die Rolle der Akteure sowie die Strukturen in einem Strom-Wärme-System der Zukunft gestaltet sein können, ist in diesem Kapitel aus Sicht der Forschungsnehmer dargestellt. Für jede der behandelten Akteursgruppen wird die zukünftige Rolle diskutiert und, wo möglich, um die Betrachtung des rechtlichen Rahmens ergänzt.

7.1. Bürgerinnen und Bürger – Autonomie & Autarkie

Die Begriffe Autonomie und Autarkie werden oft im Zusammenhang mit zellulären Konzepten oder dem Thema Eigenverbrauch diskutiert. Dabei gilt es zu beachten, dass diese beiden Begriffe nicht auf der gleichen Ebene miteinander vergleichbar sind. Autarkie zielt zumeist auf die Energiebilanz-Ebene ab und beschreibt, inwieweit eine Einheit (z.B. Liegenschaft oder Zelle) auf Energie von außen angewiesen ist. Autonomie beschreibt hingegen, welche Teilhabe- oder Entscheidungsmöglichkeiten bei bestimmten Akteuren liegen. Derzeit bestehen eine Reihe von Entscheidungs- und Teilhabemöglichkeiten im Bereich der Energieversorgung für Energienachfrager. So können beispielsweise Investitionen in Technologien im privaten Eigentum getätigt werden (z.B. PV-Dachanlage, Batteriespeicher, Wärmepumpe, Elektrofahrräder, Elektrofahrzeug mit eigener Ladestation, Gebäudedämmung etc.). Darüber hinaus besteht auch die Möglichkeit, dass Bürgerinnen und Bürger sich an Energiegenossenschaften beteiligen oder Aktien von Unternehmen erwerben.

Im Zuge der Digitalisierung sowie der Weiterentwicklung und erwarteten Kostenreduktion von dezentralen, kleinteiligen Technologien werden die Entscheidungsmöglichkeiten für Akteure weiter zunehmen. Über mögliche peer-to-peer Konzepte kann der Strommix regional zusammengestellt werden und die Eigenerzeugung wird attraktiver.

Die fortschreitende Dezentralisierung des Energiesystems führt auch zu neuen Entscheidungsräumen für Bürgerinnen und Bürger. Wurde in der Vergangenheit Strom vom Energiedienstleister bezogen, so können Bürgerinnen und Bürger heute Teil des Energiesystems werden und ihren Energiebedarf zumindest anteilig oder bilanziell selbst decken. Diese neugewonnene Entscheidungsfreiheit oder Autonomie beinhaltet auch die Entscheidung über eine mögliche Selbstversorgung oder angestrebte Autarkie. Im folgenden Kapitel sollen diese Begriffe genauer betrachtet werden und es wird dargestellt, wie rechtliche oder regulatorische Rahmenbedingungen heute ausgestaltet sind.

7.1.1. Autonomie

Autonomie oder Selbstbestimmung umfasst verschiedene Entscheidungsmöglichkeiten von Bürgerinnen und Bürgern im Energiesystem. Besonders die voranschreitende Dezentralisierung des

Energiesystems hat heute neue Partizipationsmöglichkeiten geschaffen, die durch den stattfindenden technologischen Wandel in Zukunft weiterwachsen werden.

Strom wird heute und künftig nicht mehr von wenigen zentralen Kraftwerken auf der Übertragungsnetzebene erzeugt, sondern in starkem Maß auch durch kleine Anlagen auf den unteren Netzebenen. Auch auf der Akteursebene hat sich die Struktur der Energieerzeugung gewandelt. Dominierten früher vier große Versorger den Stromsektor, treten zunehmend viele kleinere und auch private Stromerzeuger in Konkurrenz zu ihnen (Trend:research; Leuphana Universität Lüneburg 2013). Grundlage dafür sind auch niedrige Investitionskosten von Technologien zur Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien. Dies ermöglicht es Bürgerinnen und Bürgern in die Energieinfrastruktur zu investieren. Sie können so einen Beitrag zur Energiewende leisten. Aus dieser Entwicklung lässt sich bereits folgern, dass die Möglichkeiten einer Beteiligung im Vergleich zur Vergangenheit gestiegen sind und diese auch wahrgenommen wurden.

Partizipationsmöglichkeiten

Bauknecht et al. (2020) haben untersucht, welchen Einfluss eine technologische Dezentralisierung auf eine mögliche Partizipation am Energiesystem hat. Sie unterscheiden dafür drei verschiedene Partizipationsmöglichkeiten, die sie getrennt voneinander betrachten. Neben der finanziellen Partizipation wurden die prozedurale Partizipation und die repräsentative demokratische Partizipation betrachtet. Sie definieren diese wie folgt:

- **Finanzielle Partizipation** – Eine finanzielle Partizipation kann durch eine Beteiligung an Projekten zur Energieversorgung realisiert werden. Dabei kann es sich beispielsweise um eine Investition in eine EE-Anlage handeln.
- **Prozedurale Partizipation** – Diese Form der Partizipation beschreibt die Beteiligung von Bürgern und Bürgerinnen an Planungsprozessen von Infrastrukturprojekten.
- **Repräsentative demokratische Partizipation** – Die demokratische Partizipation am Energiewendeprozess erfolgt durch gewählte Repräsentanten und Repräsentantinnen im Rahmen unseres bestehenden demokratischen Systems (bspw. Bürgermeister oder Landräte). Damit können Bürgerinnen und Bürger indirekt Einfluss auf die Energieversorgung auf kommunaler, regionaler und nationaler Ebene entfalten.

Im Folgenden werden die oben genannten Partizipationsformen genauer betrachtet. Es soll dargestellt werden, wie sich die verschiedenen Beteiligungsformen mit der Dezentralisierung des Energiesystems entwickelt haben.

Finanzielle Partizipation

Die bisherige Rolle der Bürgerinnen und Bürgern im Stromsystem wird durch die technologische Dezentralisierung und Digitalisierung aufgebrochen. Besonders verschiedene finanzielle Partizipationsformen bieten sich im Vergleich zu einem zentralisierten Stromsystem an. Verbraucherinnen und Verbraucher können eine Selbstversorgung anstreben oder regional gekennzeichnete Stromprodukte erwerben. Zukünftig wird auch der direkte peer-to-peer Handel von Strom einen direkten Austausch zwischen Prosumern ermöglichen (Sioshansi 2019).

Eine finanzielle Beteiligung kann passive und aktive Formen annehmen. Eine aktive Beteiligung liegt vor, wenn Bürgerinnen und Bürger auch eine gestaltende Rolle in einem Energieprojekt einnehmen. Beispiele dafür sind Energiegenossenschaften, die einen Windpark errichten oder gemeinsam ein Wärmenetz betreiben (Wolter Hoppenberg; bdew; Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft,

Infrastruktur und Daseinsvorsorge e.V. 2015). Auch die Investition in eine eigene und über das EEG geförderte PV-Dachanlage ist eine aktive Form der finanziellen Beteiligung und bereits heute weit verbreitet (siehe auch Kapitel 3.1). Von einer passiven finanziellen Beteiligung spricht man hingegen, wenn sich die Beteiligung eines Akteurs auf das Geldgeben für ein Energieprojekt beschränkt. Beispiele dafür sind der Kauf von Anleihen oder Darlehen, die beispielsweise der Realisierung von Windparks dienen können.

Die verschiedenen hier dargestellten finanziellen Beteiligungsformen zeigen, dass die Autonomie von Bürgerinnen und Bürgern bereits im heutigen Stromsystem mit seinen dezentralen und zentralen Komponenten gegenüber dem früheren ausschließlich zentralisierten Stromsystem zugenommen hat.

Prozedurale Partizipation

Für Bürgerinnen und Bürger bieten sich verschiedene Möglichkeiten einer prozeduralen Beteiligung im Energiesektor. Ein bekanntes Beispiel für Vorhaben, bei denen Bürgerinnen und Bürger konsultiert werden, ist die Planung des Ausbaus des deutschen Übertragungsnetzes. Die Planung des Netzausbaus wird von den Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland durchgeführt und von der Bundesnetzagentur beaufsichtigt. Seit 2012 können begleitend zu diesem Prozess Annahmen und Ergebnisse der Planung kommentiert und diskutiert werden (50 Hertz Transmission et al. 2020).

Auch bei Kraftwerksprojekten nimmt die Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern einen immer höheren Stellenwert ein. Besonders durch den breiten Ausbau erneuerbarer Energien sind mehr Stakeholder betroffen, als es als früher durch die großen Kraftwerksprojekte der Fall war. Die Akzeptanz von Anwohnerinnen und Anwohnern für EE-Anlagen und Stromnetze ist somit für das Erreichen der Ausbauziele erneuerbarer Energien enorm wichtig.

Ein gewisses Maß an Beteiligung ist im Rahmen von Planungs- und Genehmigungsverfahren gesetzlich vorgeschrieben. Diese schreiben oft jedoch nur eine Information von Betroffenen und eine Information über Beteiligungsmöglichkeiten vor (bspw. die Vorschriften zur Umweltverträglichkeitsprüfung). Beteiligungsformen, die über diese gesetzlich vorgeschriebene Partizipation hinausgehen und proaktiv auf Bürgerinnen und Bürger zugehen und diese in den Entwicklungsprozess mit einbeziehen, werden als entscheidender Faktor für den Projekterfolg angesehen (FA Wind 2020). Ob und wie sich Stakeholder allerdings beteiligen, ist ihnen freigestellt.

Repräsentative Demokratische Partizipation

Die repräsentative demokratische Partizipation ist eine Beteiligung der wahlberechtigten Personen durch die Abgabe einer Stimme im Rahmen von Wahlen in unserem bestehenden demokratischen System. Die wahlberechtigten Personen wählen eine Vertreterin bzw. einen Vertreter auf einer der verschiedenen politischen Ebenen, wo sich diese dann für die Gestaltung der Energieversorgung einsetzt.

Welches Gewicht die abgegebene Stimme entfaltet, ist von verschiedenen Faktoren abhängig. Dies hängt einerseits von der Priorität energiepolitischer Themen ab. Auch eine Rekommunalisierung privatisierter Unternehmen (bspw. Stadtwerke) kann die Wirkung der demokratisch abgegebenen Stimme erhöhen. Dennoch ist der Zusammenhang zwischen einer abgegebenen Stimme und dem Handeln eines demokratisch gewählten Vertreters schwer nachzuvollziehen, da sich die gewählte Vertreterin bzw. der gewählte Vertreter einer Fülle an politischen Themen widmen muss.

Zwischenfazit

Ein kurzer Blick zurück auf die verschiedenen Partizipationsformen zeigt, dass die Beteiligungsmöglichkeiten angestiegen sind und sich der Grad der Selbstbestimmung (Autonomie) erhöht hat.

7.1.2. Autarkie

Autarkie bezieht sich auf die Energiebilanz-Ebene eines Verbrauchers. Autarkie kann somit isoliert vom Konzept der Autonomie betrachtet werden, welches die Gesamtheit der Entscheidungsmöglichkeiten eines Verbrauchers beschreibt. Der Begriff der Autarkie beinhaltet, inwieweit eine Verbrauchseinheit - oder Zelle - auf die Zuführung von Energie angewiesen ist. Der Begriff bezieht sich „im Allgemeinen [...] auf das Prinzip, lokale bzw. regionale, anstatt importierte Energieressourcen zu nutzen“ (KIT 2015). Dies definiert also, wie weit sich eine Zelle selbst mit Energie versorgen kann. Die Zelle kann dabei beliebig klein oder groß gewählt werden. Es kann sich dabei beispielsweise um einen Haushalt, ein Quartier oder eine Region handeln.

Dennoch wird der Autarkiebegriff von verschiedenen Stakeholdern unterschiedlich verstanden. Somit unterscheiden sich die Ziele von Akteuren, die Autarkie anstreben, voneinander. Dennoch lassen sich die verschiedenen Ansätze zusammenfassen, wobei sich drei besonders herauskristallisieren (McKenna et al. 2014):

- **Tendenzielle Energieautarkie** – Eine Zelle zeigt Tendenzen hin zu einer dezentralen Energieversorgung, die einen Anteil der jährlichen Nachfrage deckt. Es wird jedoch keine bilanzielle oder komplette Autarkie angestrebt.
- **Bilanzielle Energieautarkie** – Eine Zelle ist über ein Jahr autark und versorgt sich mit selbst-erzeugter Energie. Die überregionale Netzinfrastruktur wird als Flexibilität genutzt, um kurzzeitige und saisonale Schwankungen der Energieerzeugung auszugleichen.
- **Komplette Energieautarkie** – Die Energieversorgung einer Zelle erfolgt nur durch selbsterzeugte Energieträger. Sie ist darüber hinaus von ihrer Umgebung energetisch abgeriegelt. Diese extreme Form der Autarkie gilt beispielsweise für Regionen oder Einzelgebäude in Insellage. Sie wird jedoch von Regionen, die bereits an das Stromnetz angeschlossen sind, in der Regel nicht angestrebt. Dennoch wird sie der Vollständigkeit halber hier genannt.

Die Möglichkeit einer Entscheidung über das Ausmaß der Autarkie wurde durch den technologischen Fortschritt bei erneuerbaren Energien ermöglicht, sodass Bürgerinnen und Bürger, die in einem Eigenheim leben, sich jetzt bis zu einem gewissen Grad selbst mit Energie versorgen können. Dies ist ein neugewonnener Grad der Entscheidungsfreiheit oder Autonomie. Wie zu sehen ist, sind beide Konzepte unabhängig voneinander. So führt die neue Autonomie der Bürger und Bürgerinnen nicht zwangsläufig zu Autarkie.

Auch politisch wird dieser Entscheidungsraum weiter geöffnet und die Autonomie von Bürgerinnen und Bürgern gestärkt. So definiert die Erneuerbare-Energien-Richtlinie Eigenverbrauch als eines der zentralen Konzepte für den Ausbau erneuerbarer Energien (Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht 2018). Mitgliedsstaaten werden im Rahmen der Richtlinie dazu verpflichtet die Erzeugung von Strom zum Eigenverbrauch diskriminierungsfrei zu ermöglichen. Im Rahmen der deutschen Regulierung ist dies aktuell nur bei Anlagen mit einer Kapazität von bis zu 10 kW im EEG möglich (§ 61 EEG). Die genannte EU-Richtlinie legt diese Regelung auf Anlagen mit einer Kapazität von bis zu 30 kW fest und erweitert somit den Raum für die Realisierung von Eigenverbrauchskonzepten.

Nicht nur die Eigenversorgung, sondern auch die gemeinsame Nutzung einer Stromerzeugungsanlage zur Deckung des Eigenverbrauchs von mehreren Akteuren, ist durch die Mitgliedsstaaten zu ermöglichen. Gleiches gilt für die gemeinsame Nutzung eines Speichers. Dies stellt eine Erweiterung zur deutschen Rechtslage dar, die den gemeinsamen Eigenverbrauch bisher nicht vorsieht.

Neben dem diskriminierungsfreien Eigenverbrauch von Strom sind ebenso der eigenständige Handel und die Vermarktung des selbst erzeugten Stroms zu ermöglichen. Auch die Rolle der Aggregatoren als Zwischenhändler soll anerkannt werden. Formate, die in diesem Rahmen herausgestellt werden, sind neben bilateralen Lieferverträgen erneuerbaren Stroms auch der peer-to-peer Handel.

Bei der Wärmeseite des Energiesystems ist die Ausgangssituation mit der Stromseite vergleichbar. So ist die Heizenergie in Gebäuden traditionellerweise von außen zum Gebäude transportiert worden, sei es mittels einer Netzinfrastruktur (Wärmenetz, Gasnetz oder Stromnetz für Stromheizungen) oder mittels Transport-LKW (für Heizöl, Holzpellets o.ä.). Diese Situation wurde in den letzten Jahren durch die Entwicklung von Wärmetechnologien auf Basis erneuerbarer Energien zumindest teilweise aufgebrochen. So sind beispielsweise Solarthermieranlagen direkt am Gebäude montiert und ermöglichen je nach installierter Pufferspeichergröße eine ansatzweise ‚autarke‘ Warmwasserversorgung, manchmal sogar eine Unterstützung der Raumwärmeversorgung. Auch der Einsatz von Wärmepumpen jeglicher Art reduziert den Energiebezug von außerhalb der Grundstücksgrenze, in dem verstärkt Umweltwärme bzw. Umgebungswärme zur Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung genutzt wird (meist bei gleichzeitigem Strombezug über das Netz). Auf Einzelgebäudeebene sind, mit genügend großen Warmwasser-Pufferspeichern sowie elektrischen Batteriespeichern in Kombination mit einer PV-Dachanlage und einer Wärmepumpe, im Extremfall komplett autarke Einheiten technisch möglich. Allerdings kommen diese zu einem hohen wirtschaftlichen Preis und bringen einen hohen Ressourcen- sowie Flächenaufwand mit sich.

Fazit

Die Betrachtung in diesem Kapitel hat gezeigt, dass die Dezentralisierung des Energiesektors zu größeren Beteiligungsmöglichkeiten für Stakeholder führt. Besonders im Bereich der finanziellen Partizipation am Energiesystem und der Frage der Eigenversorgung haben sich neue Beteiligungsmöglichkeiten aufgetan. So ist die Investition in dezentrale EE-Anlagen möglich und Stakeholder können eine bilanzielle Autarkie oder zunehmende Eigenversorgung anstreben. Die Autonomie oder Selbstbestimmung der Bürgerinnen und Bürger ist größer geworden.

7.2. Stadtwerke

Stadtwerke sind ggf. noch integrierte Unternehmen, das heißt, sie unterliegen bei weniger als 100.000 Kunden nach § 7 Abs. 2 EnWG nicht dem Unbundling. Aus dieser integrierten Rolle kleinerer Stadtwerke können Chancen hinsichtlich der Implementierung von dezentralen Konzepten erwachsen. Diese können eine stärkere Verknüpfung von Erzeugung, Verteilung und Vertrieb bei der Systemintegration von erneuerbaren Energien ermöglichen.

Daneben sind Stadtwerke in der Regel der örtliche Grundversorger nach § 36 EnWG. Sie sind somit häufig erster regionaler Ansprechpartner. Wegen seiner öffentlichen Gesellschafterstruktur wird ihm seitens der Verbraucher eine hohe Glaubwürdigkeit und Seriosität zugeschrieben. Daraus ergeben sich kommunikative Vorteile für die Kundenbindung, aus denen heraus auch neue Geschäftsmodelle und Produkte entwickelt werden können. Dies betrifft nicht nur die Belieferung mit Strom, Gas und Wärme, sondern auch Beratungsangebote und Dienstleistungen im Effizienz- oder Contractingbereich.

Im Bereich der kommunalen Wärmeplanung, die u.a. darauf abzielt die Wärmeversorgung langfristig treibhausgasneutral zu gestalten, kommt den Stadtwerken eine wichtige Rolle zu. Stadtwerke, die nicht dem Unbundling unterworfen sind, sind häufig sowohl Versorger als auch Betreiber der verschiedenen Netz-Infrastrukturen und sie kennen die Verbräuche in ihrem Netzgebiet am zuverlässigsten. Demzufolge können sie die kommunale Wärmeplanung wesentlich unterstützen. Gleichzeitig sind sie Betroffene, sollte bei der kommunalen Wärmeplanung beispielsweise das Ergebnis sein, dass das Gasnetz zugunsten eines Wärmenetzes zurückgebaut werden soll.

7.3. Kommunen

Bereits jetzt spielen die Kommunen eine zentrale Rolle im Rahmen des Klimaschutzkonzepts Rheinland-Pfalz (Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz (2020b), S. 98 ff.). Auch künftig wird den Kommunen im Rahmen der Umgestaltung der Energieversorgung auf dezentraler Basis eine entscheidende Rolle zukommen. Die Kommunen sind dabei abhängig von europa-, bundes- und landesrechtlichen Vorgaben. Konkrete Rahmenbedingungen des kommunalen Handelns bilden insbesondere das Kommunalrecht, das Baurecht, sowie das Planungsrecht. Innerhalb dieser Rahmenbedingungen kommt den Kommunen andererseits aber ein eigener Spielraum zu. Als relevante Akteure vor Ort können sie diesen, unter Berücksichtigung haushaltsrechtlicher Restriktionen, im Hinblick auf eine stärkere Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems ausfüllen.

Die Handlungsmöglichkeiten für Kommunen sind insgesamt vielfältig, in ihrer Wirkung unterschiedlich und auch von äußeren Rahmenbedingungen abhängig (Haushaltssituation, personelle Ausstattung, bundes- und landesrechtliche Vorgaben). Auf den Landesgesetzgeber kommt dabei die Aufgabe zu, die Kommunen bei der Ausfüllung ihrer Rolle bestmöglich zu unterstützen. Drei wesentliche Tätigkeitsfelder müssen die Kommunen jedenfalls erfüllen, um eine möglichst proaktive Rolle in einem künftig stärker dezentralisierten Strom-Wärme-System zu erfüllen:

- **Vorbildwirkung**

Kommunen können selbst einen aktiven Beitrag innerhalb eines stärker dezentralisierten Strom-Wärme-Systems leisten. Im Bereich der energetischen Gebäudesanierung durch die Reduzierung des Energiebedarfs kommunaler Gebäude sowie die verstärkte Deckung des kommunalen Energiebedarfs durch erneuerbare Energien. Kommunale Dachflächen können auch verstärkt zur Produktion von PV-Strom zur Eigenversorgung und Einspeisung des Überschussstroms herangezogen werden. Der verstärkte Einsatz von E-KfZ sowie die Umrüstung des öffentlichen Nahverkehrs auf E-Busse muss weiter vorangetrieben werden. Gleichzeitig kommt den Kommunen die Aufgabe zu, den Systemwandel vor Ort zu kommunizieren. Sie können so die lokalen Vorteile eines dezentralisierten und erneuerbaren Strom-Wärme-Systems im Sinne der Akzeptanz und der lokalen Wertschöpfung aufzeigen. Hierfür werden auch zusätzliche Mittel für Energieberatungen oder Quartiers- und Klimaschutzmanager erforderlich sein. Auch im 2020 weiterentwickelten Klimaschutzkonzept des Landes finden sich diverse Maßnahmen zur Unterstützung von Kommunen (Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz (2020a), S. 124 ff.).

- **Planung, Genehmigung, Konzessionierung**

Vor allem im Bereich der Planung und Genehmigung kommen den Kommunen im Rahmen der bundes- und landesgesetzlichen Vorgaben Möglichkeiten zu, um den Ausbau der erneuerbaren Energien zu unterstützen. Im Rahmen der Bauleitplanung können die Kommunen Flächen für die Erzeugung von Strom aus Windenergie ausweisen. Auch können sie eigene Flächen für den Ausbau erneuerbarer Energien bereitstellen. So spielt z.B. in Rheinland-Pfalz der Kommunalwald eine wichtige

Rolle bei Flächen für Windenergieanlagen. Daraus erwachsen ihr wiederum Miet- oder Pachteinahmen. Im Bereich der Freiflächen-PV hängt die Vergütungsfähigkeit des Stroms nach dem EEG von einer Flächenkulisse ab, die zwingend eines von der Kommune als Satzung erlassenen Bebauungsplanes bedarf.

Insbesondere beim Ausbau der Windenergie spielen auch Akzeptanzgesichtspunkte eine entscheidende Rolle. Hier bestehen verschiedene planungsrechtliche Möglichkeiten und Grenzen, z.B. in Form von Mindestabständen, und Möglichkeiten zur Verbesserung der Akzeptanz durch lokale Wertschöpfung (z.B. durch die finanzielle Beteiligung von Standortkommunen am Windenergieausbau). Bei der Förderung der Akzeptanz von Windenergiestandorten können auch gemeindliche Einnahmen aus der Gewerbe- oder Grundsteuer eine wichtige Rolle spielen. Denn diese Gelder können der gesamten örtlichen Gemeinschaft zugutekommen.

Baurechtlich können auch energetische Anforderungen an Gebäude definiert werden. Ebenso können Nutzungsverpflichtungen für erneuerbare Energien oder Nutzungsverbote für konventionelle Energieformen ausgesprochen werden. Es gilt somit zukünftig auch noch stärker Quartiere (Gewerbe- oder Wohngebiete) zu entwickeln, in denen Strom- und Wärmeerzeugung besser miteinander kombiniert wird. Auch die Nutzung der Elektromobilität sollte mitgedacht werden (z.B. durch die Schaffung von Lademöglichkeiten oder zumindest die Verlegung von Leerrohren).

Aber vor allem auch der Gebäudebestand muss verstärkt in den Blick genommen werden, um hier die Potentiale für Energieeinsparungen und die Wärmewende insgesamt zu heben. Kommunen haben des Weiteren auch im Bereich des Anschlusses an das Fernwärmenetz Handlungsspielräume. So kann im Rahmen der Gemeindeordnung Rheinland-Pfalz ein Anschlusszwang an das Fernwärmenetz durch Gemeindecaputungen vorgeschrieben werden. Darüber hinaus bestimmen Kommunen für ihr Gemeindegebiet auch, wer nach § 46 EnWG die Konzession für den Betrieb des Netzes bekommt. Die daran anknüpfende Konzessionsabgabe ist eine wichtige kommunale Einnahmequelle. Mittelfristig ist auch in Rheinland-Pfalz mit der kommunalen Wärmeplanung als weiterer Aufgabe der Kommunen zu rechnen. Die kommunale Wärmeplanung ist beispielsweise schon im Klimaschutzgesetz von Baden-Württemberg verpflichtend vorgesehen (für jede Kommune mit über 20.000 Einwohnern) und wird derzeit auch auf Bundesebene diskutiert.

• **Wirtschaftliche Betätigung**

Das Kommunalrecht in Rheinland-Pfalz lässt den Kommunen Raum für wirtschaftliche Betätigung (§§ 85 ff. GemO Rheinland-Pfalz). Kommunen können auch durch ihre eigenen Stadtwerke Einfluss auf die kommunale Energiepolitik nehmen und so dafür sorgen, dass diese eine wichtige Scharnierfunktion im Rahmen eines stärker dezentralisierten Strom-Wärme-Systems einnehmen. Eine Möglichkeit hierbei wäre etwa das verstärkte Angebot regional und erneuerbar erzeugten Stroms, z.B. mittels Regionalnachweisen oder Investitionen in neue Anlagen. Auch erreichen in den nächsten Jahren die ersten Anlagen das Ende des Förderzeitraums des EEG. Es könnte somit ein wachsendes Geschäftsfeld sein, auch solche ausgeführten EE-Anlagen mittels Stromlieferverträgen (sog. Power-Purchase-Agreements (PPAs)) in regionale und erneuerbare Stromprodukte zu integrieren. Auch können Kommunen selbst oder über ihre Stadtwerke in den Ausbau regionaler erneuerbarer Energien investieren.

7.4. Verteilnetzbetreiber / Versorgungssicherheit

Es wurde bereits ausgeführt, dass die Verteilnetzbetreiber in einem künftig stärker dezentralisierten Energiesystem eine noch entscheidendere Rolle spielen werden (vgl. Abschnitt 3.6.1 und 3.6.7). Dabei kommt ihnen grundsätzlich auch weiterhin die Hauptaufgabe zu, für den sicheren und

zuverlässigen Netzbetrieb innerhalb ihres Netzgebiets zu sorgen. Den Verteilnetzbetreibern kommt neben der ihnen in § 14 EnWG zugewiesenen Aufgabe die entscheidende Rolle bei der Förderung und Netzintegration von Strom aus erneuerbaren Energien zu. Nach dem EEG sind sie einerseits für das Netzanschlussverfahren (insbesondere die Bestimmung des gesetzlichen Netzverknüpfungspunktes), den Netzanschluss von EE-Anlagen und den daraus ggf. resultierenden Netzausbau verantwortlich. Andererseits wickeln sie auch die Auszahlung der Förderung für den eingespeisten und von ihrem Netz (bis 100 kW auch bilanziell) aufgenommenen Strom gegenüber dem Anlagenbetreiber ab. Ähnlich verhält es sich beim KWKG.

Neben der Gewährleistung der Versorgungssicherheit kommt ihnen auf den in ihrer Verantwortung stehenden Spannungsebenen auch im Redispatch und bei sonstigen Flexibilitätsoptionen (vgl. § 14a EnWG) eine entscheidende Rolle zu. Der Einsatz von Speichern als Flexibilitätsoption ist im Moment nicht Aufgabe des Netzbetreibers, sondern von Marktakteuren. Es ist jedoch denkbar, dass in zukünftigen, dezentralen Stromsystemen auch Netzbetreiber diese Maßnahmen nutzen werden. Hierfür sind allerdings die rechtlichen Rahmenbedingungen anzupassen. Außerdem besteht beim Einsatz vielfältiger Flexibilitätsoptionen ein höherer Bedarf an Regelung und Überwachung der einzelnen Akteure im Stromnetz. Der Betrieb der dafür nötigen Kommunikations- und IT-Infrastruktur und Regler wird ebenfalls das Aufgabengebiet der Verteilnetzbetreiber erweitern. Alle zusätzlichen zukünftigen Aufgaben der Netzbetreiber werden aber nach wie vor rein zum Betrieb des Stromnetzes eingesetzt werden. Die Entflechtung zwischen Netzbetrieb und Marktteilnehmern ist fundamental und soll auch in Zukunft in einem dezentralen Stromsystem gewährleistet sein.

In ihrer Netzausbauplanung haben sie zu berücksichtigen, dass Verteilnetze in einem Umfeld dezentraler Erzeugung nicht mehr nur dem Bezug, sondern als zentrales infrastrukturelles Rückgrat auch der Einspeisung dienen. Abgesehen von der Erzeugung wird auch der Verbrauch weiterhin einen Einfluss auf den nötigen Netzausbau haben. Insbesondere in urbanen Gebieten werden vor allem die neuen Verbraucher, Elektroautos und Wärmepumpen, verantwortlich für höheren Netzausbaubedarf sein.

Die Zusammenarbeit der Verteilnetzbetreiber untereinander und die Zusammenarbeit mit dem Übertragungsnetzbetreiber wird immer wichtiger, um die erhöhte fluktuierende Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien auszugleichen. Gleichzeitig wird den Verteilnetzbetreibern auch eine Schlüsselrolle zur Beschaffung der notwendigen Flexibilität im System zukommen. Dies wird Auswirkungen auf die Auslegung des Verteilnetzes und die entsprechenden Planungen zum Netzausbau haben. Der Einsatz von lokalen Flexibilitäten kann den nötigen Netzausbau verzögern oder sogar vermeiden. Dabei sind im Sinne einer verstärkten Sektorenkopplung künftig auch die Auswirkungen und das Zusammenspiel mit dem Gasnetz in den Blick zu nehmen. Die zentrale Rolle der Verteilnetzbetreiber im künftigen dezentralen Strom-Wärme-System wird andererseits aber auch durch die gesetzlichen Vorgaben zur Regulierung und Entflechtung eingeschränkt. Diese Rahmenbedingungen gilt es bei künftigen Rollen- und Aufgabenbeschreibungen der Verteilnetzbetreiber zu beachten.

7.5. Bilanzkreisverantwortliche

Das Bilanzkreiswesen und die Bilanzkreistreue sind wichtige Grundsätze des Strommarkts (§ 1a Abs. 2 EnWG). Deshalb ist den Netznutzern die Verantwortung zur Führung eines ausgeglichenen Bilanzkreises gesetzlich auferlegt (§ 4 StromNZV). Die Einbindung von flexiblen und dezentralen Erzeugungsanlagen und Lasten in das Energiesystem muss dabei den Anforderungen an die Bilanzkreisverantwortung genügen. Dies fordert auch das EU-Recht (Art. 5 Strombinnenmarkt-VO).

Die Bilanzkreisverantwortung kann auch auf Dritte übertragen werden. Dies geschieht häufig im Falle der Einspeisung von EE-Anlagen durch Direktvermarktungsunternehmen. Durch die zukünftig zunehmende Einbindung von kleinen, dezentralen EE-Anlagen und Flexibilitätsoptionen, wird eine Aggregation und Koordinierung dieser Einspeisungen durch Dienstleister (sog. Aggregatoren) immer mehr an Bedeutung gewinnen. Das Abtreten der Bilanzkreisverantwortung in diesem Rahmen ist besonders für kleine Anbieter attraktiv. Dadurch wird die Nachfrage nach Aggregatoren in Zukunft steigen.

Auch neue peer-to-peer Konzepte, mit deren Hilfe beispielsweise Nachbarn untereinander Energie handeln können, müssen zukünftig Bilanzkreisverantwortlichkeit übernehmen. Bestehende peer-to-peer Angebote haben aus diesem Grund ein Unternehmen als Bilanzkreisverantwortlichen implementiert, das den Bilanzkreis koordiniert.

7.6. Bedeutung der Strombörse

Die Strombörse setzt den Referenzpreis für die EE-Anlagen, die im EEG der verpflichtenden Direktvermarktung unterliegen. Dieses Preissignal hat faktisch auch Bedeutung für andere Vermarktungspfade, etwa PPAs oder Strommengen, die beispielsweise über lokale Handelsplattformen abgewickelt werden.

Daneben ist derzeit zu beobachten, dass die Strombörse als Handelsplattform ihre Angebotspalette erweitert und neue Märkte entwickelt, die regionalisierte Produkte inklusive Flexibilitäten umfasst. Je nach der Entwicklung und Leistungsfähigkeit dieser neuen Angebote muss beobachtet und analysiert werden, inwiefern (weitere) lokale oder regionale Plattformen einen Mehrwert bieten.

7.7. Entflechtung zwischen Verteilnetz, Endkundenbelieferung sowie Zähl-/Messwesen

Das Energiewirtschaftsgesetz ordnet in seinen §§ 7 ff. im Grundsatz die Entflechtung von Netz und Vertrieb an. Daraus folgt für die Verbraucher die freie Wahl des Anbieters beim Strombezug.

Durch die ebenfalls erfolgte Liberalisierung des Messwesens nach § 3 Nr. 26a und 26b EnWG sowie § 9 Abs. 2 MessZV kann nicht nur der Verteilnetzbetreiber, sondern auch ein Dritter Messstellenbetreiber sein.

Daraus ergeben sich drei unterschiedliche energiewirtschaftliche Rollen (Netz, Vertrieb, Messung), die im Zweifel von drei verschiedenen Akteuren wahrgenommen werden. Während der Netzbetrieb ein natürliches Monopol darstellt, stehen Stromvertrieb und Messwesen grundsätzlich im Wettbewerb.

7.8. Quartiersmanager, Energiemanagement-Verantwortliche

In dezentralen Strom-Wärme-Systemen stellt sich künftig verstärkt die Frage nach der Koordination von Entscheidungen und Prozessen innerhalb des Systems und der übergeordneten Koordination der dezentralen Systeme mit Blick auf das Gesamtsystem. Dabei geht es um unterschiedliche Themen, wie die klassische Rolle des Quartiersmanagement bei der energetischen Stadtentwicklung, aber auch um Investitionsentscheidungen, Preisgestaltung bei internen Märkten bis hin zu der Frage, wer als jeweils Verantwortlicher innerhalb eines dezentralen Systems die bestehenden notwendigen Rollen im Energiesystem ausfüllt (z.B. als Bilanzkreisverantwortlicher). Dies zeigen auch Konzepte, in denen ganze Liegenschaften dezentral über Energiemanagementsysteme

automatisiert koordiniert und gesteuert werden. Die verschiedenen auszufüllenden Rollen können (und werden bereits) per Gesetz definiert und zugeordnet werden oder über Entscheidungsprozesse innerhalb der dezentralen Strom-Wärme-Systeme definiert werden. Dabei kommen weitere Fragen nach den Entscheidungsbefugnissen innerhalb von solchen dezentralen Systemen auf. Es sollte dabei vermieden werden, dass neue Monopole entstehen und Endkunden innerhalb eines dezentralen Strom-Wärme-Systems keine Wahlfreiheiten (z.B. in Bezug auf Lieferverträge für Energie) haben.

8. Infrastrukturelle Folgen eines stärker dezentralisierten Strom-Wärme-Systems

8.1. Netzentwicklungspläne Strom und Gas

In diesem Arbeitsschritt wird analysiert, inwieweit die in diesem Projekt gewonnen Erkenntnisse zu den im Netzentwicklungsplan Strom getroffenen Annahmen für Rheinland-Pfalz passen und in welchem Umfang überhaupt ein stärker dezentralisiertes Strom-Wärme-System in dem Szenariorahmen für den NEP Strom 2030 (Version 2019) bzw. den NEP Strom 2035 (Version 2021) berücksichtigt wird.

Für das Gasnetz liegt der aktuelle NEP Gas 2018-2028 vor. Im Rahmen des Vorhabens wird geprüft, inwiefern neue Maßnahmen für Rheinland-Pfalz relevant sind, zum Beispiel im Bereich von Power-to-X oder der Beimischung von Wasserstoff in das Erdgasnetz.

8.1.1. Szenariorahmen im NEP Strom 2030 (Version 2019) bzw. NEP 2035 (Version 2021)

Im Vergleich des Szenariorahmens aus dem NEP Strom 2030 (Version 2019) mit dem Szenariorahmen in dieser Studie zeigt sich, dass das NEP Szenario C 2030 sehr ähnlich zum Szenario 2030 in der Pilotstudie Dezentralisierung ist. Dies unterstreicht den ambitionierten Charakter der Szenarien in dieser Studie. Insbesondere bei Wind onshore wird deutlich, dass ein sehr starker Ausbau von 2020 bis 2030 (rund +5 GW) nötig ist, um das 100% EE-Ziel im Jahr 2030 zu erreichen.

Als Vergleichsszenario für das Jahr 2040 kommen das NEP Szenario C 2035 und das NEP Szenario B 2040 aus dem genehmigten Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035 (Version 2021) in Betracht. Dabei zeigt sich, dass das Szenario B 2040 beim EE-Ausbau weniger ambitioniert ist als das Szenario 2040 in dieser Studie. Für das NEP Szenario C 2035, welches einen höheren Ausbau bei Wind onshore aufweist und deshalb besser zu dem Szenariorahmen in dieser Studie passt, liegt leider keine Fortschreibung bis zum Jahr 2040 vor. Aus diesem Grund müssen beide NEP Szenarien in der Zusammenschau mit dem Szenario 2040 aus dieser Studie verglichen werden.

Ein Langfristszenario für das Jahr 2050 ist im Netzentwicklungsplan Strom nicht enthalten, gleiches gilt für ein dezidiert dezentral ausgerichtetes Szenario. Das NEP Szenario C weist zwar von allen NEP Szenarien den höchsten netzdienlichen Charakter auf, wichtige dezentrale Aspekte wie eine lastnahe Regionalisierung des EE-Ausbaus, sind jedoch nur ansatzweise bei PV erkennbar. Insbesondere fehlt ein verstärkter Zubau von Wind onshore in den südlichen Bundesländern. Um den langfristig erforderlichen EE-Ausbau (und daraus folgend auch Netzausbau) besser abschätzen zu können, wären ein Langfristszenario für das Jahr 2050 und ein stärker netzdienlich ausgeprägtes Szenario jedoch sehr hilfreich (Öko-Institut 2020b).

Insgesamt lässt sich feststellen, dass der in dieser Studie unterstellte Szenariorahmen für Rheinland-Pfalz sehr gut mit dem NEP Szenario C vergleichbar ist. Beim Ausbau der Windenergie geht er sogar über den im NEP Szenario C unterstellten Ausbaupfad hinaus. Hinsichtlich der im Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019) ausgewiesenen und von der Bundesnetzagentur bestätigten Netzausbaumaßnahmen im Übertragungsnetz ist daher davon auszugehen, dass diese auch für den Szenariorahmen in dieser Studie Bestand haben werden.

Tabelle 8-1: Vergleich der NEP Szenarien 2030, 2035 und 2040 mit den Szenarien 2030 und 2040 aus dieser Studie

	NEP 2030 (Version 2019) Szenario C 2030	Szenario 2030	NEP 2035 (Version 2021) Szenario C 2035	NEP 2035 (Version 2021) NEP Szenario B 2040	Szenario 2040
Stromnachfrage	28,6 TWh	28,5 TWh	32,6 TWh⁸⁰	32,7 TWh⁸¹	34,2 TWh
Davon Elektromobilität	1,3 TWh ⁸²	2,2 TWh	3,0 TWh ⁸³	2,8 TWh ⁸⁴	4,6 TWh
Davon Wärmepumpen	1,5 TWh ⁸⁵	2,0 TWh	2,0 TWh ⁸⁶	2,0 TWh ⁸⁷	2,7 TWh
Davon Power-to-Gas	0,7 TWh	0,4 TWh	1,0 TWh ⁸⁸	1,3 TWh ⁸⁹	0,9 TWh
Installierte Leistung für erneuerbare Energien					
Wind onshore	6,1 GW	8,8 GW	6,8 GW	5,9 GW	9,1 GW
PV	5,6 GW	6,0 GW	7,6 GW	8,4 GW	8,7 GW
Laufwasser	0,2 GW	0,3 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,3 GW
Biomasse	0,1 GW	0,2 ⁹⁰ GW	0,2 GW	0,2 GW	0,3 ⁹¹ GW
Geothermie	< 0,1 GW	< 0,1 GW	< 0,1 GW	< 0,1 GW	< 0,1 GW
Konventionelle Kraftwerke					
Gaskraftwerke	1,7 GW	1,6 GW	1,7 GW	1,7 GW	1,6 GW
BHKW	0,4 GW	0,1 GW	0,2 GW	0,2 GW	0,1 GW
Abfall	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW	0,1 GW

Quelle: Flexibilitätsstudie Rheinland-Pfalz (ambitioniertes Szenario) sowie (50 Hertz et al. 2019) und (50 Hertz et al. 2020)

⁸⁰ 5% des Nettostromverbrauchs von Deutschland BNetzA (2020), S. 4.

⁸¹ 5% des Nettostromverbrauchs von Deutschland BNetzA (2020), S. 4.

⁸² 5% des Stromverbrauchs von Elektromobilität in Deutschland 50 Hertz et al. (2019), S. 42.

⁸³ 5% des Stromverbrauchs von Elektromobilität in Deutschland 50 Hertz et al. (2020), S. 54.

⁸⁴ 5% des Stromverbrauchs von Elektromobilität in Deutschland 50 Hertz et al. (2020), S. 54.

⁸⁵ 5% des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in Deutschland 50 Hertz et al. (2019), S. 42.

⁸⁶ 5% des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in Deutschland 50 Hertz et al. (2020), S. 54.

⁸⁷ 5% des Stromverbrauchs von Wärmepumpen in Deutschland 50 Hertz et al. (2020), S. 54.

⁸⁸ 5% des Stromverbrauchs von Power-to-Gas in Deutschland 50 Hertz et al. (2020), S. 54.

⁸⁹ 5% des Stromverbrauchs von Power-to-Gas in Deutschland 50 Hertz et al. (2020), S. 54.

⁹⁰ Erhöhung der heutigen Kapazität um ein Drittel

⁹¹ Erhöhung der heutigen Kapazität um zwei Drittel

8.1.2. Entwurf des Netzentwicklungsplans Gas 2020

Stand heute

Das Fernleitungsgasnetz für H-Gas⁹² in Rheinland-Pfalz besteht im Wesentlichen aus drei zentralen Trassen (FNB Gas 2020, S. 67):

- Die Trasse zwischen Boxberg und Mittelbrunn sowie weiter über Barbelroth nach Büchelberg
- Die Ost-West-Trasse zwischen Mittelbrunn und Gernsheim
- Die „Rhein“-Trasse zwischen Koblenz und Karlsruhe über Wiesbaden und Gernsheim

Für Rheinland-Pfalz relevante Maßnahmen im Netzentwicklungsplan Gas 2020

Der Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Gas der Fernleitungsnetzbetreiber berücksichtigt kein explizit dezentrales Szenario. Die Szenarien bauen auf dem Szenario TM95 der DENA Leitstudie auf. Dieses Szenario geht von einer vergleichsweise hohen Gasnachfrage in dezentralen Bereichen der Gebäudewärme und Mobilität aus (dena; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) 2018).

Im Entwurf der Ferngasnetzbetreiber für den Netzentwicklungsplan 2020 ist derzeit eine Maßnahme in der Umsetzung dokumentiert: Maßnahme „522-01 Mittelbrunn-Schwanheim“ befindet sich im Raumordnungsverfahren.

Im Entwurf zum Gasnetzentwicklungsplan der Fernnetzbetreiber wird neben dem Hauptszenario eine Grüngasvariante gerechnet. Die Marktpartnerabfrage dieser Grüngasvariante ergab für Rheinland-Pfalz ein Grüngasprojekt, welches berücksichtigt wurde. Die BASF hat unter dem Projektnamen „Green Hydrogen Integration“ einen Bedarf an Wasserstoff (Senke) angegeben, welcher nicht genauer beziffert wird. Die geplante Inbetriebnahme soll 2022 erfolgen. Der Anschluss erfolgt an das Ferngasnetz des Netzbetreibers GASCADE.

Die Ferngasnetzbetreiber kommen zu dem folgenden Schluss: *„BASF hat einen Wasserstoffabnahmebedarf für den Chemiestandort Ludwigshafen im Rahmen der Grüngasprojektanfrage angemeldet. Langfristiges Ziel ist eine Reduktion der CO₂-Emissionen am Standort Ludwigshafen unter anderem durch den Einsatz von klimaneutralem Wasserstoff. Im Rahmen der bearbeiteten Carbon-Management-Programme können die Bedarfe bis zum Jahr 2050 deutlich steigen. Der gemeldete Bedarf kann nicht durch eine Einspeisung von Wasserstoff aus der Region Süd gedeckt werden, da hier bisher keine geeigneten potenziellen Wasserstoffquellen vorhanden sind. Eine Berücksichtigung dieses Bedarfs in der Region West ist für den Planungshorizont bis zum Jahr 2030 nach derzeitigem Stand ebenfalls nicht möglich, da bis dahin noch keine Wasserstoffinfrastruktur zur Verfügung stehen wird. Daher ist dieses Projekt im Rahmen des visionären Wasserstoffnetzes der Fernleitungsnetzbetreiber zu berücksichtigen.“* (FNB Gas, S. 158).

Visionäres Wasserstoff Backbone Netz

Die Ferngasnetzbetreiber haben auf der Grundlage einer möglichen zukünftigen Wasserstoffnachfrage insbesondere in der Chemie- und Stahlindustrie eine schematische Vision eines zukünftigen Wasserstofffernleitungsnetz entworfen. Das Bundesland Rheinland-Pfalz wird hier insbesondere durch eine mögliche Umwidmung von bestehenden Erdgaspipelines betroffen sein. Diese Nord-Süd-

⁹² High calorific gas

Trasse würde insbesondere zur Versorgung der Chemiestandorts von BASF in Ludwigshafen sowie zum Weitertransport in Richtung Baden-Württemberg und Bayern dienen.

In einer Studie für einen Zusammenschluss europäischer Gasnetzbetreiber hat das Beratungsunternehmen Guidehouse (Guidehouse 2020) eine mögliche Ausprägung eines europäischen Wasserstoffnetzes erarbeitet. Dabei wird die generelle Ausprägung der deutschen Fernleitungsbetreiber bestätigt. Für Trassen in Rheinland-Pfalz zeigt Guidehouse, dass zwischen Köln und Gernsheim und zwischen Gernsheim und Mittelbrunn eine Umwidmung bestehender Erdgas-Pipelines in Frage kommt. Südlich von Gernsheim in Richtung Baden-Württemberg wird von einer neu zu errichtender Pipeline ausgegangen.

Fazit

Die Analyse des aktuellen Netzentwicklungsplans Gas zeigt, dass

- das Fernleitungsgasnetz in Rheinland-Pfalz nur durch wenige Trassen geprägt ist,
- kein explizit dezentrales Szenario berücksichtigt wurde, jedoch durchaus eine relevante Gasnachfrage für die dezentrale Gebäudewärme angenommen wurde,
- die Versorgung der Region Ludwigshafen mit dem Industriestandort BASF mit Erdgas sowie Wasserstoff für die Fernleitungsbetreiber eine zentrale Aufgabe darstellt.

8.2. Gasverteilnetze

Aktuelle Situation

Gasverteilnetze stellen derzeit eine wichtige Infrastruktur für die Energieversorgung in Rheinland-Pfalz dar. So hat Erdgas im Jahr 2017 einen Anteil von knapp 30% am gesamten Endenergieverbrauch in Höhe von 132 TWh (bzw. 475 Petajoule). Erdgas wird sowohl bei der Raumwärme- und Warmwasserbereitstellung in den privaten Haushalten und im GHD-Sektor als auch in der Industrie als Hauptenergieträger verwendet (Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz 2020).

Der Erdgasabsatz ist seit 2007 mit jährlichen Schwankungen im Großen und Ganzen konstant geblieben und wird wesentlich vom verarbeitenden Gewerbe mit durchschnittlich rund 45 TWh pro Jahr dominiert, gefolgt von privaten Haushalten, die mit ca. 15 TWh pro Jahr nur ein Drittel davon ausmachen. Der Gasabsatz für die Stromversorgung liegt bei ca. 5 TWh pro Jahr mit leicht sinkender Tendenz (Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz 2018).

Es ist davon auszugehen, dass der überwiegende Anteil des Erdgasabsatzes in der Industrie an nur wenige große Unternehmen in Rheinland-Pfalz erfolgt (vor allem am Chemiestandort Ludwigshafen). Diese sind direkt an die Gas-Fernleitungs-Infrastruktur angebunden und spielen auf Verteilnetzebene keine wesentliche Rolle. Von den insgesamt über 700 Gas-Verteilnetzbetreibern in Deutschland gibt es 24 in Rheinland-Pfalz (Stand Dezember 2020). Tabelle 8-2 zeigt die Gasnetzbetreiber in Rheinland-Pfalz sowie deren Hauptgeschäftssitz.

Tabelle 8-2: Gasverteilnetzbetreiber in Rheinland-Pfalz

Name	Ort
Energienetze Mittelrhein GmbH & Co. KG	Koblenz
EnergieSüdwest Netz GmbH	Landau
E-Werk Meckenheim/Pfalz	Meckenheim
EWR Netz GmbH (Worms)	Worms
Gemeindewerke Haßloch GmbH	Haßloch
Gemeindewerke Weidenthal c/o Stadtwerke Kaiserslautern	Kaiserslautern
KMW Gastransport GmbH	Mainz
TWL Netze GmbH	Ludwigshafen
Pfalzgas GmbH	Frankenthal
Rheinhessische Energie- und Wasserversorgungs-GmbH	Ingelheim
Stadtwerke Andernach Energie GmbH	Andernach
Stadtwerke Bad Dürkheim GmbH	Bad Dürkheim
Stadtwerke Deidesheim GmbH	Deidesheim
Stadtwerke Frankenthal GmbH	Frankenthal
Stadtwerke Germersheim GmbH	Germersheim
Stadtwerke Landstuhl	Landstuhl
Mainzer Netze GmbH	Mainz
Stadtwerke Pirmasens Versorgungs GmbH	Pirmasens
Stadtwerke Ramstein-Miesenbach GmbH	Ramstein-Miesenbach
Stadtwerke Speyer GmbH	Speyer
SWT Stadtwerke Trier Versorgungs-GmbH	Trier
Stadtwerke Wissen GmbH	Wissen
Thüga Energienetze GmbH	Schifferstadt
Westerwald-Netz GmbH	Betzdorf

Quelle: Marktstammdatenregister der Bundesnetzagentur, Abfrage Stand Dezember 2020

Laut BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2019) werden über 55% der 2019 verwendeten Heizungssysteme in den 1,2 Mio. Wohngebäuden in Rheinland-Pfalz mit Erdgas betrieben. Dies sind Erdgas Zentralheizungen (Anteil von 49,5% aller Heizungssysteme), Erdgas-Etagenheizungen (3,9%) oder Gaseinzelöfen (3,0%). Die restlichen nennenswerten Heizungssysteme teilen sich wie folgt auf (immer bezogen auf Wohngebäude, nicht Wohnungen): Öl-Zentralheizungen 26,5%, Elektro-Wärmepumpen 3,9%, Nachtspeicheröfen 2,7%, Fernwärmeheizungen 2,3%, Holz-/Pellets-Zentralheizung 2%. In der Heizungsstruktur fällt auf, dass der Anteil an Gas-Heizungssystemen in Rheinland-Pfalz gegenüber dem Bundesdurchschnitt knapp 10% höher liegt. Im Vergleich zur Bundesebene liegt der Anteil der Wärmepumpen sowie Nachtspeicheröfen ebenfalls leicht höher, wohingegen der Anteil der Öl-Heizungen sowie der Holz-/Pelletheizungen leicht geringer ist. Das Alter der Heizungssysteme ist in Rheinland-Pfalz mit 16,6 Jahren leicht über dem Bundesschnitt von 16,4 Jahren (s. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2019)). Auffällig ist bei der Altersstruktur weiterhin, dass die Erdgas-Zentralheizungen in Rheinland-Pfalz tendenziell älter als der Bundesschnitt sind (15,5 Jahre vs. 13,3 Jahre), wohingegen die Öl-Zentralheizungen deutlich jünger sind (14,5 Jahre vs. 21,1 Jahre auf Bundesebene).

Szenarien bis 2050

Das UBA (Veröffentlichung voraussichtlich 2021) hat in einem Szenarienvergleich verschiedene Studien hinsichtlich der zukünftigen Gebäudewärmeversorgung untersucht. Dabei wurden zwei Zielbereiche analysiert: zum einen das Ziel einen um 80% reduzierten nicht-erneuerbaren Primärenergieverbrauch im Jahr 2050 bezogen auf 1990 zu erreichen („Zielbereich 1“), und zum anderen eine THG-Minderung von 95% im Jahr 2050 (ebenfalls bezogen auf 1990, „Zielbereich 2“). Im Zielbereich 1 verringert sich der bundesweite Erdgasverbrauch in der Gebäudewärmeversorgung dabei von derzeit knapp 250 TWh auf ca. 100 TWh. Für den deutlich ambitionierteren Zielbereich 2, der ansatzweise Paris-kompatibel ist, sinkt der Erdgasanteil vielfach auf unter 20 TWh im Jahr 2050. Es gibt allerdings auch einige wenige Szenarien für Zielbereich 2, die auf synthetisches Erdgas auf Basis erneuerbaren Stroms setzen und auch 2050 noch ca. 150 TWh synthetisches Erdgas bzw. Biogas im Endenergieverbrauch sehen (z.B. dena; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2018)). Grundsätzlich sehen wir für beide Zielbereiche den Trend hin zu einem insgesamt niedrigeren Wärmeenergieverbrauch infolge von Effizienzanstrengungen sowie einen deutlichen Schwenk hin zu einem von elektrischen Wärmepumpen dominierten Wärmeherzeugungssystem, welches unterstützt wird durch Fernwärme, Solarthermie und z.T. Biomasse sowie in geringem Ausmaß auch Wasserstoff.

Um die Ziele des Pariser Klimaabkommens zu erreichen ist eine drastische Reduzierung des fossilen Erdgasverbrauchs nötig. In der Folge stellen sich auch für die Gas-Verteilnetze verschiedene Herausforderungen:

- Ist der geringere Erdgas-Durchsatz technisch gut zu bewältigen?
- Wie sehr werden sich die Gasnetzentgelte für die am Netz verbleibenden Kunden erhöhen?
- Kann bzw. darf ein Verteilnetzbetreiber einen Netzstrang bei einem unwirtschaftlichen Betrieb einfach stilllegen? Die Anreizregulierungsverordnung sieht nicht vor, dass Netze auch zurückgebaut werden (können), sondern ist vor allem auf deren Ausbau ausgelegt (ARegV 2019).

Zukunft der Gas-Verteilnetze

Die Zukunft und Ausrichtung der Gas-Verteilnetze hängt von einer Reihe von Faktoren ab:

- Entwicklung der Verfügbarkeit von Wasserstoff zu konkurrenzfähigen Preisen
- Erfolge in den Sanierungsbemühungen im Gebäudebereich
- Höhe der Strompreise (insbesondere für Wärmepumpen)
- Entwicklung der CO₂-Bepreisung fossiler Energieträger.

Studien zum Thema Wasserstoff und seiner Rolle in der Gebäudewärmeversorgung kommen zu stark unterschiedlichen Ergebnissen. So sieht die Wissenschaft Wasserstoff vor allem in denjenigen Sektoren, die wenige oder keine anderen Möglichkeiten der Dekarbonisierung haben: z.B. in Industrie Prozessen und dem Schwerlastverkehr, und weniger in der Gebäudewärme (z.B. Fraunhofer IEE (2020) oder Öko-Institut (2020a)). Auch die Nationale Wasserstoffstrategie der Bundesregierung sieht diese Sektoren (BMWi 2020a). Auf der anderen Seite gibt es Literatur seitens der Gasnetzbetreiber, Gasversorger und Teilen der Automobilindustrie, die vor dem Hintergrund der Pariser Klimaziele Wasserstoff und die Folgeprodukte als zentralen Baustein auch in dezentralen Anwendungen

der Gebäudewärme und Individualmobilität sehen. Detailliertere Ausführungen zum Thema Wasserstoff folgen in Kapitel 8.4.

Ein wichtiger Indikator für die zukünftigen Durchflussmengen der Gas-Verteilnetze ist die Sanierungsrate. Bei hohen Sanierungsraten und einer Umstellung auf Wärmepumpen wird der Bedarf an Gas zurückgehen. Die Sanierungsrate für energetische Sanierungen im Gebäudebereich liegt seit Jahren bundesweit bei rund 1 %. Genaue Zahlen für Rheinland-Pfalz liegen nicht vor, aber es ist davon auszugehen, dass sie nicht sonderlich vom Bundesdurchschnitt abweichen werden. Die meisten Szenarien bis 2050 gehen von stark ansteigenden Sanierungsraten im Bereich von 2 % bis 3 % aus. Nur so werden in den Szenarien die entsprechenden Verbrauchsreduktionen erreicht.

In Anbetracht der Entwicklung der letzten Jahre ist allerdings fraglich, ob die Sanierungsaktivität dermaßen ansteigen wird oder kann. Denn hinzu kommt, dass es an entsprechenden Fachkräften zur Durchführung der zusätzlichen Sanierungsarbeiten fehlt (Öko-Institut 2018a). Bleiben die Sanierungsraten hinter den Erwartungen zurück, so vergrößert sich automatisch die Anzahl der Gebäude, die einen hohen verbleibenden Wärmebedarf haben. Für genau dieses Gebäudesegment könnten Gas-Netze (ggf. mit Wasserstoff gespeist) benötigt werden, sofern die Gebäude nicht mittels Wärmepumpe oder Wärmenetz versorgt werden können. Es gibt jedoch auch Analysen, die zeigen, dass auch im Bestandsbau Wärmepumpen effizient eingesetzt werden können und zum Klimaschutz beitragen (vgl. Fraunhofer ISE 2020b).

8.3. Wärmenetze

Begriffsklärung

Unter einer **dezentralen Wärmeversorgung** verstehen wir alle Systeme, die innerhalb eines Gebäudes verwendet werden. Dies beinhaltet sowohl sogenannte Zentralheizungen im Keller (z.B. Pelletkessel, Gas-Kessel) als auch z.B. Heizgeräte je Wohnung (z.B. Gas-Etagenheizung) oder sogar je Einzelraum (z.B. Gas-Ofen, Kaminofen). Im Gegensatz dazu verstehen wir unter einer **zentralen Wärmeversorgung** jegliche Systeme, die ein Wärmenetz involvieren. Dies reicht von großen Wärmenetzen, die ganze Stadtteile versorgen und welche von Groß-Kraftwerken mit Fernwärme versorgt werden, über Wärmenetze auf Quartiers- oder Dorfebene (z.B. in Bioenergiedörfern) bis hin zu kleinen Nahwärmenetzen, die im Extremfall nur zwei Einzelgebäude miteinander verbinden.

Hieraus ergeben sich in Bezug auf die Terminologie der Stromseite folgende Konstellationen, welche in den Extremen deckungsgleich sind:

- Auf Einzelgebäudeebene sprechen wir im kombinierten Strom-Wärme System von einer dezentralen Versorgung.
- Auf (Groß-) Kraftwerksebene (inkl. angeschlossener Fernwärme) sprechen wir von einer zentralen Versorgung.

In dem mittleren Bereich dazwischen fällt die Begrifflichkeit jedoch entgegengesetzt aus. Auf Ebene eines Quartiers oder Dorfes sind wir wärmeseitig im zentralen Bereich, stromseitig jedoch fällt diese Ebene in den dezentralen Bereich. Hier zeigt sich, dass die Begrifflichkeit zentral/dezentral auch stark situationsabhängig verwendet werden kann und insbesondere im Themenbereich der Wärmenetze klar definiert werden müssen.

Wärmenetze in Rheinland-Pfalz

Derzeit beträgt der Anteil der Wohnungen in Rheinland-Pfalz, die an ein Fernwärmenetz angeschlossen sind lediglich 4 % (gegenüber 13 % aller Wohnungen bundesweit). Dies hängt u.a. mit der überwiegend ländlich geprägten Siedlungsstruktur von Rheinland-Pfalz zusammen. In Tabelle 8-3 sind einzelne Fernwärme- und Nahwärmenetze in Rheinland-Pfalz aufgeführt.

Tabelle 8-3: Fernwärme- und Nahwärmenetze in Rheinland-Pfalz

Ludwigshafen
Mainz
Kaiserslautern
Pirmasens
Andernach
Worms (Liebenauer Feld)
Neustadt (Weinstraße)
Landau
Speyer
Trier-Mariahof
Bad Neuenahr-Ahrweiler
Mayen

Quelle: Eigene Recherche, Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (Stand 1. April 2020)

Perspektivisch wird die Wärmedichte der Siedlungsstrukturen infolge energetischer Sanierungen abnehmen, was vor allem den wirtschaftlichen Betrieb der Wärmenetze in weniger dichten Siedlungsstrukturen zur Herausforderung macht. Nichtsdestotrotz wird Wärmenetzen eine wichtige Rolle im Rahmen der Wärme- und Energiewende zugeschrieben: sie erleichtern die Einbindung verschiedener erneuerbarer Energieformen (insbesondere der Geothermie und der Solarthermie) sowie die Einbindung industrieller oder sonstiger Abwärme, sie stellen mit eingebundenen Wärmespeichern eine Flexibilitätsoption für das kombinierte Strom-Wärme-System dar, und sie sind ein Vehikel, das die Dekarbonisierung des Wärmeverbrauchs einer Vielzahl von Haushalten/Anschlüssen zentral ermöglicht (im Gegensatz zur grundsätzlich komplizierteren Dekarbonisierung der Wärmeversorgung jedes einzelnen Gebäudes).

Das Wärmekonzept für Rheinland-Pfalz (Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz 2017) greift diese Aspekte größtenteils mit auf. Mit der Maßnahme „KSK-SWN-9: Wärmeinitiative Rheinland-Pfalz“ des 2020 aktualisierten Klimaschutzkonzepts werden diese weiterhin fortgeführt und auch z.T. mit Förderung adressiert (Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz 2020b).

Zugang zu Wärmenetzen

Wichtig für die Versorgung mit erneuerbar erzeugter Wärme ist der Zugang zur Fernwärmenetzinfrastruktur. Im deutschen Recht existiert allerdings bisher kein spezialgesetzlich geregelter Anspruch auf Zugang zum Fernwärmenetz. Daher wird auf die kartellrechtliche Anspruchsgrundlage in § 19 Abs. 2 Nr. 4 GWB zurückgegriffen. Diese ist aber in der rechtswissenschaftlichen Literatur und teilweise in der Rechtsprechung umstritten.

In europarechtlicher Hinsicht stellt nunmehr aber die Einführung eines Drittzugangs zu Fernwärme- und -kältesystemen nach Art. 24 Abs. 4-6 der neuen EE-RL einen ersten Schritt zur Liberalisierung des Marktes für Fernwärme und -kälte nach dem Vorbild des Strommarktes dar und bezweckt die Erhöhung des Anteils an erneuerbaren Energien sowie Abwärme und -kälte in der Fernwärme- und -kälteversorgung. Der Drittzugang soll daher nicht allgemein für alle Anbieter gelten, sondern nur für Anbieter von erneuerbaren Energien sowie Abwärme und -kälte. Der Drittzugang ist allerdings nur eine von zwei Optionen zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien und Abwärme in den Wärmenetzen. Im Hinblick auf den Drittzugang belässt Art. 24 Abs. 4 den Mitgliedstaaten allerdings grundsätzlich einen großen Umsetzungsspielraum, die für die Umsetzung des Drittzugangs erforderlichen Detailregelungen festzulegen. Zudem kann bezweifelt werden, dass alleine ein reguliertes Drittzugangsrecht ausreichend große Anreize setzt, den Anteil erneuerbarer Energien in den Wärmenetzen zu erhöhen (Bürger et al. 2019). Zumindest bei kleineren Netzen ist das sicherlich nicht der Fall.

Wärmenetze in dezentralen Strom-Wärme-Systemen

Wärmenetze können einen Startpunkt für dezentrale Strom-Wärme-Systeme in Quartieren und Kommunen bilden. Insbesondere in der Verbindung mit elektrischen, erneuerbaren Wärmequellen wie Wärmepumpen kann so der Wärmebedarf effizient gedeckt werden. Dabei ist jedoch die Entwicklung der Wärmedichte mit zunehmendem Sanierungsstand zu berücksichtigen. Eine Sanierung der Gebäude und Reduktion des Energiebedarfs sind einer optimalen Auslastung bestehender oder neuer Wärmenetze vorzuziehen, da erneuerbare Energien aufgrund ihrer mengenmäßigen Begrenztheit möglichst optimal eingesetzt werden müssen. Hinzu kommt, dass insbesondere erneuerbare Wärme aus Großwärmepumpen oder solarthermischen Kollektorfeldern umso effizienter in Wärmenetze eingebunden werden kann, desto niedriger die Systemtemperaturen im Netz sind. Auch dies erfordert entsprechende Modernisierungsmaßnahmen auf der Nachfrageseite (Absenkung der Systemtemperaturen in den Heizverteilsystemen in Gebäuden).

Bei der Nutzung von Wärmenetzen sind auch industrielle und gewerbliche Wärmequellen zu berücksichtigen und zu integrieren. Dies kann den zusätzlichen Energiebedarf des Wärmenetzes reduzieren. Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass die Integration von Wärmequellen in ein Wärmenetz nicht zu einer Vermeidung oder Verzögerung von Effizienzmaßnahmen in den Industrie- oder Gewerbebetrieben führt.

8.4. Wasserstoff

Nachfrage nach Wasserstoff

Grundsätzlich zeigen aktuelle Klimaschutzszenarien, dass Wasserstoff ein knappes und teures Gut bleiben wird. Aus diesem Grund sei es in den Branchen und Prozessen einzusetzen, in denen derzeit keine anderen Klimaschutzoptionen absehbar sind (vergleiche beispielsweise Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie 2020 & TSB 2020)

Folgende Branchen und Prozesse werden nach Studienlage als langfristig robust ausgewiesen:

- Grundsätzlich der Ersatz der heutigen Wasserstofferzeugung durch Dampfreformierung
- Industrie: Stahlherstellung; Wasserstoff in der Grundstoffindustrie; höchst-temperatur Anwendungen
- Verkehr: Flugverkehr; Schiffsverkehr; ggf. LKW-Langstrecke

- Energiewirtschaft: KWK-Anlagen als Ersatz für den Kohleausstieg

Insbesondere für die dezentralen Anwendungen wie die Gebäudewärme oder den motorisierten Individualverkehr werden nur Nischenanwendungen gesehen (z.B. Fraunhofer IEE (2020)). Langfristig ist aus diesem Grund für Rheinland-Pfalz eine Wasserstoff-Infrastruktur in diesen Feldern zu erwarten:

- Zur Versorgung der großen Chemiebetriebe (BASF Ludwigshafen) (vgl. TSB 2020)
- Zur Versorgung bzw. on-site Herstellung von e-fuels am Flughafen Frankfurt-Hahn
- Eventuell zur Versorgung einzelner Tankstellen entlang der Autobahnen mit Langstrecken-Güterverkehr
- Zur Versorgung von lokalen Demonstrationsprojekten (z.B. Kaisersesch) ggf. auch entlang einer möglichen Wasserstoff-Trasse (Wiesbaden, Ludwigshafen, Mainz)
- Einzelne mit Wasserstoff betriebene KWK-Anlagen, die auch Fernwärme-Netze versorgen (z.B. in Ludwigshafen, Mainz, Kaiserslautern)

TSB (2020) weist für Rheinland-Pfalz einen Wasserstoffbedarf von 2,4 TWh für das Jahr 2030 und 8 TWh für das Jahr 2050 aus. Dieser Bedarf basiert auf dem TM95 Szenario der DENA Leitstudie. Dieses Szenario weist vergleichsweise hohe dezentrale Nachfragen nach Wasserstoff und Folgeprodukten aus, weil diese Brennstoffe auch in signifikanten Mengen in der Mobilität und der Gebäudewärme eingesetzt werden und stellt damit die obere Bandbreite der möglichen Nachfrage auf dezentraler Ebene dar. Auf der anderen Seite wird die vermutlich sehr hohe Wasserstoffnachfrage des Chemieclusters Ludwigshafen nicht gesondert berücksichtigt.

Relevanz von Wasserstoff als Stromspeicher in Rheinland-Pfalz

Wasserstoff und daraus gewonnene synthetische Brennstoffe stellen eine Option der Langzeitspeicherung von Strom dar. Dazu muss mit Strom und Wasser zunächst Wasserstoff erzeugt werden, dieser gespeichert werden und dann in einer Brennstoffzelle, Motor oder Gasturbine wieder verstromt werden. Der Gesamtwirkungsgrad dieser Kette beträgt heute in etwa 30% (Öko-Institut 2019b).

Die Langzeitspeicherung von Strom ist insbesondere für die Energieversorgung in der sogenannten Dunkel-Flaute relevant. Damit sind Zeiträume von wenigen Wochen gemeint, in denen eine geringe erneuerbare Stromproduktion (durch neblig-windstilles Wetter) auf einen hohen Stromverbrauch (durch die Kälte und Dunkelheit) trifft.

Heute als auch für die Zukunft ist davon auszugehen, dass insbesondere im windreichen Norden Überschüsse aus der onshore und offshore Windenergie über mehrere Wochen in geologischen Formationen eingespeichert werden können. Im Falle der Ausspeicherung (Verbrennung des Wasserstoffs) und damit Erzeugung von Strom könnte der Strom über das Stromnetz auch nach Rheinland-Pfalz transportiert werden. Alternativ könnte – falls langfristig ein Wasserstoff-Netz zu Verfügung steht – der Wasserstoff nach Rheinland-Pfalz transportiert werden und dort verstromt werden.

Auf dezentraler Ebene ist Wasserstoff als Langzeitspeicher aufgrund der nur punktuell (aufgrund von Netzengpässen) und in wenigen Stunden auftretenden Überschüssen (vgl. Kapitel 5.1.4) in Rheinland-Pfalz nicht als relevant anzunehmen (BNetzA; BKartA 2019). Für einen dezentralen Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauch würden signifikante Umwandlungsverluste entstehen

(ca. 70% vgl. Öko-Institut 2019b). Batterien als Stromspeicher sind mit geringeren Speicherverlusten verbunden (ca. 20%) und das überregionale Stromnetz kann den Großteil des lokalen Ausgleichsbedarfs decken (vgl. Öko-Institut; energynautics 2016)

Erzeugung von Wasserstoff

Aufgrund der Umwandlungsverluste von Strom zu Wasserstoff (ca. 30 %) sowie der noch hohen Anteile fossiler Stromerzeugung im Stromsystem führt eine Umwandlung von Strom zu Wasserstoff und dessen Nutzung derzeit und mittelfristig bei EE-Anteilen unter 70 % nicht zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen (vgl. Öko-Institut 2019b).

Dieser Effekt kann temporär in bestimmten Netzgebieten aufgrund von netzbedingt abgeregelten Strommengen anders bewertet werden, solange dieser Netzengpass nicht behoben ist. Der Monitoringbericht der BNetzA hat für Rheinland-Pfalz über alle Netzebenen hinweg eine abgeregelte Strommenge von 6 GWh für das Jahr 2018 ausgewiesen (ca. 0,1 % der gesamten Ausfallarbeit) (BNetzA; BKartA 2019). Netzbedingte Abregelung ist demnach für Rheinland-Pfalz kaum relevant und eher in den nördlichen Bundesländern verortet. Eine Wasserstofferzeugung auf dieser Basis wäre auch für die Zukunft nur in einzelnen Regionen an einzelnen Netzknoten möglicherweise attraktiv. Die Modellergebnisse aus Kapitel 5 zeigen insbesondere EE-Abregelungen von PV- und Winderzeugungsanlagen in Kombination im Westen von Rheinland-Pfalz auf. Da es sich jedoch um Abregelung von Einspeisespitzen an bestimmten Netzknoten handelt, müssten die Elektrolyseure an diesen Knoten verortet sein und zudem mit geringen Vollbenutzungsstunden auskommen.

Der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch in Rheinland-Pfalz lag im Jahr 2017 bei rund 34 %⁹³. Es ist davon auszugehen, dass mit der weiteren Elektrifizierung wichtiger chemischer Industrien (z.B. des Chemiestandortes Ludwigshafen) zukünftig die (flexible) Stromnachfrage steigen wird. Vor diesem Hintergrund wird auch ein starker Zubau an erneuerbaren Energien in Rheinland-Pfalz nur in wenigen Stunden zu marktbedingten Überschüssen führen zumal der bestehende Stromaustausch innerhalb Deutschlands berücksichtigt werden muss (vgl. hierzu auch die Modellierungsergebnisse für Rheinland-Pfalz in Kapitel 5).

Wasserstoff in dezentralen Strom-Wärme-Systemen

Eine dezentrale Nachfrage nach Wasserstoff mit Implikationen auf dezentrale Strom-Wärme-Systeme und deren Infrastruktur ist differenziert zu betrachten.

Grundsätzlich zeigen viele aktuelle Klimaschutzszenarien auf, dass Wasserstoff ein knappes und teures Gut bleiben wird. Aus diesem Grund sei es in den Branchen und Prozessen einzusetzen, in denen derzeit keine anderen Klimaschutzoptionen absehbar sind (Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie 2020); (TSB 2020). Dezentrale Strom-Wärme-Systeme inklusive der Verknüpfung der Sektoren und dezentraler Wärme- und Mobilitätsbedarfe stellen Prozesse dar, die effizienter über direkte Stromanwendungen versorgt werden können (z.B. Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge). Die Umwandlung von Strom in Wasserstoff ist insbesondere zur Bereitstellung von Niedrigtemperaturwärme im Vergleich zum Einsatz von Wärmepumpen mit relativ hohen Umwandlungsverlusten verbunden und deshalb vergleichsweise ineffizient.

⁹³ https://www.foederal-erneuerbar.de/landesinfo/bundesland/RLP/kategorie/strom/auswahl/772-anteil_erneuerbarer/#goto_772 vom 14.12.2020

Aus diesen Gründen kann davon ausgegangen werden, dass in einem kosteneffizienten System, in dem die Ressource erneuerbarer Strom knapp ist, Wasserstoff nur in Ausnahmefällen in dezentralen Anwendungen genutzt werden wird. Zukünftig ist nicht von flächendeckenden Stromüberschüssen in Rheinland-Pfalz auszugehen, die nicht über das Stromnetz oder Stromspeicher aufgefangen oder durch gezielten Netzausbau dem Gesamtsystem zugänglich gemacht werden könnten (vgl. BNetzA; BKartA 2019).

Somit würde auch keine dezentrale Infrastruktur für Wasserstoff zu erwarten sein. Technologieerprobungsprojekte oder die auch langfristige Versorgung bestimmter LKW-Tankstellen und Gewerbebetriebe könnten die Ausnahme bilden. Eine mögliche Entwicklung könnte sein, dass Wasserstoff entlang der Industriecluster ggf. Nebenabnehmer findet. Trotzdem ist und bleibt Wasserstoff ein teures und knappes Gut, dass insbesondere dort eingesetzt werden sollte, wo es keine alternativen Optionen zur Dekarbonisierung gibt. Insofern ist grundsätzlich und auch für Rheinland-Pfalz eher von einer zentralen Verwendung (Industrie, Gewerbe, LKW-Tankstellen an der Autobahn etc.) auszugehen. Es ist jedoch darauf hinzuweisen, dass bezüglich des Einsatzes von Wasserstoff derzeit eine politische Diskussion besteht. Insbesondere Gas-Verteilnetzbetreiber vertreten die Meinung, dass Wasserstoff zukünftig dezentral eingesetzt wird und ein entsprechendes dezentrales Wasserstoffnetz notwendig ist (DVGW 2020).

Auch die Wirtschaftlichkeit von neuen oder umgewidmeten Wasserstoff-Netzen ist zu berücksichtigen. Es stellt sich die Frage, ob für die Versorgung von kleineren Punktnachfragen und evtl. die Erzeugung von geringen Mengen Wasserstoff in Rheinland-Pfalz Trailersysteme (per Zug oder LKW) ausreichend und kosteneffizienter sind. Im Energiepark Mainz wurden diese Wege bereits erfolgreich erprobt und auch zukünftig weitergeführt.

9. Leitplanken für eine Roadmap zur Dezentralisierung eines Strom-Wärme-Systems

Die Dezentralisierung des Strom-Wärme-Systems kann in einigen Bereichen einen großen Nutzen mit sich bringen, in anderen Bereichen aber auch mit Nachteilen verbunden sein. In diesem Kapitel werden daher die nötigen Leitplanken beschrieben, um die Entwicklung zu einem möglichst dezentralen und zu 100% auf erneuerbaren Energien beruhenden Strom-Wärme-Systems so zu gestalten, dass sich ein möglichst großer Nutzen entfalten kann und gleichzeitig nur wenig Nachteile dabei entstehen. Zwischen diesen Leitplanken ergibt sich dann der Gestaltungsspielraum für die Entwicklung eines dezentralen und erneuerbaren Strom-Wärme-Systems.

In der folgenden Abbildung 9-1 sind diese Leitplanken zusammenfassend dargestellt. Sie orientieren sich an den in dieser Studie bearbeiteten Dimensionen eines Strom-Wärme-Systems und gliedern sich folgendermaßen:

- Energieeffizienz
- Stromerzeugung
- Flexibilitätsoptionen
- Optimierungsebene
- Rechtliche Rahmenbedingungen
- Anzahl und Größe der Akteure
- Stromnetze
- Wärmenetze
- Gas- und Wasserstoffnetze

Abbildung 9-1: Leitplanken für eine Roadmap zur Dezentralisierung eines Strom-Wärme-Systems

Energieeffizienz	Leitplanke 1: Energieeffizienz in allen Bereichen ausschöpfen, besonderer Fokus auf die Gebäudesanierung		
Stromerzeugung	Leitplanke 2: Dezentralen EE-Ausbau fördern	Leitplanke 3: Sektorenintegration ermöglichen	Leitplanke 4: Ausgeglichenen EE – Mix anstreben
	Leitplanke 5: Regionale Ausgleichseffekte ermöglichen	Leitplanke 6: Partizipation durch dezentralen EE-Ausbau ermöglichen	Leitplanke 7: Langfristig alle EE-Potenziale erschließen
Flexibilität	Leitplanke 8: Ausgleichseffekte durch dezentrale Flexibilitätsoptionen ermöglichen		Leitplanke 9: Partizipation durch dezentrale Flexibilität ermöglichen
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Leitplanke 10: Zentrale Optimierung beibehalten, da insgesamt effizienter als dezentrale Optimierung und konform zur europarechtlichen Ausrichtung auf einen EU-Strombinnenmarkt.		
Rechtliche Rahmenbedingungen	Leitplanke 11: Vereinbarkeit von Verfassungs- und Europarecht		
Anzahl, Größe und Rolle der Akteure	Leitplanke 12: Energiewende durch Teilhabe in der Gesellschaft verankern		
Stromnetze	Leitplanke 13: Stromnetze bedarfsgerecht ausbauen. Hoher Ausbaubedarf auf der 110 kV Ebene bis 2030 durch starken Ausbau der Windenergie.		
Wärmenetze	Leitplanke 14: Berücksichtigung von Sanierungsrate und zukünftiger Wärmedichte bei der Entwicklung von Wärmenetzen sowie Fokus auf erneuerbare und elektrische Wärmeherzeugung		
Wasserstoffnetze	Leitplanke 15: Ankopplung an Nord-Süd H2 Netz für Industrie. Zubau von Elektrolyseuren nur an netzdienlichen Orten. Dezentrale Verteilung von Wasserstoff derzeit nicht prioritär, vorrangige Elektrifizierung dezentraler Anwendungen (Gebäudewärme, Mobilität)		

Quelle: eigene Darstellung

9.1. Energieeffizienz

Leitplanke 1 – Energieeffizienz fördern

Die Leitplanke „Energieeffizienz“ stellt ein übergeordnetes Kriterium bei der Gestaltung des erneuerbaren Strom-Wärme-Systems dar und beschreibt, dass vorrangig und unabhängig von der zentralen oder dezentralen Ausgestaltung in den einzelnen Dimensionen die energetischen Effizienzpotenziale weitestgehend erschlossen werden sollten. Das umfasst alle Endverbrauchssektoren und sowohl fossile als auch erneuerbare Energieträger.

Durch Maßnahmen zur Erhöhung der Energieeffizienz, wie zum Beispiel energieeffizientere Geräte, steuerbare Heizungspumpen und Thermostate oder Dämmung der Gebäudehülle, aber auch bewusster Konsum und langlebigere Produkte, wird der zu deckende Energiebedarf reduziert, so dass das 100% EE-Ziel schneller und leichter erreicht werden kann. Energieeffizienz bedeutet jedoch auch, dass Umwandlungs-, Speicher- und Übertragungsverluste minimiert werden sollten. Netzverluste liegen dabei typischerweise in einer Größenordnung von rund 1 % der Nettostromerzeugung für das Übertragungsnetz bzw. rund 3 % der Nettostromerzeugung für das Verteilnetz (BNetzA; BKartA 2019, S. 34–35). Im Vergleich dazu liegen typische Speicherverluste mit rund 10 % für Batterien sowie 15 % bis 20 % für Pumpspeicherkraftwerke deutlich höher. Noch stärker fallen die Verluste bei der Umwandlung von Strom zu Wasserstoff oder synthetischen Energieträgern aus. Sie liegen dort bei rund 30 % bis 50 %, im Falle einer Rückverstromung sogar bei bis zu 70 % (Öko-Institut 2020a). Aus diesem Grund ist die direkte Nutzung von Strom auch eine wirkungsvolle Effizienzmaßnahme. Die Speicherung und Umwandlung von Strom sollte nur dann durchgeführt werden, wenn die direkte Nutzung von Strom nicht möglich ist.

9.2. Stromerzeugung

Leitplanke 2 – Dezentralen EE- Ausbau von onshore Wind und PV fördern

Der Ausbau von onshore Wind und PV ist eine wichtige Grundlage zur Dekarbonisierung des Energiesystems und zur Erreichung des 100 % EE-Ziels in Rheinland-Pfalz. Dieser EE-Ausbau geht dabei mit einer Dezentralisierung im Bereich der Netzebene einher und hängt mit dem dezentralen Charakter von onshore Wind und PV zusammen. Besonders Photovoltaik-Anlagen werden zukünftig zu einem Großteil mit geringen spezifischen Leistungen auf Dachflächen und somit verbrauchsnahe installiert werden. Ebenso befinden sich onshore Windenergieanlagen und PV-Freiflächenanlagen vorrangig auf den unteren dezentralen Netzebenen.

Dem gegenüber steht als zentrale EE-Technologie die offshore Windenergie. Bundesweit liegt das Gesamtpotenzial von offshore Windenergie bei rund 250 TWh bis zum Jahr 2050 und dessen Anteil am Bruttostromverbrauch beläuft sich in den Jahren 2040 bis 2050 auf rund 25 % (Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie 2020, S. 51–53). Der überwiegende Anteil der erneuerbaren Energien im Stromsystem speist somit in die Verteilnetze ein und das Stromsystem wird diesbezüglich immer dezentraler.

Für alle küstenfernen Regionen und Bundesländer liegt der Fokus beim EE-Ausbau naturgemäß ohnehin auf den beiden dezentralen EE-Technologien PV und onshore Wind. Hier gilt es mit geeigneten Maßnahmen, wie zum Beispiel einer PV-Pflicht für Gebäude, den EE-Ausbau zügig, substantiell und möglichst flächeneffizient zu fördern. Parallel dazu könnten die Bedingungen für die Nutzung des erzeugten EE-Stroms auf lokaler Ebene verbessert werden, indem es ermöglicht wird, Strom im Rahmen der gemeinsamen Eigenversorgung und innerhalb von EE-Gemeinschaften zu

teilen. Mit Blick auf die Nutzung des erzeugten EE-Stroms auf regionaler Ebene als Standortfaktor besteht Weiterentwicklungspotential bezüglich des derzeitigen Systems der Herkunfts- und Regionalnachweise sowie der Stromkennzeichnung (vgl. Kapitel 6 und Leitplanke 11).

Leitplanke 3 – Sektorenkopplung auf dezentraler Ebene ermöglichen

Die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr wird in Zukunft zu einem großen Teil in der dezentralen Netzebene realisiert werden. Wärmepumpen und Elektro-PKW werden zukünftig zunehmend den Bedarf nach Niedertemperaturwärme und Mobilität decken. Diese neuen Verbraucher erhöhen dann den Strombedarf, der direkt vor Ort oder über das Verteilnetz gedeckt werden muss. Der Ausbau der Sektorenkopplung muss zudem mit einem Ausbau erneuerbarer Energien begleitet werden (vgl. Leitplanke 2). Dies ist Voraussetzung dafür, dass die neuen Stromverbraucher mit einer ausreichenden erneuerbaren und CO₂-freien Stromerzeugung versorgt werden können. Im Idealfall kann ihr Bedarf direkt vor Ort gedeckt werden, so dass sich die Belastung der Stromnetze reduziert. Eine wesentliche Rahmenbedingung hierfür dürfte eine Reform der Finanzierung des Systems der Strompreisbestandteile sein.

Leitplanke 4 – Ausgeglichene Mix der EE-Technologien anstreben

Beim Ausbau erneuerbarer Energien sollte auf ein ausgeglichenes Verhältnis zwischen den EE-Technologien geachtet werden. Bei einem ausgewogenen Anteil in der Stromerzeugung von Wind- und Photovoltaikanlagen treten technologische Ausgleichseffekte auf. Während PV-Anlagen naturgemäß nur tagsüber und verstärkt im Frühjahr und im Sommer Strom erzeugen können, ist die Stromerzeugung bei onshore Windenergieanlagen gleichmäßiger über den Tag verteilt und liegt im Herbst und im Winter typischerweise höher als im Frühjahr und Sommer.

Ein überwiegender Ausbau von Photovoltaik führt ab einem gewissen Ausbaugrad nur noch zu einer Erhöhung von EE-Überschüssen, die nicht mehr direkt genutzt werden können (Öko-Institut 2020c). Bei fehlenden Speichern und Flexibilitätsoptionen führt dies im ungünstigsten Fall zu einer stark steigenden EE-Abregelung.

Ein ausgewogener EE-Technologiemix ist gemeinsam mit einer lastnahen regionalen Verteilung (Leitplanken 5 und 6) eine wichtige Eigenschaft für ein dezentrales und erneuerbares Strom-Wärme-System mit einem hohen Gesamtnutzen.

Leitplanke 5 – Regionale Ausgleichseffekte ermöglichen

Ergänzend zu Leitplanke 4, welche auf einen ausgewogenen Mix der EE-Technologien abzielt, setzt diese Leitplanke auf eine räumlich gleichmäßigere Verteilung von Wind- und PV-Anlagen, um regionale Ausgleichseffekte zu ermöglichen. Dadurch wird einerseits die Abhängigkeit von den spezifischen Wetterbedingungen, wie zum Beispiel Windgeschwindigkeit, solare Einstrahlung, Wolkenbildung, in einzelnen Regionen reduziert. Somit kann die Erzeugung in einer Region den Ausfall der Erzeugung in einer anderen Region abfedern.

Andererseits führen regionale Ausgleichseffekte auch zu einer Vergleichsmäßigung der fluktuierenden Stromerzeugung. Eine vergleichmäßigte Stromerzeugung senkt den Bedarf an Speichern und Flexibilitätsoptionen. Um regionale Ausgleichseffekte zu ermöglichen, müssen Wind- und PV-

Anlagen jedoch auch an Standorten errichtet werden, die geringere Stromerträge oder Volllaststunden aufweisen. Bei Windenergieanlagen können diese Standortnachteile durch spezielle Schwachwindanlagen zumindest teilweise kompensiert werden.

Leitplanke 6 –Partizipation durch dezentralen EE-Ausbau ermöglichen

Durch den lastnahen Ausbau von dezentralen Stromerzeugungsanlagen können Bürgerinnen und Bürger sich leichter an diesen Anlagen beteiligen. Neben der finanziellen Beteiligung von Bürgerinnen und Bürgern an Kraftwerksprojekten in ihrer direkten Nähe können sie sich auch prozedural bei der Umsetzung von regionalen Energiekonzepten beteiligen und dort einen individuellen Beitrag zur Energiewende leisten (vgl. auch Leitplanke 9 und 12).

Bei einem vorrangig lastfernen Ausbau von zentralen Stromerzeugungsanlagen kommt es hingegen zu einem konzentrierten Ausbau in besonders geeigneten Regionen und einer vergleichsweise hohen Mehrbelastung einzelner (Öko-Institut; Europa Universität Flensburg; ZNES; IZT; Kulturwissenschaftliches Institut Essen; Fraunhofer ISE 2018). Dies kann eine Gefahr für die Akzeptanz des dort angesiedelten EE-Ausbaus bedeuten. Es sollte daher ein möglichst ausgeglichener EE-Ausbau angestrebt und durch Beteiligungsprozesse begleitet werden.

Leitplanke 7 – Langfristig müssen alle geeigneten Potenziale für erneuerbare Stromerzeugung erschlossen werden

Durch die zunehmende Elektrifizierung in den verschiedenen Sektoren als deren spezifische Klimaschutzstrategie sowie durch den langfristig stark steigenden Bedarf nach grünem Wasserstoff in der Industrie und im Stromsystem, nimmt auch der Bedarf an erneuerbarer Stromerzeugung stark zu. So weisen aktuelle Studien für das Jahr 2050 einen Stromverbrauch in Deutschland von 850 TWh (TransnetBW 2020, S. 24) bis 950 TWh (Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie 2020, S. 51) aus.

Um die Stromnachfrage mit erneuerbaren Energien zu decken, müssen langfristig alle geeigneten Potenziale für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien erschlossen werden. Das umfasst dann sowohl zentrale EE-Technologien und lastferne Standorte (insbesondere offshore Wind oder onshore Wind an Küstenstandorten mit hohen Volllaststunden) als auch dezentrale EE-Technologien und lastnahe Standorte (insbesondere PV und onshore Wind in Süddeutschland). Die häufig diskutierten Vor- und Nachteile dieser EE-Technologien und das Abwägen im Sinne von „entweder zentrale oder dezentrale EE-Technologien“ geht langfristig in ein „sowohl zentrale als auch dezentrale EE-Technologien“ über.

Vor diesem Hintergrund sollte als eines der Ziele einer Roadmap das Erschließen aller geeigneten EE-Potenziale definiert werden. Nur in der Übergangszeit zu einem vollständig erneuerbaren System besteht ein gewisser Gestaltungsraum. Der Import erneuerbarer Energieträger aus dem Ausland, wie EE-Strom oder grüner Wasserstoff, kann den EE-Ausbau in Deutschland nur ergänzen und nicht großflächig ersetzen, da letztlich alle Länder auf erneuerbare Energieträger angewiesen sein werden und einen ähnlich gelagerten Transformationsprozess durchlaufen.

9.3. Flexibilität

Leitplanke 8 – Ausgleichseffekte durch dezentrale Flexibilitätsoptionen ermöglichen

Neben dem Stromnetz, was weiterhin als günstige und zentrale Flexibilitätsoption genutzt werden sollte, wird der dezentrale Ausbau erneuerbarer Energien auch durch dezentrale Flexibilitäten unterstützt, indem sie Erzeugungsspitzen abfangen und zeitlich verschieben. Anders als bei regionalen Ausgleichseffekten (Leitplanke 6), können sich dezentrale Flexibilitätsoptionen an der Stromnachfrage orientieren und eine stärker bedarfsgerechte Stromeinspeisung gewährleisten.

Dezentrale Flexibilitätsoptionen entfalten ihren größten Nutzen für das Stromnetz, wenn sie in direkter Nähe zu den Erzeugungsanlagen installiert werden. Muss der Strom erst über das Netz transportiert werden, kommt es nach wie vor zu Einspeisespitzen und Übertragungsverlusten. Als Flexibilitätsoptionen kommen zum Beispiel PV-Batteriespeichersysteme oder die Kombination von Windparks und Wasserstoffelektrolyse in Betracht.

Neben einer bedarfsgerechten Stromeinspeisung sind umgekehrt Ausgleichseffekte auch durch eine Flexibilisierung der Stromnachfrage möglich. Sowohl klassische Stromverbraucher als auch insbesondere die durch Sektorenkopplung entstehenden neuen Verbrauchstechnologien sollten sich möglichst flexibel an der erneuerbaren Erzeugung orientieren und damit den durch den EE-Ausbau entstehenden Speicherbedarf abfedern. Voraussetzung dafür sind Anreize für die Stromverbraucher, ihre Last zeitlich zu verschieben.

Leitplanke 9 – Partizipation durch dezentrale Flexibilitätsoptionen ermöglichen

Dezentrale Flexibilitätsoptionen auf der Nachfrageseite stellen für Haushalte und Gewerbetreibende eine Beteiligungsmöglichkeit im Energiesystem dar. Haushalte und Gewerbetreibende können in Technologien für Lastmanagement und Sektorenkopplung (v.a. Elektromobilität und Wärmepumpen) investieren und diese flexibel steuern, bspw. angereizt durch variable Strompreise. Somit wird eine aktive Teilhabe an der Energiewende ermöglicht und zu einer verstärkten Akzeptanz eines erneuerbaren Strom-Wärme-Systems beitragen. Auch ist denkbar, dass Akteure die Investition in Technologien für Lastmanagement und Sektorenkopplung mit einer Investition in erneuerbare Energien verbinden. Somit könnten weitere Ausbaupotenziale für erneuerbare Energien erschlossen werden. Leitplanke 8 unterstützt somit auch den in Leitplanke 1 thematisierten EE-Ausbau.

9.4. Optimierungsebene

Leitplanke 10 – Zentrale Optimierung beibehalten

Im Bereich der Optimierung des Stromsystems sollte ein zentral organisierter Stromhandel beibehalten werden. Dieser ermöglicht einen größtmöglichen Wettbewerb, wobei gleichzeitig Marktmacht und besondere regionale Ungleichgewichte auf ein Minimum reduziert werden. Darüber hinaus entspricht die zentrale Optimierungsebene auch der generellen europarechtlichen Ausrichtung auf einen EU-Strombinnenmarkt mit einem grenzüberschreitenden Stromhandel.

Die Simulationsergebnisse haben zudem gezeigt, dass im Falle einer dezentralen Optimierung (d.h. eine Maximierung des Eigenverbrauchs bzw. eine Minimierung der Stromimporte) einerseits höhere Betriebskosten für die Stromerzeugung entstehen und andererseits Netzausbau nicht signifikant eingespart werden kann (vgl. Kapitel 5.4.3). Im Basisszenario mit einer zentral gesteuerten Optimierung und im dezentralen Szenario wurden die Stromerzeugungskapazitäten Erzeugung für erneuerbare

Energien nach einer einheitlichen Methode regional verteilt, welche auch einen lastnahen Zubau von Wind- und PV-Anlagen beinhaltet (vgl. Kapitel 5.2). Darüber hinaus wurde ein signifikantes Potenzial für dezentrale Flexibilitätsoptionen (insbesondere PV-Batteriespeicher sowie gesteuertes Laden für Elektromobilität und Wärmepumpen) unterstellt (vgl. Kapitel 5.3). Dennoch kann die dezentrale Optimierung den Eigenverbrauch und die Autarkie von Rheinland-Pfalz und in einzelnen Waben nur um wenige Prozentpunkte erhöhen.

Um Leitungsausbau deutlich einsparen zu können, müsste zusätzlich zur dezentralen Optimierung die verfügbare Kapazität an Speichern sehr stark erhöht werden. Die Kosten für den Speicherausbau würden jedoch die Kosten für den Ausbau der Stromnetze deutlich übertreffen (vgl. Kapitel 5.4.3).

Demzufolge sollte selbst bei steigender Dezentralisierung von Erzeugung, Flexibilitäten und Akteuren eine zentrale Optimierung beibehalten werden, um einen ineffizienten Einsatz von Infrastruktur zu vermeiden. Zusätzliche dezentrale Elemente, wie zum Beispiel Eigenverbrauch oder peer-to-peer Konzepte, können jedoch sinnvoll in die zentrale Optimierung eingebunden werden.

9.5. Rechtliche Rahmenbedingungen

Leitplanke 11 – Weiterentwicklung der rechtlichen Rahmenbedingungen

Die Beibehaltung einer zentralen Optimierung (Leitplanke 10) bedeutet allerdings nicht, dass innerhalb dieser grundsätzlichen Ausrichtung keine dezentralen Elemente gestärkt werden können, vor allem auch um alle relevanten Akteure im Rahmen der Energiewende einzubinden (siehe Leitplanke 12). Der derzeit geltende Rechtsrahmen sollte daher mit Blick auf ein verstärkt dezentrales Strom-Wärme-System weiterentwickelt werden. Zentrale Leitplanke bei der Weiterentwicklung des Rechtsrahmens ist dabei die Vereinbarkeit mit Verfassungs- und Europarecht. Innerhalb dieses Rahmens bestehen Spielräume für eine Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen eines dezentralen Strom-Wärme-Systems im Hinblick auf die verbesserte Einbindung von (gemeinsamen) Eigenversorgern, EE-Gemeinschaften, der effizienteren Flächenausnutzung für PV-Anlagen auf überdachten Stellplatzflächen oder Gebäuden sowie der Nutzung von regional erzeugtem EE-Strom als Standortfaktor (vgl. Kapitel 6).

9.6. Anzahl und Größe der beteiligten Akteure

Leitplanke 12 – Energiewende durch Teilhabe in der Gesellschaft verankern

Es sollte generell eine breite Teilnahme von Stakeholdern an der Energiewende angestrebt werden. Dies kann die Akzeptabilität für die Energiewende erhöhen. Ein Strom-Wärme-System mit dezentralem Fokus bietet dabei die Gelegenheit, die verschiedenen Akteure auf lokaler und regionaler Ebene einerseits mit in die Verantwortung zur Erreichung der Energie- und Klimaziele zu holen und andererseits die damit verbundenen Chancen und Geschäftsmodelle vor Ort aufzuzeigen (vgl. Kapitel 7).

9.7. Netzgebundene Infrastruktur

9.7.1. Stromnetze

Leitplanke 13 – Stromnetze bedarfsgerecht ausbauen

Stromnetze spielen für die kosteneffiziente Integration erneuerbarer Energien eine entscheidende Rolle. Schon jetzt ist bundesweit ein deutlicher Ausbau der Übertragungsnetze entsprechend dem Netzentwicklungsplan Strom vorgesehen. Zusätzlich dazu besteht auch in den Verteilnetzen ein hoher Ausbaubedarf. In Rheinland-Pfalz besteht insbesondere auf der 110 kV Ebene ein hoher Ausbaubedarf bis 2030, um die stark wachsenden Windkapazitäten zur Erfüllung des 100% EE-Ziels in die Verteilnetze zu integrieren. In den Jahren nach 2030 ist nur noch ein moderater Netzausbau zu erwarten, da im angenommenen Szenario auch der Windausbau nach 2030 nur noch moderat wächst.

Problematisch beim Ausbau der Netze ist neben der oft langen Planungsphasen und dem dadurch asynchronen Ausbau der erneuerbaren Energien und der Netze auch die oft fehlende Akzeptanz in der Bevölkerung. Neben dem gesteuerten Einsatz von flexiblen Verbrauchern wie Wärmepumpen und dem Laden von Elektroautos stellen Batterien eine echte Alternative dar, um trotz verschlepptem oder fehlendem Netzausbau einen schnellen Ausbau erneuerbarer Energien zu erreichen. Nachteil dabei ist allerdings, dass zum einen mit einer höheren Abregelungsmenge der erneuerbaren Energien zu rechnen ist und zum anderen die Investitionskosten deutlich ansteigen.

9.7.2. Wärmenetze

Leitplanke 14 – Berücksichtigung von Sanierungsrate und zukünftiger Wärmedichte bei der Entwicklung von Wärmenetzen sowie Fokus auf erneuerbare und elektrische Wärmeerzeugung

Wärmenetze können einen Startpunkt für dezentrale Strom-Wärme-Systeme in Quartieren und Kommunen bilden und sie sind Teil der kommunalen Wärmeplanung. Insbesondere in der Verbindung mit elektrischen erneuerbaren Wärmequellen wie Wärmepumpen kann so der Wärmebedarf effizient gedeckt werden. Dabei ist jedoch die Entwicklung der Wärmedichte mit zunehmendem Sanierungsstand der Gebäude zu berücksichtigen. Die Sanierung der Gebäude mit Reduktion des Energiebedarfs ist einer optimalen Auslastung bestehender oder neuer Wärmenetze vorzuziehen, da erneuerbare Energien aufgrund ihrer mengenmäßigen Begrenztheit möglichst optimal eingesetzt werden müssen. Hinzu kommt, dass insbesondere erneuerbare Wärme aus Großwärmepumpen oder solarthermischen Kollektorfeldern umso effizienter in Wärmenetze eingebunden werden kann, desto niedriger die Systemtemperaturen im Netz sind. Auch dies erfordert entsprechende Modernisierungsmaßnahmen auf der Nachfrageseite.

Bei der Nutzung von Wärmenetzen sind auch industrielle und gewerbliche Wärmequellen zu berücksichtigen und zu integrieren. Dies kann den zusätzlichen Energiebedarf des Wärmenetzes reduzieren. Dabei ist jedoch darauf zu achten, dass die Integration von Wärmequellen in ein Wärmenetz nicht zu einer Vermeidung oder Verzögerung von Effizienzmaßnahmen in den Industrie- oder Gewerbebetrieben führt.

9.7.3. Wasserstoffnetze

Leitplanke 15 – Anschluss an Wasserstofffernleitungen sicherstellen, dezentral die Sektoringegration mit Strom voranbringen

Wasserstoff ist in Rheinland-Pfalz insbesondere für die Versorgung der chemischen Industrie mit einer mittel- und langfristig hohen Wasserstoffnachfrage von zentraler Bedeutung. Darum ist der Anschluss an künftige Wasserstofffernleitungen besonders relevant. Im Vergleich zu den norddeutschen Bundesländern, die neben einer hohen Einspeisung aus onshore Windenergieanlagen auch die Stromerzeugung aus offshore Windenergie in ihrem Netzgebiet haben, sind zusätzliche EE-Potenziale in Rheinland-Pfalz zur lokalen Erzeugung von grünem Wasserstoff als eher gering einzustufen.

In dezentralen Strom-Wärme-Systemen kann die Endenergienachfrage für Gebäudewärme und Mobilität sehr viel effizienter mit einer direkten Elektrifizierung bedient werden, also über Wärmepumpen und Elektromobilität. Dennoch ist es sinnvoll, den Einsatz von Wasserstoff in diesen Sektoren im Rahmen von Forschungs- und Pilotprojekten zu erproben. Eine punktuelle Bedienung einzelner Wasserstoffnachfragen, für die eine direkte Elektrifizierung nicht oder nur sehr schwer umsetzbar ist (z.B. in der Industrie, als Tankstelle für den Schwerverkehr und ggf. für einzelne Wärmenetze), erscheint mit weniger Risiken bezüglich der zukünftigen Bedarfe und Klimaziele behaftet im Vergleich zu einer flächendeckenden Verteilung des Wasserstoffs.

10. Anhang

10.1. Betrachtete Studien im Rahmen der Auswertung des Verständnisses des Begriffs der Dezentralisierung in der Literatur

Tabelle 10-1: Kurztitel betrachteter Studien im Rahmen der Auswertung des Verständnisses des Begriffs der Dezentralisierung in der Literatur

- 1 *Agora Energiewende (2017), Energiewende und Dezentralität, Agora Energiewende: Berlin*
- 2 *Agora Energiewende (2017), Energiewende 2030: The Big Picture, Agora Energiewende: Berlin*
- 3 *Bauknecht, D. & Funcke, S. (2013), Dezentralisierung oder Zentralisierung der Stromversorgung, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 63, 8: 14-17*
- 4 *Bauknecht, D., Vogel, M. & Funcke, S. (2015), Energiewende – Zentral oder dezentral?, Öko-Institut: Freiburg*
- 5 *BMWi (2017), Langfristszenarien: „Dezentrales Szenario“, BMWi: Berlin.*
- 6 *BNetzA (2011), „Smart Grid“ und „Smart Market“, BNetzA: Bonn.*
- 7 *BUND Naturschutz in Bayern, N-Ergie (2015), Dezentralität fehlt im Energiekonzept Deutschland, BUND: Berlin.*
- 8 *Bürgerdialog Stromnetz (2015), Kurz & Knapp: Alternativen zum Netzausbau, Bürgerdialog Stromnetz: Düsseldorf.*
- 9 *Canzler, W. et al. (2016), Auf dem Weg zum (de-)zentralen Energiesystem?, Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung, DIW: Berlin.*
- 10 *Dena (2014), dena-Studie Systemdienstleistungen 2030, Dena: Berlin.*
- 11 *Deutsch, M. & Graichen, P. (2015): Was wäre, wenn... ein flächendeckender Rollout von Solar-Speicher-Systemen stattfände?, Agora Energiewende: Berlin.*
- 12 *E-Bridge Consulting et al. (2016) – Energiewende Outlook 2035, E-Bridge: Bonn.*
- 13 *Falkenberg et al. (2016) – Dezentralität und zellulare Optimierung, N-Ergie: Nürnberg*
- 14 *FAU (2017), Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung, FAU: Nürnberg.*
- 15 *FENES (2015), Positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für die Energiewende, FENES: Regensburg*
- 16 *HALEAKALA-Stiftung (2017) – Vor-Ort-Strom, HALEAKALA-Stiftung: Bochum.*
- 17 *Öko-Institut (2018) – Transparenz Stromnetze, Öko-Institut: Freiburg*
- 18 *Pechan, A. et al. (2014), Dimensionen für die Ausgestaltung der deutschen Energiewende, Universität Oldenburg: Oldenburg*
- 19 *Peter, E. et al. (2015), Flexibilitätskonzepte für die Stromversorgung 2050, Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (acatech): München.*
- 20 *Peter, S. (2013), Stromerzeugung 2050 in autarken dezentralen Strukturen, Umweltbundesamt: Dessau.*
- 21 *PWC (2017), Digitalisierte dezentrale Energieversorgung, PWC: Berlin.*
- 22 *RLI (2013), Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung erneuerbarer Energien in Deutschland, RLI: Berlin.*
- 23 *Schwan et al. (2015) – Trialog Energiewende, Humboldt-Viadrina Governance Platform: Berlin.*
- 24 *VDE/ETG (2015), Der zellulare Ansatz, VDE: Frankfurt*

Quelle: Öko-Institut e.V. (eigene Darstellung)

10.2. Einordnung betrachteter Studien in die Dimensionen der Dezentralität

Die im Rahmen der Arbeiten dieser Studie betrachteten Studien, die sich dem Thema der Dezentralisierung widmen wurden in die unterschiedlichen Dimensionen der Dezentralisierung eingeordnet, die in Kapitel 2 eingeführt wurden. Dazu wurden die in den Studien betrachteten Szenarien auf ihre Ausprägung in den Kategorien

- Kraftwerke: Netzebene | Größe
- Kraftwerke: Regionale Verteilung
- Flexibilität: Netzebene | Größe
- Flexibilität: Regionale Verteilung
- Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)
- Anzahl und Größe der Akteure

untersucht. Diese Ausprägungen wurden anschließend für jedes Szenario in einer Abbildung grafisch hervorgehoben.

Netzentwicklungsplan 2030 (Version 2019); genehmigter Szenariorahmen Netzentwicklungsplan 2021: Szenario „B2040“; TransnetBW (2020) Stromnetz 2050: Szenario „Stromnetz 2050“

Im Netzentwicklungsplan (50 Hertz et al. 2019; BNetzA 2014) wird untersucht, wie die Energiewende die Anforderungen an die Stromnetze verändert und welche Ausbaumaßnahmen des Übertragungsnetzes notwendig sind, um weiterhin die Netzsicherheit und -stabilität gewährleisten zu können. Das hier berücksichtigte Szenario „B 2040“ geht von einer erhöhten Elektrifizierung und einem erhöhten stromnetzorientierten Einsatzverhalten von Erzeugern und Verbrauchern aus. Für den Ausbau der erneuerbaren Energien und die Ausbaukosten wurde der genehmigte Szenariorahmen 2021 mit dem Zieljahr 2040 genutzt. Da dieser noch keine Modellierungen für das Übertragungsnetz enthält, wurde hierfür auf den NEP 2030 in der Version 2019 zurückgegriffen. Die Studie Stromnetz 2050 von TransnetBW (TransnetBW 2020) kann als Weiterentwicklung des NEP betrachtet werden und untersucht mit dem Fokus auf Baden-Württemberg den Netzausbaubedarf bis 2050.

Der Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans und der TransnetBW Studie beinhalten überwiegend zentrale bzw. eine Mischung aus zentralen und dezentralen Komponenten. In Bezug auf die regionale Verteilung der zukünftigen Erzeugungsanlagen und bezogen auf die Dimension der Optimierungsebene kann von zentralen Szenarien gesprochen werden. Im Bereich der Netzebene, d.h. der Größe der Anlagen kann von einer Mischform gesprochen werden, da sowohl zentrale offshore Windenergieanlagen als auch dezentrale PV-Dachanlagen angenommen werden. Ebenso verhält es sich bei der Netzebene, der Verteilung der Flexibilitäten und der Akteursstruktur. Das Netzentwicklungsplan Szenario „B 2040“, der genehmigte Szenariorahmen und das Szenario „Stromnetz 2050“ von TransnetBW zeigen demnach in zwei von sechs Dimensionen einen klaren zentralen Schwerpunkt auf. Eine spezifisch rein dezentrale Ausprägung ist in keiner Dimension zu erkennen.

Abbildung 10-1: Einordnung der Szenarios „B 2040“ des NEP und des genehmigten Szenariorahmens und des TransnetBW Szenarios „Stromnetz 2050“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

BDI (2018), Klimapfade für Deutschland: Szenario „95%“

Die Studie „Klimapfade für Deutschland“ (BCG; Prognos 2018) untersucht, wie die deutschen Emissionsminderungsziele volkswirtschaftlich kostengünstig erreicht werden können. In dem hier betrachteten Szenario „95%“ wird eine Treibhausgasemission bis 2050 um 95% gegenüber 1990 angestrebt. Durch den Fokus auf eine kostengünstige Entwicklung ist diese Studie als zentral einzuordnen. Zentral ausgeprägt ist die regionale Verteilung der Anlagen sowie die Optimierungsebene.

Abbildung 10-2: Einordnung des BDI Szenario „95%“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Fraunhofer ISI (2017), Langfristszenarien: Szenario „Basis“ und Szenario „geringer Netzausbau“

In der Studie „Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland“ (Fraunhofer ISI; Consentec; ifeu; TUW; M-Five; TEP Energy 2017) wird mit Hilfe unterschiedlicher

Szenarien ermittelt, wie sich unterschiedliche Entwicklungspfade der Energiewende auf deren Kosten auswirkt. Im Rahmen dieser Untersuchung wurden zwei Szenarien berücksichtigt: das Szenario „Basis“ und das Szenario „geringerer Netzausbau des Übertragungsnetzes“ („geNA“). Das Szenario „Basis“ spiegelt dabei ein Szenario mit zentralen Aspekten wider, indem Energie-Erzeugungsanlagen möglichst kostengünstig verteilt sind und bereits getroffene Technologieentscheidungen erfüllt werden. Daraus folgt ein EE-Ausbau an den ertragsreichsten Standorten. Im Szenario „geringerer Netzausbau des Übertragungsnetzes“ hingegen wird der Ausbau des Übertragungsnetzes über den bereits beschlossenen Maßnahmen hinaus nur noch in Ausnahmefällen zugelassen. Dadurch kommt es zu einer Verschiebung im Energiemix und der Anlagen-Standorte. Der EE-Ausbau erfolgt so in diesem Szenario eher dezentral.

Das Szenario „Basis“ verfolgt in Bezug auf die regionale Verteilung der Kraftwerke und der Flexibilitätsoptionen und bei der Optimierungsebene einen zentralen Ansatz. Die Anlagengröße, die regionale Verteilung der Flexibilitäten, sowie die Anzahl der Akteure ist nicht klar zentral orientiert, sondern beinhaltet ebenfalls dezentrale Herangehensweisen.

Abbildung 10-3: Einordnung des Fraunhofer ISI Szenarios „Basis“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Im Szenario „geNA“ werden durch die Beschränkung des Netzausbaus die Erzeugungsanlagen nicht an den kostengünstigsten Standorten, sondern verbrauchsnahe, d.h. dezentraler verteilt. Der Erzeugungsmix unterscheidet sich dadurch ebenfalls vom Basisszenario, indem vergleichsweise mehr Photovoltaik und weniger Onshore Wind installiert wird. In Bezug auf Speichertechnologien werden im Szenario „geNA“ Speicher-dummies eingesetzt, die dezentral ausgebaut werden, wo sie aufgrund der Restriktionen des Netzes gebraucht werden. Die Gesamtoptimierung erfolgt allerdings weiterhin über das europäische Verbundsystem, so dass in Bezug auf die Optimierungsebene noch immer von einem zentralen Ansatz gesprochen werden kann.

Abbildung 10-4: Einordnung des Fraunhofer ISI Szenarios „geNA“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

WWF (2018), Zukunft Stromsystem II: Szenario „Energiewende-Referenz“ und Szenario „Fokus Solar“

WWF (2018) untersuchen in der Studie „Zukunft Stromsystem II. Regionalisierung der erneuerbaren Stromerzeugung“, wie sich ein unterschiedlicher Fokus der Energietechnologien auf das Stromsystem auswirkt. Im Szenario „Energiewende-Referenz“ liegt der Schwerpunkt auf dem Ausbau der Windenergie an Land und orientiert sich an den Annahmen des Netzentwicklungsplans. Daher handelt es sich hierbei um ein Szenario mit zentraler Ausprägung. Im Szenario „Fokus Solar“ hingegen wird der Ausbau der Solarenergie vorangetrieben und ein hoher Eigenverbrauch erzeugter Solarenergie unterstellt. Dies führt zu einer stärkeren Regionalisierung der Stromerzeugung, weshalb hier von einem dezentralen Ausbaupfad gesprochen werden kann.

Das Szenario „Energiewende-Referenz“ gleicht in seiner zentralen Ausprägung dem Szenarioahmen des Netzentwicklungsplans und zeichnet sich vor allem durch die zentral orientierte Verteilung der Anlagen und die zentrale Optimierungsebene aus.

Abbildung 10-5: Einordnung des WWF Szenarios „Energiewende-Referenz“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Im Szenario „Fokus-Solar“ verändert sich der Erzeugungsmix zu einem höheren Anteil an Solar, d.h. zu einem eher dezentralen Kraftwerkspark. Durch die Kombination von Solar mit Batteriespeichern zeichnet sich das Szenario auch in Bezug auf die Netzebene der Flexibilitätsoptionen als dezentral orientiert aus. Die regionale Verteilung der Erzeugungsanlagen, wie bspw. der Onshore Windenergieanlagen erfolgt allerdings nach kostenoptimalen Kriterien und kann somit als zentral eingestuft werden. Die Optimierung des Gesamtsystems erfolgt ebenfalls auf zentraler Ebene und beinhaltet nicht einen dezentralen Ausgleich auf kleinerer Regionsebene.

Abbildung 10-6: Einordnung des WWF Szenarios „Fokus-Solar“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Fraunhofer ISE (2020), Wege zu einem Klimaneutralen Energiesystem: Szenario „Referenz“ und „Inakzeptanz“

In der Studie „Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem. Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher Verhaltensweisen“ untersuchen Fraunhofer ISE (2020a), inwieweit gesellschaftliche Verhaltensweisen und Einstellungen wie Skepsis gegenüber neuer Technologien oder

eine Minderung des Energieverbrauchs den Verlauf der Energiewende beeinflussen und wie sich dies auf notwendige Investitionen und Kosten für den Umbau des Energiesystems auswirkt. Das Szenario „Inakzeptanz“ wird dabei durch Widerstand gegenüber dem Ausbau großer Infrastrukturen wie Windenergieanlagen charakterisiert. Ähnlich wie im Szenario „Fokus-Solar“ kommt es dadurch zu einem verstärkten PV-Ausbau. Im Ergebnis kann daher von einem dezentral orientierten Szenario im Bereich der Anlagentypen gesprochen werden. Dem gegenüber wird das Szenario „Referenz“ gestellt. Diesem Szenario wird unterstellt, dass keine erschwerenden oder fördernden Rahmenbedingungen den Energieausbau beeinflussen. Daher handelt es sich in Bezug auf den Ausbau und die Verteilung der erneuerbaren Technologien um ein zentral orientiertes Szenario.

Das Szenario „Referenz“ lässt sich wie der NEP bei der regionalen Verteilung der Kraftwerke und der Optimierungsebene als zentrales Szenario einordnen.

Abbildung 10-7: Einordnung des Fraunhofer ISE Szenario „Referenz“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Durch die Veränderung des Erzeugungsmixes und den damit einhergehenden erhöhten Anteil an Photovoltaik und Heimspeichern verschiebt sich die Netzebene der Erzeugungsanlagen und der Flexibilitätsoptionen im Szenario „Inakzeptanz“ auf eine dezentrale Ausprägung. Die Verteilung der Erzeugungsanlagen, sowie die Optimierung des Systems erfolgen allerdings weiterhin zentral.

Abbildung 10-8: Einordnung des Fraunhofer ISE Szenarios „Inakzeptanz“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

RLI (2013) Vergleich & Optimierung dezentraler & zentraler Stromversorgung: Szenario „zentral“, Szenario „dezentral“

In der Studie „Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus erneuerbaren Energien in Deutschland“ untersucht das RLI 2013 die Unterschiede einer zentral und einer dezentral orientierten Verteilung von Erzeugungsanlagen. In beiden Szenarien wird der Anteil an Erneuerbaren Erzeugungsanlagen vorgegeben. Im Szenario „zentral“ werden die Anlagen auf Basis der Standorte, d.h. anhand der regional niedrigsten Stromgestehungskosten optimiert. Im Szenario „dezentral“ erfolgt die Verteilung auf Basis von vorgegebenen regionalen Mindestanteilen EE an der Stromerzeugung pro Region und eines festgelegten Verteilungsschlüssel von PV und Windenergie auf Basis der Landesfläche und der Bevölkerungsdichte (PV: 2/3 nach Bevölkerung und 1/3 nach Landesfläche, Wind: 1/3 nach Bevölkerung, 2/3 nach Landesfläche). Das Szenario „zentral“ zeigt somit einen kostenoptimierten Ausbaupfad bezüglich der Verteilung von Windenergie auf. Das Szenario „dezentral“ basiert auf einer gleichmäßigeren und lastnäheren regionalen Verteilung der Windenergieanlagen.

Abbildung 10-9: Einordnung des RLI Szenarios „zentral“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Das Szenario „dezentral“ kann ausschließlich bei der Dimension der regionalen Verteilung der Anlagen als dezentral eingeordnet werden. In den weiteren Dimensionen handelt es sich bei diesem Szenario, wie beim Szenario „zentral“ um einen zentralen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch auf deutscher Ebene und einer Mischform aus zentralen und dezentralen Aspekten bei der Flexibilitätsbereitstellung.

Abbildung 10-10: Einordnung des RLI Szenarios „dezentral“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Öko-Institut (2018), BuerGen: Szenario „dezentral“, Szenario „gleichverteilt“

In dem Verbundprojekt „BuerGen: Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen“ (Öko-Institut; Europa Universität Flensburg; ZNES; IZT; Kulturwissenschaftliches Institut Essen; Fraunhofer ISE 2018) wird im Modul 3: „Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren bei der Entwicklung der Stromnetze“ vom Öko-Institut und der Europa-Universität Flensburg der Ausbaubedarf des deutschen Übertragungsnetzes bis 2030 eines Szenarios „dezentral“ und eines Szenario „gleichverteilt“ dem Netzentwicklungsplan Szenario B

gegenübergestellt. Das Szenario „dezentral“ beinhaltet neben einer lastnahen Verteilung von Erzeugungsanlagen und Speichern auch einen dezentralen Marktansatz und kann darum als dezentrales Szenario interpretiert werden. Das Szenario „gleichverteilt“ unterscheidet sich zum NEP nur durch eine gleichmäßigere Verteilung der Onshore Windleistung innerhalb Deutschlands und umfasst dadurch vor allem in Bezug auf die Akteursvielfalt dezentrale Aspekte.

Abbildung 10-11: Einordnung des Öko-Institut Szenarios „dezentral“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Im Szenario „gleichverteilt“ wird die Gesamtkapazität des im NEP Szenario B angenommenen Onshore Windleistung in 2030 anhand von sozial-ökologischen Kriterien durch eine gleichverteilte Belastung aller Landkreise verteilt. Der zugrundegelegte Belastungsgrad beruht auf dem Verhältnis der für Windenergie zur Verfügung stehenden Fläche zur Kreisfläche und der Bevölkerungsdichte (ZNES 2017; 2016; Europa-Universität Flensburg 2018). Der Verteilungsansatz umfasst somit eine gleichmäßige Belastung bzw. einen gleichmäßig verteilten Beitrag aller BürgerInnen an der Energiewende. In Bezug auf die regionale Verteilung der Kraftwerke handelt es sich um eine Mischausprägung, da die Winderzeugung weder an den kostengünstigsten Standorten, noch explizit verbrauchsnahe stattfindet. In Bezug auf die Akteursvielfalt kann durch die gleichmäßige Beteiligung aller BürgerInnen von einem dezentralen Ansatz gesprochen werden.

Abbildung 10-12: Einordnung des Öko-Institut Szenarios „gleichverteilt“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Wingenbach (2018), Sozial-ökologischer Windausbau: Szenario „basis“, Szenario „best-case“, Szenario „worst-case“

In der Dissertation „Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Energiesystemmodellierung am Beispiel von Entwicklungspfaden für den Windenergieausbau in Deutschland“ (Europa-Universität Flensburg 2018) wird die Onshore Windenergieleistung bis 2050 anhand von sozial-ökologischen Kriterien mit Hilfe eines regional gleichverteilten Belastungsgrad verteilt. In Basisszenario wird die Onshore Windkapazität auf den technisch-ökonomisch optimalen Standorten installiert. Im Szenario „best-case“ wird die Zielkapazität an Onshore Wind anhand einer gleichmäßigen Belastung über alle deutschen Landkreise verteilt. Im Szenario „worst-case“ werden aufgrund von fehlender Akzeptanz regionale Belastungsgrenzen erreicht, so dass nur knapp die Hälfte der Leistung verteilt werden kann. Die restliche Kapazität wird durch Offshore Windenergie ersetzt, um eine 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050 zu gewährleisten.

Das Szenario „basis“ gleicht im Hinblick auf zentrale Aspekte dem Szenariorahmen des Netzentwicklungsplans, oder auch den Szenarien 95% (BDI), Basis (Fraunhofer ISI), Referenz (WWF), Referenz (ISE) oder zentral (RLI). Die erneuerbaren Technologien werden nach technischen und ökonomischen Kriterien kostengünstig optimal verteilt.

Abbildung 10-13: Einordnung des Wingenbach Szenarios „basis“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Das Szenario „best-case“ ist in Bezug auf die Verteilung der Kraftwerke eine Mischausprägung, da nicht die kostengünstigsten Standorte genutzt werden, allerdings auch nicht explizit lastnah ausgebaut wird. Durch den sozial-ökologisch gleichverteilten Ausbau von Onshore Wind kann von einer dezentral ausgerichteten Akteursstruktur gesprochen werden.

Abbildung 10-14: Einordnung des Wingenbach Szenarios „best-case“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

Das Szenario „worst-case“ ist in Bezug auf die Kraftwerksgröße eher zentral orientiert, da durch die Substitution der Akzeptanz bedingt nicht installierbaren Onshore Leistung ein bedeutend größerer Anteil an Offshore Windleistung installiert wird.

Abbildung 10-15: Einordnung des Wingenbach Szenarios „worst-case“

	Zentral	Dezentral
Kraftwerke: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Kraftwerke: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Flexibilität: Netzebene Größe	Übertragungsnetz wenige große Anlagen	Verteilnetz viele kleine Anlagen
Flexibilität: Regionale Verteilung	Beste Standorte	Verbrauchsnahe
Optimierungsebene (Ebene der Marktgebiete)	Europa Deutschland	Quartiere Haushalte
Anzahl und Größe Akteure	Wenige, große Akteure zentralisierte Akteursstruktur	Viele, kleine Akteure regional vernetzte Akteursstruktur

Quelle: Öko-Institut e.V.

11. Literaturverzeichnis

- 50 Hertz - 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT; TransnetBW (2019): Netzentwicklungsplan Strom 2030, Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Berlin, Dortmund, Bayreuth, Stuttgart, 2019.
- 50 Hertz - 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT; TransnetBW (2020): Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021, Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber. Unter Mitarbeit von Drees, T.; Wiede, T.; Meinecke, M. und König, R., Januar 2020, zuletzt geprüft am 03.02.2020.
- 50 Hertz - 50 Hertz Transmission; Amprion; TenneT; TransnetBW (Hg.) (2019). Netzentwicklungsplan Strom 2030 (Version 2019), Zweiter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber, Zahlen - Daten - Fakten, 15.04.2019.
- 50 Hertz Transmission; Amprion; TransnetBW; TenneT (2020): Netzentwicklungsplan Strom: Konsultationsarchiv, 50 Hertz Transmission; Amprion; TransnetBW; TenneT. Online verfügbar unter <https://www.netzentwicklungsplan.de/de/beteiligung/konsultationsarchiv>, zuletzt geprüft am 15.09.2020.
- Aalborg University (2014): Wimmer, D. O. The Effect of Distributed Wind Production on the Necessary System Flexibility, in Germany in the Year 2030. Aalborg University. Aalborg, 24.06.2014. Online verfügbar unter <http://projekter.aau.dk/projekter/da/studentthesis/the-effect-of-distributed-wind-production-on-the-necessary-system-flexibility%28a6666867-05b0-4c35-8498-1ecb7866cc72%29.html>, zuletzt geprüft am 19.08.2014.
- acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (Hg.) (2020). Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem, Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung. München, 2020, zuletzt geprüft am 22.01.2020.
- acatech - Deutsche Akademie der Technikwissenschaften; Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina; Union der deutschen Akademien der Wissenschaften (Hg.) (2020): Hanson, J. (De-)Zentralität in technischen Szenarien, Materialien zur Stellungnahme „Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung“. Materialien (Schriftenreihe Energiesysteme der Zukunft). München, 2020. Online verfügbar unter https://energiesysteme-zukunft.de/fileadmin/user_upload/Publikationen/PDFs/ESYS_Materialien_De-Zentralitaet_technische_Szenarien.pdf, zuletzt geprüft am 20.01.2020.
- AEE - Agentur für Erneuerbare Energien (2008): Leitbild für eine erneuerbare Zukunft: Kommunale Energiekonzepte. Agentur für Erneuerbare Energien (Hg.). Online verfügbar unter <http://www.kommunal-erneuerbar.de/kommunalratgeber/kommunalratgeber/energiekonzept.html>, zuletzt aktualisiert am 04.03.2020, zuletzt geprüft am 04.03.2020.
- Agora Energiewende (2017). Energiewende und Dezentralität, Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte. Analyse. Agora Energiewende, Februar 2017. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf, zuletzt geprüft am 28.02.2017.
- Agora Energiewende (Hg.) (2014): ef ruhr; FENES - Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher; IAEW RWTH Aachen; ISEA RWTH Aachen. Stromspeicher in der Energiewende, Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz. Berlin, 2014.
- Agora Energiewende (Hg.). Die Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung in der Energiewende.
- Agora Energiewende (Hg.). Energiewende und Dezentralität. Online verfügbar unter https://www.agora-energiewende.de/fileadmin/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf.

- Agora Verkehrswende (Hg.). Verteilnetzausbau für die Energiewende - Elektromobilität im Fokus. Online verfügbar unter www.raponline.org.
- Ambrosius, M.; Grimm, V.; Kleinertz, T.; Liers, F.; Schmidt, M.; Zöttl, G. (2020): Endogenous Price Zones and Investment Incentives in Electricity Markets: An Application of Multilevel Optimization with Graph Partitioning. In: *Energy Economics*.
- ARegV (2019): Anreizregulierungsverordnung, ARegV.
- Bauknecht, D.; Funcke, S.; Vogel, M. (2020a): Is small beautiful?, A framework for assessing decentralised electricity systems. In: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 118. DOI: 10.1016/j.rser.2019.109543.
- Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Seebach, D.; Vogel, M. (2020b): Behind and beyond the meter: what's in it for the system? In: Sioshansi, F. (Hg.): Behind and beyond the meter. Digitalization, Aggregation, Optimization, Monetization. [S.I.]: ELSEVIER ACADEMIC PRESS.
- Bayer, B.; Matschoss, P.; Thomas, H.; Marian, A. (2018): The German experience with integrating photovoltaic systems into the low-voltage grids. In: *Renewable Energy* 119, S. 129–141. DOI: 10.1016/j.renene.2017.11.045.
- BCG - The Boston Consulting Group; Prognos (2018): Gerbert, P.; Herhold, P.; Burchardt, J.; Schönberger, S.; Rechenmacher, F.; Kirchner, A.; Kemmler, A.; Wünsch, M. Klimapfade für Deutschland. The Boston Consulting Group; Prognos. Bundesverband der deutschen Industrie (Hg.). Berlin, Basel, Hamburg, München, 2018.
- BDEW - Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (Hg.) (2019): Beier, L.; Bantle, C. "Wie heizt Deutschland?" (2019), Studie zum Heizungsmarkt. Unter Mitarbeit von prolytics, 2019, zuletzt geprüft am 14.10.2019.
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (Hg.) (2019). Wie heizt Rheinland-Pfalz?, Regionalbericht. Studie zum Heizungsmarkt, 2019.
- Bjarne, S. (2011): Prospects for pumped-hydro storage in Germany. In: *EWL Working Paper* 11 (07).
- BMWi - Bundesminister für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2017): Fraunhofer ISI - Fraunhofer Institut für System- und Innovationsforschung; Consentec; ifeu. Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 3: Referenzszenario und Basisszenario. Unter Mitarbeit von Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (Fraunhofer ISI); Consentec; Institut für Energie- und Umweltforschung (ifeu); TU Wien; M-Five et al. Berlin, 2017. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-3-referenzszenario-und-basisszenario.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 10.12.2020.
- BMWi - Bundesminister für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2018): Consentec; Neon Neue Energieökonomik. Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich. Unter Mitarbeit von Maurer, C.; Zimmer, C. und Hirth, L. Berlin, 2018.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018): BMWi Newsletter Energiewende - Gleiche Netzentgelte für alle. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.). Online verfügbar unter <https://www.bmwi-energiewende.de/EWD/Redaktion/Newsletter/2018/05/Meldung/topthema-gleiche-netzentgelte-fuer-alle.html>, zuletzt aktualisiert am 04.03.2020, zuletzt geprüft am 04.03.2020.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2019): Deutsche WindGuard. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß §97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II e): Wind an Land. Berlin, 2019, zuletzt geprüft am 29.10.2019.

- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2020a). Die Nationale Wasserstoffstrategie. Berlin, 2020.
- BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.) (2020b): BMWi - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Aktionsplan Gebotszone, Gemäß Art. 15 Verordnung (EU) 2019/943. Berlin, 2020.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2014): Genehmigung des Szenariorahmens 2025 für die Netzentwicklungsplanung und Offshore-Netzentwicklungsplanung, 19.12.2014.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2016): Leitfaden zur Eigenversorgung. Bonn, 2016.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (2019a): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen, Gesamtjahr und Viertes Quartal 2018, 2019.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (Hg.) (2019b). Bedarfsermittlung 2019-2030, Bestätigung Netzentwicklungsplan Strom. Bonn, 16.12.2019.
- BNetzA - Bundesnetzagentur (Hg.) (2020): BNetzA. Genehmigung des Szenariorahmens 2021-2035, 2020.
- BNetzA - Bundesnetzagentur; BKartA - Bundeskartellamt (Hg.) (2019): BNetzA - Bundesnetzagentur; BKartA - Bundeskartellamt. Monitoringbericht 2019. Bonn, 2019.
- BReg - Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland (Hg.) (2020): BReg - Bundesregierung der Bundesrepublik Deutschland. Entwurf eines Gesetzes zur Änderung des Erneuerbare-Energien-Gesetzes und weiterer energierechtlicher Vorschriften. Berlin, 2020.
- Broekmans, V.; Krämer, L.-M. (2014): Kurzstudie Beitrag von zentralen und dezentralen KWK - Anlagen zur Netzstützung.
- Bundestag (2017). Gesetz zur Förderung von Mieterstrom und zur Änderung weiterer Vorschriften des Erneuerbare Energien-Gesetzes, Mieterstromgesetz. Bundestag, 17.07.2017.
- Bürger, V.; Steinbach, J.; Kranzl, L.; Müller, A. (2019): Third party access to district heating systems - Challenges for the practical implementation. In: *Energy Policy* (132), S. 881–892, zuletzt geprüft am 23.09.2019.
- Bussar, C.; Moos, M.; Alvarez, R.; Wolf, P.; Thien, T.; Chen, H.; Cai, Z.; Leuthold, M.; Sauer, D. U.; Moser, A. (2014): Optimal Allocation and Capacity of Energy Storage Systems in a Future European Power System with 100% Renewable Energy Generation. In: *Energy Procedia* 46, 40-47.
- Chrischilles, E. (2016): Eigenerzeugung: Immer mehr Verbraucher erzeugen selber Strom. In: *IW-Kurzbericht* (66).
- DECHEMA - Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie; FutureCamp Climate (2019): Geres, R.; Bazzanella, A. Roadmap Chemie 2050, Auf dem Weg zu einer treibhausgasneutralen chemischen Industrie in Deutschland. Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie; FutureCamp Climate. Gesellschaft für Chemische Technik und Biotechnologie und FutureCamp Climate (Hg.). München, Frankfurt, 2019.
- deENet - Kompetenznetzwerk dezentrale Energietechnologien e.V. (Hg.) (2010): Benz, S.; Bonn, I.; Müller, K. Kompass für die Entwicklung nachhaltiger 100%-Erneuerbare-Energie-Regionen. Berlin, 2010.
- dena - Deutsche Energie Agentur (Hg.) (2015): Agricola, A.-C.; Seidl, H.; Heuke, R. Regelleistungserbringung aus dezentralen Energieanlagen., Analyse des weiteren Handlungsbedarfs der dena-Plattform Systemdienstleistungen. Berlin, 2015, zuletzt geprüft am 09.03.2020.
- dena - Deutsche Energie Agentur; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI) (2018). dena-Leitstudie - Integrierte Energiewende, Impulse für die Gestaltung des

- Energiesystems bis 2050. Deutsche Energie Agentur; Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). Berlin, 2018.
- DENA (Hg.) (2012): DENA. Stand der Genehmigungsverfahren der Netzausbauprojekte nach EnLAG. Berlin, 2012.
- DENA (Hg.) (2015): DENA. Der Königspark, ein CO₂ neutrales Quartier entsteht. Berlin, 08/2015.
- Deutsche Akademie der Technikwissenschaften (2020): Zentrale und dezentrale Elemente im Energiesystem. Der richtige Mix für eine stabile und nachhaltige Versorgung.
- Deuschle, J.; Hauser, W.; Sonnberger, M.; Tomaschek, J.; Brodecki, L.; Fahl, U. (2015): Energie-Autarkie und Energie-Autonomie in Theorie und Praxis. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft (ZfE)* (3/2015), S. 151–162.
- DIW - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (Hg.) (2017): Schill, W.-P.; Zerrahn, A.; Kunz, F.; Kemfert, C. Dezentrale Eigenstromversorgung mit Solarenergie und Batteriespeichern: Systemorientierung erforderlich (DIW Wochenbericht, 12.2017). Berlin, 2017. Online verfügbar unter http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.554835.de/17-12-1.pdf, zuletzt geprüft am 28.03.2017.
- DIW Berlin - Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung; TUB - Technische Universität Berlin; RLI - Reiner Lemoine Institut (2013): Schröder, A.; Kunz, F.; Meiss, J.; Mendelevitch, R.; Hirschhausen, C. von. Current and Prospective Costs of Electricity Generation until 2050 (Data Documentation, 68). Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung; Technische Universität Berlin; Reiner Lemoine Institut. Berlin, July 2013. Online verfügbar unter https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.424566.de/diw_datadoc_2013-068.pdf, zuletzt geprüft am 15.03.2020.
- Drünert, S.; Neuling, U.; Timmerberg, S.; Kaltschmitt, M. (2019): Power-to-X (PtX) aus „Überschussstrom“ in Deutschland – Ökonomische Analyse. In: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 43 (3), S. 173–191. DOI: 10.1007/s12398-019-00256-7.
- Dunker, R.; Mono, R. (2013): Bürgerbeteiligung und erneuerbare Energien, Kurz-Studie von Beteiligungsprojekten in Deutschland durch die 100 prozent erneuerbar stiftung. Berlin, 2013. Online verfügbar unter http://100-prozent-erneuerbar.de/wp-content/uploads/2013/07/Buergerbeteiligung-und-Erneuerbare-Energien_100pes.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2014.
- DVGW - Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches (2020): H₂ vor Ort, Wasserstoff über die Gasverteilnetze für alle nutzbar machen. Bonn, 2020, zuletzt geprüft am 11.01.2021.
- E-Bridge - E-Bridge Consulting; Prognos; RWTH Aachen; FGH - Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (2016). Energiewende Outlook 2035, Entwicklungspfade der Energiewende und deren Folgen. Abschlussbericht 50 Hertz Transmission. E-Bridge Consulting; Prognos; RWTH Aachen; Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft. Berlin, Juni 2016. Online verfügbar unter <http://www.50hertz.com/Link-Click.aspx?fileticket=-rAFM547fBs%3d&portalid=3&language=de-DE>, zuletzt geprüft am 05.02.2018.
- E-Bridge Consulting GmbH (2014): Büchner, J.; Katzfey, J.; Floercken, O.; Moser, A.; Schuster, H.; Dierkes, S.; van Leeuwen, T.; Verheggen, L. „Moderne Verteilernetze für Deutschland“ (Verteilernetzstudie), Forschungsprojekt Nr. 44/12. Abschlussbericht. E-Bridge Consulting GmbH. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (Hg.). Bonn, 2014. Online verfügbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/verteilernetzstudie,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, zuletzt geprüft am 10.10.2014.
- Ecofys Germany GmbH; Prognos AG (2011): Nabe, C.; Hasche, B.; Offermann, M.; Papaefthymiou, G.; Seefeldt, F.; Thamling, N.; Dziomba, Henri. Potenziale der Wärmepumpe zum

- Lastmanagement im Strommarkt und zur Netzintegration erneuerbarer Energien. Ecofys Germany GmbH; Prognos AG, 2011, zuletzt geprüft am 06.03.2020.
- EEG (2021): Gesetz für den Ausbau erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz - EEG 2021), EEG 2021. Online verfügbar unter https://www.gesetze-im-internet.de/eeg_2014/EEG_2021.pdf, zuletzt geprüft am 29.01.2021.
- Egerer, J.; Weibezahn, J.; Hermann, H. (2016): Two Price Zones for the German Electricity Market – Market Implications and Distributional Effects. In: *Energy Economics* 59, S. 365–381.
- EnergiewabenGR (2017): Leitfaden für die Konzeption von Regionalen Energiewaben.
- energynautics; Öko-Institut; Bird & Bird (2014): Ackermann, T.; Untsch, S.; Koch, M.; Rothfuchs, H. Verteilnetzstudie Rheinland-Pfalz. energynautics; Öko-Institut; Bird & Bird. Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz (Hg.), 2014.
- ETG-Task Force Demand Side Management (Hg.) (2012): Management. Demand Side Integration - Lastverschiebungspotenziale in Deutschland, 2012.
- Europa-Universität Flensburg (Hg.) (2018): Wingenbach, M. Integration sozial-ökologischer Faktoren in die Energiesystemmodellierung am Beispiel von Entwicklungspfaden für den Windenergieausbau in Deutschland, Dissertation, 2018.
- FA Wind - Fachagentur Windenergie an Land (2019): FA Wind - Fachagentur Windenergie an Land. Hemmnisse beim Ausbau der Windenergie an Deutschland. Unter Mitarbeit von Quentin, J. Fachagentur Windenergie an Land. Berlin, 2019.
- FA Wind - Fachagentur Windenergie an Land (2020): Beteiligung und Teilhabe, Fachagentur Windenergie an Land. Online verfügbar unter <https://www.fachagentur-windenergie.de/themen/beteiligungundteilhabe/>, zuletzt geprüft am 15.09.2020.
- FAU - Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg (2015). Regionale Preiskomponenten im Strommarkt, Gutachten im Auftrag der Monopolkommission. Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg. Erlangen-Nürnberg, Juni 2015. Online verfügbar unter http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/wp-content/uploads/2016/02/gutachten_regionale-preiskomponenten07.10.15.pdf, zuletzt geprüft am 13.04.2017.
- FAU - Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg (2017): FAU - Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg. Regionalkomponenten bei der EE-Vergütung. Studie für die Monopolkommission. Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg. Nürnberg, 17.07.2017. Online verfügbar unter http://www.wirtschaftstheorie.wiso.uni-erlangen.de/wp-content/uploads/2017/10/20170810_Studie_RegionalkomponentenEE_mitAnhang.pdf, zuletzt geprüft am 10.12.2020.
- FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. (2014): FfE - Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. Kurzgutachten zum Kostenvergleich Stromtransport. Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V., 2014.
- FNB Gas - Fernleitungsnetzbetreiber Gas (Hg.) (2020). Netzentwicklungsplan Gas 2020–2030 ENTWURF. Berlin, 2020, zuletzt geprüft am 14.12.2020.
- Fraunhofer IEE - Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik (2020): Gerhardt, N.; Bard, J.; Schmitz, R.; Beil, M.; Pfennig, M.; Kneiske, T. Wasserstoff im zukünftigen Energiesystem: Fokus Gebäudewärme, Studie zum Einsatz von H₂ im zukünftigen Energiesystem mit dem besonderen Fokus auf die Gebäudewärmeversorgung. Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik, 2020.
- Fraunhofer ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (2020a): Sterchele, P.; Brandes, J.; Heilig, J.; Wrede, D.; Kost, C.; Schlegel, T.; Bett, A.; Henning, H.-M. Wege zu einem klimaneutralen Energiesystem, Die deutsche Energiewende im Kontext gesellschaftlicher

Verhaltensweisen. Anhang zur Studie. Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme. Freiburg, Februar 2020. Online verfügbar unter <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/Anhang-Studie-Wege-zu-einem-klimaneutralen-Energiesystem.pdf>, zuletzt geprüft am 15.03.2020.

Fraunhofer ISE - Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme (2020b): Wärmepumpen in Bestandsgebäuden: Ergebnisse aus dem Forschungsprojekt "WPsmart im Bestand". Unter Mitarbeit von Danny Günther, Jeannette Wapler, Robert Langner, Sebastian Helmling, Dr.-Ing. Marek Miara, Dr.-Ing. David Fischer, Dirk Zimmermann, Tobias Wolf, Dr.-Ing. Bernhard Wille-Hausmann, 2020.

Fraunhofer ISE; Universität Stuttgart; Fraunhofer IWES; ETG, Enerstorage GmbH; LEW; RWE Effizienz GmbH; FfE; TU Dresden (2014): Wille-Hausmann, B.; Brunner, M.; Gerhardt, N.; Kleimayer, M.; Mayrhofer, P.; Poehlmann, A.; Rummen, J.; Roon, S. v.; Werner, J. Wärme- und Kälteversorgung in Städten und Regionen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien in der Stromversorgung. Fraunhofer ISE; Universität Stuttgart; Fraunhofer IWES; ETG, Enerstorage GmbH; LEW; RWE Effizienz GmbH; FfE; TU Dresden, 2014.

Fraunhofer ISI - Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Consentec; ifeu - Institut für Energie- und Umweltforschung; TUW - TU Wien; M-Five; TEP Energy (2017). Langfristszenarien für die Transformation des Energiesystems in Deutschland, Modul 4: Szenario „Geringerer Ausbau der Übertragungsnetze“. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Consentec; Institut für Energie- und Umweltforschung; TU Wien; M-Five; TEP Energy. Karlsruhe, Aachen, Heidelberg, September 2017. Online verfügbar unter http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/B/berichtsmodul-4-geringerer-ausbau-der-uebertragungsnetze.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 06.09.2017.

Fraunhofer ISI; Consentec GmbH; r2b energy consulting GmbH; TEP Energy GmbH (Hg.) (2019). Definition und Monitoring der Versorgungssicherheit an den europäischen Strommärkten, Projekt Nr. 047/16. im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Köln, 23.01.2019.

Fraunhofer ISI; Izes; Wuppertal Institut (Hg.): ISI, F.; Izes; Institut, W. Technologien für die Energiewende Technologiebericht – Band 1 (April).

Fraunhofer ISI; Izes; Wuppertal Institut (Hg.): ISI, F.; Izes; Institut, W. Technologien für die Energiewende Technologiebericht – Band 2 (April).

Frontier Economics (2017): Frontier Economics. Beitrag von Flexibilitäten im Verteilnetz zur Senkung der Redispatchkosten in Deutschland, Studie im Auftrag von Innogy und deutschen Verteilnetzbetreibern. Frontier Economics. Köln, Juli 2017.

FTI Consulting; Compass Lexecon (2018): Verhaeghe, C.; Perekhodtsev, D.; Gérard, A.; Roques, F. Nodal pricing systems: the US experience and outlook Europe. FTI Consulting; Compass Lexecon. Washington D. C., 2018.

Funcke, S.; Bauknecht, D. (2016): Typology of centralised and decentralised visions for electricity infrastructure. In: *Utilities Policy* 40, S. 67–74. DOI: 10.1016/j.jup.2016.03.005.

Gadd, H.; Werner, S. (2014): Achieving low return temperatures from district heating substations. In: *Applied Energy* 136, S. 59–67. DOI: 10.1016/j.apenergy.2014.09.022.

Gaudchau, E.; Resch, M.; Zeh, A. (2016): Quartierspeicher: Definition, rechtlicher Rahmen und Perspektiven. In: *Ökologisches Wirtschaften* 31 (2), S. 26–27.

Gestore dei Mercati Energetici (Hg.) (2019). Annual Report 2018. Rom, 31.07.2019. Online verfügbar unter http://www.mercatoelettrico.org/En/MenuBiblioteca/documenti/20190731_GME_RELAZIONE_ANNUALE_EN.pdf, zuletzt geprüft am 30.07.2020.

- Goop, J.; Odenberger, M.; Johnsson, F. (2017): The effect of high levels of solar generation on congestion in the European electricity transmission grid. In: *Applied Energy* 205, S. 1128–1140. DOI: 10.1016/j.apenergy.2017.08.143.
- Guidehouse (2020): Wang, A.; van der Leun, K.; Peters, Peters, Daan; Buseman, M. European Hydrogen Backbone, How a dedicated hydrogen infrastructure can be created. Study for Enagás, Energinet, Fluxys Belgium, Gasunie, GRTgaz, NET4GAS, OGE, ONTRAS, Snam, Swedegas, and Teréga. Guidehouse. Utrecht, July 2020. Online verfügbar unter https://gas-forclimate2050.eu/?smd_process_download=1&download_id=471, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- HALEAKALA-Stiftung (Hg.) (2017): HALEAKALA-Stiftung. Vor-Ort-Strom, Wege zur Dezentralisierung der Stromversorgung. Bochum, 2017.
- Hildebrand, J.; Rau, I.; Schweizer-Ries, P. (2012a): Die Bedeutung dezentraler Beteiligungsprozesse für die Akzeptanz des Ausbaus erneuerbarer Energien, Eine umweltspsychologische Betrachtung. In: *Informationen zur Raumentwicklung* (9/10), S. 491–501.
- Hildebrand, J.; Rau, I.; Schweizer-Ries, P. (2012b): Die Bedeutung dezentraler Beteiligungsprozesse für die Akzeptanz des Ausbaus erneuerbarer Energien. In: *Informationen zur Raumentwicklung* 10 (9), S. 491–502.
- Hildebrand, J.; Rau, I.; Schweizer-Ries, P. (2017): Akzeptanz und Beteiligung, ein ungleiches Paar. In: Holstenkamp, L. und Radtke, J. (Hg.): Handbuch Energiewende und Partizipation. Wiesbaden: Springer.
- Hinz, F.; Möst, D. (2017): Regionale Unterschiede der Netzentgelte. In: *ifo Dresden berichtet* 24 (5), S. 24–30.
- Hirschl, B.; Aretz, A.; Prahl, A.; Böther, T.; Heinbach, K.; Pick, D.; Funcke, S. (2010): Kommunale Wertschöpfung durch Erneuerbare Energien (Schriftenreihe des IÖW, 196/10). Berlin, 2010.
- Höckner, J.; Voswinkel, S.; Weber, C.; Kramer, N.; Rinck, M.; Hofer, S.; Böries, S.; Herrmann, A. (2019): Der enera-Flexibilitätsmarkt als Zukunftsmodell für das Netzengpassmanagement. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69 (7/8), S. 14–17.
- Holstenkamp, L.; Radtke, J. (Hg.) (2017): Handbuch Energiewende und Partizipation. Wiesbaden: Springer.
- HWR Berlin (2014): Eichstädt, J. Sozioökonomische Analyse und mögliche Akzeptanzprobleme von dezentralen Batteriespeichern in elektrischen Verteilnetzen. HWR Berlin. Berlin, 2014.
- ifo Dresden (Hg.) (2015): Hinz, F.; Möst, D. Regionale Unterschiede der Netzentgelte. Dresden, 2015.
- Infas - Institut für angewandte Sozialwissenschaft; DLR - Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt (2010): Follmer, R.; Gruschwitz, D.; Jesske, B.; Quandt, S.; Lenz, B.; Nobis, C.; Köhler, K.; Mehlin, M. Mobilität in Deutschland 2008, Datensätze der MiD 2008. Institut für angewandte Sozialwissenschaft; Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt. Berlin, Bonn, 2010.
- Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen (2017): Figgner, J.; Haberschusz, D.; Kairies, K.; Wessels, O.; Tepe, B.; Ebbert, M.; Herzog, R.; Sauer, D. U. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0, Jahresbericht 2017. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe der RWTH Aachen, 2017. Online verfügbar unter http://www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speichermonitoring_Jahresbericht_2017_ISEA_RWTH_Aachen.pdf, zuletzt geprüft am 31.07.2017.
- International Energy Agency (2014): The power of transformation, Wind, sun and the economics of flexible power systems. Paris: OECD Publishing. Online verfügbar unter <https://www.iea.org/>

publications/freepublications/publication/The_power_of_Transformation.pdf, zuletzt geprüft am 02.05.2019.

International Organization for Standardization (Hg.) (2019): ISO 15118, Road vehicles - Vehicle to grid communication interface.

IÖW - Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (2011): Bost, M.; Hirschl, B.; Aretz, A. Effekte von Eigenverbrauch und Netzparität bei der Photovoltaik - Langfassung. Institut für ökologische Wirtschaftsforschung. Hamburg, 2011.

ISEA RWTH Aachen (2018): ISEA RWTH Aachen. Wissenschaftliches Mess- und Evaluierungsprogramm Solarstromspeicher 2.0, Jahresbericht 2018. ISEA RWTH Aachen. Aachen, 2018.

IZES - Institut für ZukunftsEnergieSysteme (Hg.) (2017). Leitfaden für die Konzeption von regionalen Energiewaben, 2017.

JRC - Joint Research Centre (2020): Antonopoulos, G.; Vitiello, S.; Fulli, G.; Masera, M. Nodal Pricing in the European Internal Energy Market. Joint Research Centre. Ispra, 2020.

KIT - Karlsruher Institut für Technologie (2015): McKenna, R.; Herbes, K.; Fichtner, W. Energieautarkie: Definitionen, Für- bzw. Gegenargumente, und entstehende Forschungsbedarfe. Karlsruher Institut für Technologie. Karlsruhe, 2015.

KIT (2020): Braeuer, F. Load profile data of 50 industrial plants in Germany for one year, Datensatz auf der zenodo Plattform. KIT, 17.06.2020. Online verfügbar unter <https://zenodo.org/record/3899018>.

Klausmann, F.; Zhu, L. (2018): Technologiestudie Microgrid - Markt- und Technologieübersicht für Komponenten eines Microgrids.

Klebsch, W.; Becks, T. (2017): VDE-Positionspapier Smart Living.

Liebe, A.; Wissner, M. (2015): Der flexible Verbraucher – Potenziale zur Lastverlagerung im Haushaltsbereich, S. 70.

Louisiana State University (2013): Dismukes, D.; Upton, G. Economies of Scale, Learning Effects and Offshore Wind Development Cost. Louisiana State University. Louisiana, 2013.

Maaß, C.; Sandrock, M.; Schaeffer, R. (2015): Fernwärme 3.0, Strategien für eine zukunftsorientierte Fernwärmepolitik. Studie im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90 / Die Grünen, 2015, zuletzt geprüft am 14.02.2018.

Marg, S.; Zilles, J.; Schwarz, J. (2017): "Das Maß ist voll!" Proteste gegen Windenergie. In: Hoeft, C.; Messinger-Zimmer, S. und Zilles, J. (Hg.): Bürgproteste in Zeiten der Energiewende. Lokale Konflikte um Windkraft, Stromtrassen und Fracking.

Matthes, F. C.; Flachsbarth, F.; Vogel, M.; Cook, V. (2018): Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze.

McKenna, R.; Jäger, T.; Fichtner, W. (2014): Energieautarkie - ausgewählte Ansätze und Praxiserfahrungen im deutschsprachigen Raum. In: *UmweltWirtschaftsForum*.

Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz (Hg.) (2020a). Klimaschutzkonzept des Landes Rheinland-Pfalz, Maßnahmenkatalog, 2020, zuletzt geprüft am 16.02.2021.

Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten des Landes Rheinland-Pfalz (Hg.) (2020b). Klimaschutzkonzept des Landes Rheinland-Pfalz, Strategie, 2020, zuletzt geprüft am 16.02.2021.

Ministerium für Umwelt, Energie, Ernährung und Forsten Rheinland-Pfalz (Hg.) (2017). Wärmekonzept für Rheinland-Pfalz, 2017.

- MVV (2017): Thomann, R. C/sells goes Franklin, Sektorkopplung am Beispiel einer modernen Quartiersentwicklung. MVV. Mannheim, 2017.
- MVV Consulting (2016): Thomann, R. Strombank - Innovatives Betreibermodell für Quartierspeicher. MVV Consulting. Mannheim, 2016.
- N-ERGIE Aktiengesellschaft (Hg.) (2016): Falkenberg, H.; Wunsch, M.; Ambrosius, M.; Rückel, B.; Sölch, C. Dezentralität und zellulare Optimierung, Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Nürnberg, 2016.
- Neuhoff, K.; Boyd, R. (2011): International Experiences of Nodal Pricing Implementation. In: *Climate Policy Initiative Frequently Asked Questions*.
- NEXT Kraftwerke (2020): Virtuelles Kraftwerk | Direktvermarkter | Stromhändler. Online verfügbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/>, zuletzt aktualisiert am 09.03.2020, zuletzt geprüft am 09.03.2020.
- Ohlhorst, D. (2017): Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende in Deutschland, Das EEG und seine Reform. In: Holstenkamp, L. und Radtke, J. (Hg.): Handbuch Energiewende und Partizipation. Wiesbaden: Springer, S. 101–124.
- Öko-Institut (2016): Koch, M.; Hermann, H.; Flachsbarth, F.; Tambke, J. Erstellung generischer EE-Strom-Einspeisezeitreihen mit unterschiedlichem Grad an fluktuierendem Stromangebot, Ergebnisse von Arbeitspaket 3 im Projekt „Einbindung des Wärme- und Kältesektors in das Strommarktmodell PowerFlex zur Analyse sektorübergreifender Effekte auf Klimaschutzziele und EE-Integration“. Öko-Institut. Freiburg, 2016, zuletzt geprüft am 14.11.2019.
- Öko-Institut (2018a). Das Handwerk als Umsetzer der Energiewende im Gebäudesektor, Policy Paper. Unter Mitarbeit von Kenkmann, T. und Braungardt, S. Öko-Institut. Freiburg, 2018.
- Öko-Institut (2018b): Matthes, F. C.; Flachsbarth, F.; Vogel, M.; Cook, V. Dezentralität, Regionalisierung und Stromnetze, Meta-Studie über Annahmen, Erkenntnisse und Narrative. Öko-Institut. Renewables Grid Initiative (Hg.). Berlin, 11.03.2018. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Meta-Studie-Dezentralitaet-Regionalisierung-und-Stromnetze.pdf>, zuletzt geprüft am 10.12.2020.
- Öko-Institut (2019a): Buchert, M.; Degreif, S.; Bulach, W.; Schüler, D.; Prakash, S.; Möller, M.; Köhler, A.; Behrendt, S.; Nolte, R.; Röben, A. Substitution als Strategie zur Minderung der Kritikalität von Rohstoffen für Umwelttechnologien – Potentialermittlung für Second-Best-Lösungen. Öko-Institut. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau, 2019.
- Öko-Institut (2019b): Heinemann, C.; Kasten, P.; Bauknecht, D.; Timpe, C.; Bracker, J.; Seebach, D.; Emele, L.; Hesse, T.; Kühnel, S. Die Bedeutung strombasierter Stoffe für den Klimaschutz in Deutschland, Zusammenfassung und Einordnung des Wissenstands zur Herstellung und Nutzung strombasierter Energieträger und Grundstoffe. Öko-Institut. Freiburg, 07.11.2019. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PtX-Hintergrundpapier.pdf>, zuletzt geprüft am 01.08.2020.
- Öko-Institut (2020a): Matthes, F. C.; Heinemann, C.; Hesse, T.; Kasten, P.; Mendelevitch, R.; Seebach, D.; Timpe, C.; Cook, V. Wasserstoff sowie wasserstoffbasierte Energieträger und Rohstoffe., Eine Überblicksuntersuchung. Öko-Institut, 2020.
- Öko-Institut (Hg.) (2020b): Koch, M.; Ritter, D.; Heinemann, C. Kommentierung des ersten Entwurfs der Übertragungsnetzbetreiber zum Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021. Freiburg i. Br., 14.02.2020, zuletzt geprüft am 21.12.2020.
- Öko-Institut (Hg.) (2020c): Koch, M.; Timpe, C.; Palacios, S. Betrachtungen zum Klimaschutz und zur Versorgungssicherheit der Bayerischen Stromversorgung im Jahr 2035, Gutachten im

Auftrag der Fraktion Bündnis 90/Die Grünen im bayerischen Landtag. Freiburg, 30.11.2020, zuletzt geprüft am 26.01.2021.

- Öko-Institut; Büro Ö-quadrat (2018): Graulich, K.; Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Hilbert, I.; Vogel, M.; Seifried, D.; Albert-Seifried, S. Einsatz und Wirtschaftlichkeit von Photovoltaik-Batteriespeichern in Kombination mit Stromsparen, Ergebnisse aus dem BMBF-geförderten Verbundprojekt BuergEn „Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen“. Teilprojekt 1, Modul 4.1. Öko-Institut; Büro Ö-quadrat. Freiburg, 2018. Online verfügbar unter <https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/PV-Batteriespeicher-Endbericht.pdf>, zuletzt geprüft am 21.03.2018.
- Öko-Institut; Dr. Langniß Energie&Analyse (2017): Bauknecht, D.; Bürger, V.; Ritter, D.; Vogel, M.; Langniß, O.; Brenner, T.; Chvanova, E.; Geier, L. Bestandsaufnahme und orientierende Bewertung dezentraler Energiemanagementsysteme (UBA Climate Change, 16/2017). Öko-Institut; Dr. Langniß Energie&Analyse. Umweltbundesamt (Hg.). Dessau-Roßlau, Mai 2017. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2017-05-30_climate-change_16-2017_dezentrale-ems.pdf, zuletzt geprüft am 05.03.2018.
- Öko-Institut; energynautics (2016): Bauknecht, D.; Heinemann, C.; Koch, M.; Ritter, D.; Harthan, R.; Sachs, A.; Vogel, M.; Tröster, E.; Langanke, S. Systematischer Vergleich von Flexibilitäts- und Speicheroptionen im deutschen Stromsystem zur Integration von erneuerbaren Energien und Analyse entsprechender Rahmenbedingungen. Öko-Institut; energynautics. Öko-Institut (Hg.). Freiburg, Darmstadt, 2016. Online verfügbar unter https://www.oeko.de/fileadmin/oekodoc/Systematischer_Vergleich_Flexibilitaetsoptionen.pdf, zuletzt geprüft am 19.01.2017.
- Öko-Institut; Europa Universität Flensburg; ZNES; IZT; Kulturwissenschaftliches Institut Essen; Fraunhofer ISE - Fraunhofer-Institut für solare Energiesysteme (Hg.) (2018): Koch, M.; Flachsbarth, F.; Winger, C.; Timpe, C.; Christ, M.; Soethe, M.; Wingenbach, C.; Hilpert, S.; Degel, M.; Schweiger, S.; Brummer, V.; Becker, A. C.; Götz, S. Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen, Modul 3: Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren bei der Entwicklung der Stromnetze. Gefördert im BMBF Förderprogramm »Umwelt- und gesellschaftsverträgliche Transformation des Energiesystems« (Förderkennzeichen: 01UN1701A). Freiburg, 2018.
- Öko-Institut; ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (2015). Ableitung von Recycling- und Umweltaanforderungen und Strategien zur Vermeidung von Versorgungsrisiken bei innovativen Energiespeichern. Unter Mitarbeit von Stahl, H.; Bauknecht, D.; Hermann, A.; Jenseits, W.; Köhler, A. R. et al. Öko-Institut; Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, 2015.
- Ortsgemeinde Harthausen (Hg.) (2018): Kuschnik, A.; Schmitt, F. Machbarkeitsstudie Smart City Harthausen. Harthausen, 2018.
- Poonpup, P. (2008): Analysis of the Cost per Kilowatt Hour to Store Electricity. In: *IEEE Transactions on Energy Conversion* 23 (2).
- PriceWaterhouseCoopers (2017). Die digitalisierte dezentrale Energieversorgung von morgen gestalten. PriceWaterhouseCoopers. Berlin, 2017.
- Prognos AG; Öko-Institut; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie (Hg.) (2020). Klimaneutrales Deutschland, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, Agora Verkehrswende und Stiftung Klimaneutralität, 11.11.2020, zuletzt geprüft am 18.11.2020.
- Prognos; FAU - Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg (2016). Dezentralität und zellulare Optimierung – Auswirkungen auf den Netzausbaubedarf. Im Auftrag der N-ERGIE AG. Prognos; Friedrich-Alexander Universität Erlangen-Nürnberg. Berlin, Nürnberg, 07.10.2016.

- Online verfügbar unter https://www.n-ergie.de/static-resources/content/vp_sales/resources/doc/N-ERGIE_Studie_Zellulare_Optimierung_final.pdf, zuletzt geprüft am 07.11.2016.
- Regulatory Assistance Project (2016): Jahn, A.; Graichen, P. Entwicklung der Strom-Netzentgelte 2017, Die regionalen Unterschiede nehmen zu. Regulatory Assistance Project. Agora Energiewende (Hg.), 2016.
- RLI - Reiner Lemoine Institut (2013): RLI - Reiner Lemoine Institut. Vergleich und Optimierung von zentral und dezentral orientierten Ausbaupfaden zu einer Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien in Deutschland. Studie im Auftrag von Haleakala-Stiftung, 100 Prozent erneuerbar stiftung, Bundesverband mittelständische Wirtschaft (BVMW). Reiner Lemoine Institut. Berlin, 21.10.2013. Online verfügbar unter http://reiner-lemoine-institut.de/wp-content/publications/0_Vergleich_und_Optimierung_zentral_und_dezentral_071_100EE/Breyer2013.pdf, zuletzt geprüft am 10.12.2020.
- RLS - Reiner Lemoine Stiftung (Hg.) (2020): Franz, S.; Holstein, E.; Zuber, F. New Deal für das Erneuerbare Energiesystem., Wie die Energiewirtschaft entfesselt werden kann und so 100 % Erneuerbare Energien möglich werden. Berlin, 2020.
- Schenuit, C.; Heuke, R.; Paschke, J.; DENA (2016): Potenzialatlas Power to Gas. Klimaschutz umsetzen, erneuerbare Energien integrieren, regionale Wertschöpfung ermöglichen (01.07.2016), S. 111. DOI: 10.1097/AAP.0b013e3181ae7323.
- Schuster, H.; Dorendorf, S.; Wirtz, F.; Dau, M.; Köhler, M.; Schwarz, J. (2020): FlexPlan: Methodischer Ansatz zur Netzplanung mit Flexibilität. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 70 (1/2), S. 50–53.
- Sioshansi, F. (Hg.) (2019): Bauknecht, D.; Bracker, J.; Flachsbarth, F.; Heinemann, C.; Seebach, D.; Vogel, M. Customer stratification and different concepts of decentralization, Buchbeitrag in Consumers, Prosumers, Prosumagers: How Customer Stratification will Disrupt the Utility Business Model. Unter Mitarbeit von Dierk Bauknecht, Joß Bracker, Franziska Flachsbarth, Christoph Heinemann, Dominik Seebach, Moritz Vogel, 2019. Online verfügbar unter <https://www.elsevier.com/books/consumer-prosumer-prosumager/sioshansi/978-0-12-816835-6>.
- Smart Grids-Plattform Baden-Württemberg (Hg.) (2019). C/sells-Community - das Magazin, 1,5°C/selsius - Lösungsbeiträge der C/sells Community. Stuttgart, 2019, zuletzt geprüft am 06.03.2020.
- Spiliotis, K.; Ramos Gutierrez, A. I.; Belmans, R. (2016): Demand flexibility versus physical network expansions in distribution grids. In: *Applied Energy* 182, S. 613–624. DOI: 10.1016/j.apenergy.2016.08.145.
- Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz (Hg.) (2018): Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz. Gasabsatz und Erlöse 2017, Ergebnisse der Jahrerhebung bei Gasversorgungsunternehmen. Korrigierte Fassung vom 04.12.2018 (Statistische Berichte), 2018, zuletzt geprüft am 09.12.2020.
- Statistisches Landesamt Rheinland-Pfalz (Hg.) (2020): Lehnert, N. M.; Herzig, M. Strommix und Energieverbrauch in Rheinland-Pfalz, Deckung des Verbrauchs erfolgt hauptsächlich mit fossilen Energien (Statistische Monatshefte Rheinland-Pfalz, 04/2020), 2020.
- Stiftung Umweltenergierecht (Hg.) (2018a): Hoffmann, I.; Wegner, N. Mechanismen finanzieller Teilhabe am Ausbau der Windenergie (Würzburger Studien zum Umweltenergierecht, 7), 2018. Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2018/03/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_07_Mechanismen_finanzieller_Teilhabe.pdf, zuletzt geprüft am 24.05.2019.

- Stiftung Umweltenergierecht (Hg.) (2018b): Kahl, H.; Wegner, N. Kommunale Teilhabe an der lokalen Wertschöpfung der Windenergie: Das Instrument einer Außenbereichs- abgabe, 2018. Online verfügbar unter https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2018/06/Stiftung_Umweltenergierecht_WueStudien_09_Au%C3%9Fenbereichsabgabe.pdf.
- Stiftung Umweltenergierecht (Hg.) (2019): Kahles, M. Überprüfung der einheitlichen deutschen Stromgebotszone nach der Elektrizitätsbinnenmarkt-Verordnung, Hintergrundpapier. Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht, 17.07.2019.
- Swedish Energy Markets Inspectorate (Hg.) (2019): Energimarknadsinspektionen - Swedish Energy Markets Inspectorate. The Swedish electricity and natural gas market 2018, 29.05.2019.
- Taubitz, A.; Hildebrand, J. (2019): Akzeptanz neuer Energiewende-Technologien - Beispiel Power-to-X. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 69 (11), S. 39–42.
- Timpe, C.; Bauknecht, D.; Flachsbarth, F.; Koch, M. (2018): Transparenz Stromnetze - Stakeholder-Diskurs und Modellierung zum Netzausbau und Alternativen, 2018.
- TN Advanced Energy Concepts (2018): TN Advanced Energy Concepts. Eigenverbrauch von PV-Strom, Barrieren und Lösungen. TN Advanced Energy Concepts. Feldmeilen, 2018.
- TransnetBW (Hg.) (2020): Lotze, J.; Salzinger, M.; Gaillardon, B.; Mogel, M.; Troitskyi, K. Stromnetz 2050. Stuttgart, 2020.
- Trend:research (2020): Trend:research. Eigentümerstruktur: Erneuerbare Energien (4. Auflage), Entwicklung der Akteursvielfalt, Rolle der Energieversorger, Ausblick bis 2025. Trend:research. Berlin, 2020. Online verfügbar unter <https://www.unendlich-viel-energie.de/studie-buergerenergie-bleibt-zentrale-saeule-der-energiewende>, zuletzt geprüft am 17.02.2021.
- Trend:research; Leuphana Universität Lüneburg (2013): Trend:research; Leuphana Universität Lüneburg. Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland. Trend:research; Leuphana Universität Lüneburg. Initiative "Die Wende - Energie in Bürgerhand" und Agentur für Erneuerbare Energien (Hg.). Bremen, Lüneburg, 2013. Online verfügbar unter http://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/198.trendresearch_Definition_und_Marktanalyse_von_Buergerenergie_in_Deutschland_okt13.pdf, zuletzt geprüft am 31.10.2014.
- Tröndle, T. (2019): Home-made or imported_ On the possibility for renewable electricity autarky on all scales in Europe. In: *Energy Strategy Reviews* 26.
- TSB - Transferstelle Bingen (2020): Rauth, N. Potenzial und Grundlagen Potenzial und Grundlagen für eine grüne Wasserstoff-Strategie für Rheinland-Pfalz. Transferstelle Bingen. Bingen, 2020.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2013): Peter, S. Modellierung einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromerzeugung im Jahr 2050 in autarken, dezentralen Strukturen. Dessau-Roßlau, 2013.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2020a). Erneuerbare Energien in Deutschland, Daten zur Entwicklung im Jahr 2019, 2020, zuletzt geprüft am 30.03.2020.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (2020b): Sebastian Palacios, Dierk Bauknecht, David Ritter, Markus Kahles, Nils Wegner, Carsten von Gneisenau. Photovoltaik-Pflicht mit Verpachtungskataster: Optionen zur Gestaltung einer bundesweiten Pflicht zur Installation und zum Betrieb neuer Photovoltaikanlagen, CLIMATE CHANGE 34/2020. Dessau, Oktober 2020, zuletzt geprüft am 21.12.2020.
- UBA - Umweltbundesamt (Hg.) (Veröffentlichung voraussichtlich 2021): Engelmann, P.; Köhler, B.; Meyer, R.; Dengler, J.; Herkel, S.; Kießling, L.; Quast, A.; Berneiser, J.; Bär, C.; Sterchele, P.; Heilig, J.; Bürger, V.; Braungardt, S. et al. Systemische Herausforderung der Wärmewende (Climate Change, XX/2021), Veröffentlichung voraussichtlich 2021.

- Umweltbundesamt (2020): Regionalnachweisregister (RNR), Umweltbundesamt. Online verfügbar unter <https://www.umweltbundesamt.de/themen/klima-energie/erneuerbare-energien/regional-nachweisregister-rnr>, zuletzt geprüft am 04.03.2020.
- Umweltbundesamt (Hg.) (2010): Klaus, T.; Vollmer, C.; Werner, K.; Lehmann, H.; Müschen, K. Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Dessau, 2010.
- Umweltbundesamt (Hg.) (2016): Stahl, H.; Bauknecht, D.; Hermann, A.; Jenseits, W.; Köhler, A.; Merz, C.; Möller, M.; Schüler, D.; Vogel, M.; Jörissen, L.; Storr, U. Ableitung von Recycling- und Umweltaforderungen und Strategien zur Vermeidung von Versorgungsrisiken bei innovativen Energiespeichern. Dessau-Roßlau, 2016. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/texte_07_2016_ableitung_von_recycling-und_umweltaforderungen.pdf, zuletzt geprüft am 07.07.2017.
- Umweltbundesamt (Hg.) (2018): Schudak, A.; Wallbott, T. Verbrauchersicht auf Ökostrom, Ergebnisse einer repräsentativen Verbraucherbefragung im Rahmen des Forschungsvorhabens „Marktanalyse Ökostrom und Herkunftsnachweise“ (Climate Change, 10/2018). Dessau-Roßlau, 2018. Online verfügbar unter https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/1410/publikationen/2018-09-10_climate-change_10-2018_kurzstudie-oekostrom.pdf, zuletzt geprüft am 02.05.2019.
- VDE - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik (Hg.) (2019). Zelluläres Energiesystem, Ein Beitrag zur Konkretisierung des zellulären Ansatzes mit Handlungsempfehlungen. Frankfurt am Main, 2019.
- VDE/ETG - Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik/Energietechnische Gesellschaft (2015). Der zelluläre Ansatz, Grundlage einer erfolgreichen, regionenübergreifenden Energiewende. Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik/Energietechnische Gesellschaft. Frankfurt am Main, Juni 2015.
- Walk, H. (2014): Energiegenossenschaften, neue Akteure einer nachhaltigen und demokratischen Energiewende? In: Brunnengräber, A. und Di Nucci, M. R. (Hg.): Im Hürdenlauf zur Energiewende. Von Transformationen, Reformen und Innovationen. Wiesbaden: Springer, S. 451–464.
- Wang, J.; You, S.; Zong, Y.; Træholt, C.; Dong, Z. Y.; Zhou, Y. (2019): Flexibility of combined heat and power plants, A review of technologies and operation strategies. In: *Applied Energy* 252 (May), S. 113445. DOI: 10.1016/j.apenergy.2019.113445.
- Weniger, J.; Bergner, J.; Tjaden, T.; Quaschnig, V. (2015): Dezentrale Solarstromspeicher für die Energiewende.
- Wimmer, D. O.; Heinemann, C.; Bauknecht, D. (2014): Die Auswirkung räumlich verteilter Windstromproduktion auf den Flexibilitätsbedarf im deutschen Stromsystem. In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64 (12), S. 32–35. Online verfügbar unter http://www.et-energie-online.de/Portals/0/PDF/zukunftsfragen_2014_12_wimmer.pdf, zuletzt geprüft am 09.06.2015.
- Wolter Hoppenberg; bdew; Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e.V. (2015): Lenk, T.; Rottmann, O.; Grüttner, A.; Starke, T. Finanzielle Bürgerbeteiligung im Rahmen der Energiewende, Optionen zur Finanzierung von Netzausbau und Erzeugung. Wolter Hoppenberg; bdew; Kompetenzzentrum Öffentliche Wirtschaft, Infrastruktur und Daseinsvorsorge e.V. Bertelsmann Stiftung (Hg.). Gütersloh, 2015, zuletzt geprüft am 14.09.2020.
- Würzburger Berichte zum Umweltenergierecht (Hg.) (2018): Stiftung Umweltenergierecht. Neue EU-Regelungen zur Eigenversorgung, Auswirkungen des Art. 21 der neuen Erneuerbare-Energien-Richtlinie auf das deutsche Recht. Unter Mitarbeit von Papke, A. und Kahles, M., 2018.

- WWF (Hg.) (2018): Öko-Institut; Prognos. Zukunft Stromsystem II, Regionalisierung der erneuerbaren Stromversorgung. Vom Ziel her denken. Berlin, 2018.
- ZNES - Europa-Universität Flensburg, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (2017): Christ, M.; Soethe, M.; Wingenbach, C.; Hilpert, S. BuergEN - Perspektiven der Bürgerbeteiligung an der Energiewende unter Berücksichtigung von Verteilungsfragen, Modul 3: Berücksichtigung gesellschaftlicher Faktoren bei der Entwicklung der Stromnetze. Projektabschlussbericht. Europa-Universität Flensburg, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme. Flensburg, Dezember 2017.
- ZNES - Europa-Universität Flensburg, Zentrum für nachhaltige Energiesysteme (Hg.) (2016): Degel, M.; Christ, M.; Becker, L.; Grünert, J.; Wingenbach, C. VerNetzen, Sozial-ökologische und technisch-ökonomische Modellierung von Entwicklungspfaden der Energiewende. Projektabschlussbericht (ISSN: 2196-7164), Oktober 2016.
- Zoellner, J.; Rau, I.; Schweizer-Ries, P. (2011): Beteiligungsprozesse und Entwicklungschancen für Kommunen und Regionen. In: *Ökologisches Wirtschaften* (3), S. 25–27.
- ZSW - Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg (2019): Kelm, T.; Metzger, J.; Jachmann, H. Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz, Teilvorhaben II c: Solare Strahlungsenergie. Teilbericht Mieterstrom. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg, 2019. Online verfügbar unter https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/vorbereitung-begleitung-erfahrungsbericht-gemaess-paragraph-97-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=4, zuletzt geprüft am 09.01.2020.