

# Übersichtsstudie zur EnergieSystemWende



**Systemische Hemmnisse der Energiewende  
und Lösungsansätze**

## Impressum

### Im Auftrag der

Reiner Lemoine Stiftung  
www.reiner-lemoine-stiftung.de  
info@reiner-lemoine-stiftung.de  
Tel.: +49 30 236 178 90

Kontakt:  
Fabian Zuber  
fabian.zuber@rl-stiftung.de

### Erstellt von

Reiner Lemoine Institut  
www.reiner-lemoine-institut.de  
info@rl-institut.de  
Tel.: +49 30 1208 434 0

Rudower Chaussee 12  
12489 Berlin

Wissenschaftliche Arbeit:  
Mascha Richter  
Anya Heider  
Alexandra Krumm  
Felix Janiak

Lektorat:  
Matthias Laugwitz

Grafiken:  
Bryan Lancien

Veröffentlicht  
September 2019

### Bitte zitieren als

„Reiner Lemoine Stiftung (2019): Übersichtsstudie zur EnergieSystemWende – Systemische Hemmnisse der Energiewende und Lösungsansätze“

Kurzzitierweise  
„RLS-Übersichtsstudie zur EnergieSystemWende“

## Vorwort

Schmelzende Polkappen, steigende Meeresspiegel mit unbewohnbaren Regionen an Küsten in Süd- und Südostasien, weltweites Auftauen der Permafrostböden mit verheerenden Auswirkungen auf die Infrastruktur in den betroffenen Regionen und auf die Treibhausgase – jeden Tag sehen wir erschreckende Bilder der Folgen der globalen Erderwärmung. Die Hitzesommer 2018 und 2019 mit ausgedehnten Waldbränden in Brandenburg und dramatisch sinkenden Grundwasserspiegeln in Mecklenburg-Vorpommern zeigen, dass jetzt auch unsere gemäßigte Zone unter den Auswirkungen des Klimawandels leidet.

Die Wissenschaft ist sich einig, dass die heutige Klimakrise menschengemacht ist und dass es bisher vor allem die hohe Konzentration an CO<sub>2</sub> in der Atmosphäre ist, die über den Treibhauseffekt die steigenden Temperaturen auf unserem Planeten verursacht. CO<sub>2</sub> entsteht bei jedem Verbrennungsprozess – also immer, wenn wir fossile Energie verfeuern, sei es in einem Verbrennungsmotor, in unserer Gas-/Öl-/Kohleheizung oder im großen Stil zur Stromerzeugung in einem konventionellen Kraftwerk. Um CO<sub>2</sub>-Emissionen zu vermeiden, muss also auf andere Energiequellen zurückgegriffen werden, am besten auf „erneuerbare“ (oder, wie man in Dänemark sagt, auf „bleibende“) wie Sonne, Wind und Wasser, sowie in gewissem Maße auf Biomasse.

Schon ab Mitte der 1970er Jahre wurde in (West-)Deutschland im Rahmen der „Alternativbewegung“ an der Forschung und Entwicklung der Nutzung Erneuerbarer Energien gearbeitet, damals vor allem, um der Kernenergie Alternativen entgegenzustellen. Reiner Lemoine war einer jener Visionäre, die an diese Möglichkeit geglaubt und unbeirrbar an den Lösungen getüftelt haben. In den rund 45 Jahren seither sind die Techniken der PV-, Windkraft- und Biomasse-/Biogasanlagen ausgereift und die Preise sind drastisch gesunken. Damit sind die materiellen Bedingungen für die Energiewende gegeben.

Aber die Energiewende stockt, obwohl sie noch nicht mal richtig begonnen hat. Warum betrug der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttostromverbrauch in Deutschland im Jahr 2018 erst 37,8 Prozent? Und wie erreichen wir das von der Regierung gesetzte Ziel von 65 Prozent bis 2030? Warum beruhen noch immer 86 Prozent der Wärmeerzeugung und 94 Prozent der Mobilität auf fossilen, klimaschädlichen Ressourcen? Und was muss getan werden, um das ökologisch nötige Ziel von sektorübergreifend 100 Prozent Erneuerbare so schnell wie möglich zu erreichen?

Der Schlüssel dazu liegt in der konsequenten Weiterentwicklung beziehungsweise Veränderung des Energiesystems, wie die vorliegende Studie zeigt. Sie untersucht die Bedingungen für die Implementierung volatiler, dezentral erzeugter Erneuerbarer Energien in das bestehende Energiesystem und deckt die Hemmnisse auf diesem Weg auf. Die Autorinnen und Autoren kommen zu dem Schluss, dass die Energiewende ohne eine Systemwende nicht gelingen kann und beschreiben die Anforderungen an das neue System. Dabei analysieren sie zum einen die neuen Beziehungen der Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität untereinander. Zum anderen werden die insgesamt wachsenden und veränderten Einflüsse der Gesellschaft, Wirtschaft, Technik und von Umweltaspekten auf das „Erneuerbare“ Energiesystem gegenüber dem konventionellen beleuchtet.

Die Anstrengungen, die weltweit vor allem von den Industrienationen unternommen werden müssen, um die Erderwärmung auf höchstens 1,5 Grad im Vergleich zur vorindustriellen Zeit zu begrenzen, sind immens. Und die Uhr tickt. Jeder Tag, an dem wir so weitermachen wie bisher, vergrößert und verteuert die zu lösenden Probleme.

Die EnergieSystemWende ist ein wesentlicher Meilenstein auf dem Weg in die Dekarbonisierung Deutschlands. Es bleibt zu hoffen, dass die energiepolitischen Gestalter und Entscheider, an die sich diese Studie richtet, daher dazu bereit sind, überkommene Denkweisen offenzulegen und strukturelle Sackgassen zu überwinden. Denn die fundamentale Transformation hin zu einem Erneuerbaren Energiesystem muss als Chance begriffen – und umgehend angegangen werden.

**Dr. Annegret Jatzkewitz**

Vorstandsvorsitzende der Reiner Lemoine Stiftung

## Zusammenfassung

In dieser Studie werden Hemmnisse der Energiewende im deutschen Energiesystem und dazu passende Lösungsansätze aufgezeigt. Ziel der Studie ist es, politischen Entscheidungsträgerinnen und -trägern einen Überblick über die Möglichkeiten auf dem Weg zu einem Erneuerbaren Energiesystem zu geben. Ausgangspunkt hierfür ist die Erkenntnis, dass die Energiewende ins Stocken geraten ist und tiefgreifende Veränderungen im Energiesystem unumgänglich sind – der nötige Wandel stößt auf Hemmnisse, bietet zugleich aber auch Chancen. Die Grundlage der Studie bildet eine Literaturrecherche und die Auswertung bisheriger Untersuchungen zur Transformation des deutschen Energiesystems. Dabei werden vier Dimensionen – Umwelt, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft – betrachtet.

Die Ergebnisse machen deutlich, dass ein neuer Ansatz zur Gestaltung der Energiewende nötig ist, um die Klimaziele der deutschen Bundesregierung zu erreichen. Das bisherige Vorgehen bei der Energiewende basiert zu großen Teilen auf der Integration von Erneuerbaren Energien in das bestehende, Konventionelle System. Bei der Gegenüberstellung des Energiesystems im 20. und im 21. Jahrhundert zeigen sich jedoch grundlegende Veränderungen in der Akteurslandschaft, den Erzeugungs-, Verbrauchs- und Netzstrukturen sowie ein Anstieg der Komplexität des Energiesystems. Diese Unterschiede zu betrachten kann helfen, heute geltende Regularien und Strukturen sowie deren Zustandekommen zu verstehen und auf ihre Sinnhaftigkeit für zukünftige Entwicklungen hinterfragen zu können.

### **-> Kapitel 1 „Das Energiesystem im Wandel“**

Die Ansätze des Konventionellen Energiesystems zur Integration Erneuerbarer Energien reichen nicht mehr aus, daher besteht die Notwendigkeit umzudenken. Um die EnergieSystemWende zu gestalten bedarf es grundlegender regulatorischer und struktureller Änderungen. Zum einen müssen die Subventionen für das Konventionelle System abgebaut werden und für einen fairen Wettbewerb der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien bedarf es einer ganzheitlichen Kostenbetrachtung. Dazu gehört eine wirksame Bepreisung externer Effekte in allen Sektoren sowie die Einhaltung der Verursacher- und Verteilungsgerechtigkeit.

Zum anderen muss der netzdienliche Einsatz neuer Technologien wie Speicher, virtueller Kraftwerke und Smart Grids durch Anpassungen der regulatorischen Rahmenbedingungen ermöglicht und gefördert werden. Ebenfalls müssen Ansätze für neue Marktstrukturen zur Nutzung der zunehmend dezentralen und volatilen Erzeugung konsequent umgesetzt werden, welche die alten zentralen Marktstrukturen ablösen.

Darüber hinaus spielen die Akzeptanz und Teilhabe der Gesellschaft und eine sozial gerechte Ausgestaltung des Energiesystems eine entscheidende Rolle, sodass die Gesellschaft nicht nur als reines Finanzierungsinstrument an der Energiewende beteiligt ist.

### **-> Kapitel 2 „Die Wende im Energiesystem: Hemmnisse und Lösungsansätze“**

Die Weichen hierfür können von den politischen Entscheidungsträgerinnen und Entscheidungsträgern gestellt werden. Denkmuster sollten dabei von den Anforderungen des neuen Energiesystems geprägt sein, nicht von dem bestehenden System, das es zu verlassen gilt. Anstelle der kleinteiligen Korrekturen und Integrationsbemühungen innerhalb der Grenzen des alten Energiesystems, die die aktuelle Politik prägen, bedarf es vielmehr eines mutigen Rucks, der einen neuen Rahmen für den Energiemarkt setzt. Damit die Klimaziele erreicht werden können, muss eine Energiesystemwende stattfinden.

### **-> Kapitel 3 „Rahmenbedingungen für die Zukunft“**

## Summary

In this study, obstacles to the energy transition in the German energy system and suitable solutions are identified. The aim of the study is to provide policy makers an overview of the possible pathways towards a renewable energy system. It must be accepted that we are facing a stalling energy revolution and that profound changes in the energy system are unavoidable - and a window of opportunity. The study is based on a literature review and the evaluation of previous studies on the transformation of the German energy system. Four dimensions surrounding the energy system - environment, technology, economy, and society - are considered.

The results stress that a new approach to shaping the energy system transformation is necessary in order to achieve the climate goals of the German Federal Government. The current approach to the energy system transformation is largely based on the integration of renewable energies into the existing conventional system. However, a comparison of the energy system in the 20<sup>th</sup> and the 21<sup>st</sup> century reveals fundamental shifts in the stakeholder landscape, generation, consumption and grid structures, as well as an increase in the complexity of the energy system. Highlighting these differences may help to understand current regulations and structures as well as how they came into being and question their meaningfulness for future developments.

### **-> Chapter 1 „Das Energiesystem im Wandel“**

The current approaches to the integration of renewable energy in the conventional energy system are no longer sufficient, leading to a need for a paradigm shift. Fundamental regulatory and structural changes are required to shape the change in the energy system. On the one hand, subsidies for the conventional system must be reduced and a holistic view of costs is essential to ensure fair competition between the various generation technologies. This includes the introduction of effective pricing of externalities in all sectors as well as compliance with the polluter pays principle and distributive justice.

On the other hand, a grid-compatible usage of new technologies such as storage, virtual power plants, and smart grids must be made possible by a new regulatory framework. In addition, approaches for new market structures for the use of increasingly decentralized and volatile generation must be implemented consistently, replacing the old central market structures.

In addition, user acceptance and participation of society and a social design of the energy system play a decisive role, so that society can be included in the energy system transition as more than a mere financial tool.

**-> Chapter 2 „Die Wende im Energiesystem: Hemmnisse und Lösungsansätze“**

The course towards this path can be set by policy-makers. Thinking patterns should be shaped by the requirements of the new energy system, not by the existing system which must be overcome. Instead of small-scale corrections and integration efforts within the structure and resulting limits of the old energy system, a courageous jolt is needed that sets up a new framework for the energy market in which the renewable energy world can develop. In order to achieve the climate targets, the whole energy system must be part of the transition.

**-> Chapter 3 „Rahmenbedingungen für die Zukunft“**

## Inhaltsverzeichnis

Einleitung.....	9
1. Das Energiesystem im Wandel .....	10
1.1 Was ist ein „Energiesystem“? .....	10
1.2 Wie entwickelte sich das heutige Energiesystem?.....	12
1.3 Gegenüberstellung Konventionelles und Erneuerbares Energiesystem .....	24
2. Die Wende im Energiesystem: Hemmnisse und Lösungsansätze .....	27
2.1 Umwelt.....	27
2.2 Technik.....	34
2.3 Wirtschaft.....	42
2.4 Gesellschaft.....	50
3. Rahmenbedingungen für die Zukunft.....	59
3.1 Woran erkennbar ist, dass das Konventionelle Energiesystem in einer Sackgasse steckt.....	59
3.2 Was das Erneuerbare Energiesystem braucht.....	60
3.3 Wie die Systemwende gelingen kann .....	61
4. Quellen.....	63

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Schematische Darstellung des Energiesystems und seiner Einflussfaktoren.....	11
Abbildung 2: Topologie des Konventionellen Stromnetzsystems .....	13
Abbildung 3: Primärenergieverbrauch (PJ) in Deutschland (1950 - 1980).....	14
Abbildung 4: Installierte EE-Leistung (GW) zur Stromerzeugung in Deutschland.....	16
Abbildung 5: Entwicklung der Bruttostromerzeugung 1990-2018 in Deutschland nach Energieträgern .....	17
Abbildung 6: Topologie des „neuen“ Stromnetzsystems.....	18
Abbildung 7: Strompreisbestandteile für Haushaltskunden (2018) .....	20
Abbildung 8: Schematische Darstellung des Konventionellen (links) und des Erneuerbaren Energiesystems (rechts).....	25
Abbildung 9: Eigenschaften des Konventionellen und des Erneuerbaren Energiesystems.....	26
Abbildung 10: Jährliche Treibhausgas-Emissionen in Deutschland nach Sektoren .....	28
Abbildung 11: Gesamtgesellschaftliche Kosten der Stromerzeugung in Deutschland (2018) .....	30
Abbildung 12: Energiesystemwende im Bereich Umwelt.....	33
Abbildung 13: Entwicklung der Redispatch Maßnahmen im deutschen Übertragungsnetz .....	36
Abbildung 14: EnergieSystemWende im Bereich Technik.....	41
Abbildung 15: Regionale Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden (2014).....	44
Abbildung 16: Energiesystemwende im Bereich Wirtschaft .....	48
Abbildung 17: Anteil der EEG-Umlage am Einkommen nach Einkommensgruppen (Projektion: 2020).....	51
Abbildung 18: Gegenüberstellung Anteil am Stromverbrauch und an der EEG-Umlage (2015) .....	52
Abbildung 19: Anteil der Bürgerenergie in Deutschland (2012 und 2016); Installierte Leistung zur Erzeugung von erneuerbaren Strom nach Eigentümergruppen und Energiequellen (In Gigawatt und Prozent).....	53
Abbildung 20: Energiesystemwende im Bereich Gesellschaft .....	58

## Einleitung

Die deutsche Bundesregierung hat sich in internationalen Verträgen und in den Ausbauzielen im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ambitionierte Ziele für die Reduktion der Treibhausgase und den Ausbau von Erneuerbaren Energien (EE) gesetzt. Bis 2050 soll Deutschland „weitgehend treibhausgasneutral“ [1] werden. Dafür sollen Erneuerbare Energien mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs decken [2]. Im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD von 2018 wurde für 2030 das Ziel von 65 Prozent Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien gesteckt [3].

Im letzten Jahr lag die Einsparung der Emissionen in Deutschland bei 30,8 Prozent im Vergleich zum Jahr 1990 [4], der Anteil der EE-Erzeugung am Bruttostromverbrauch bei 37,8 Prozent [5]. Die Ausbauzahlen von Wind und Photovoltaik bleiben sowohl hinter den in Studien geforderten Werten [6], [7] als auch hinter den politischen Zielsetzungen zurück und gefährden den Erfolg der Energiewende [7]. Aktuelle Studien zeigen, dass die bisherige Senkung der CO<sub>2</sub>-äquivalenten Emissionen gegenüber 1990 und unter Berücksichtigung der Fortführung des bisherigen Trends nicht ausreicht, um das 2020-Ziel einer Minderung von 40 Prozent zu erreichen [6]. Zudem wird das Ziel der Bundesregierung eines Anteils von 65 Prozent Erneuerbare Energien an der Stromerzeugung 2030 verfehlt [6]. Untersuchungen zeigen, dass

der Zubau an Wind- und Solarenergie verdreifacht werden muss, um die 95-Prozent-Minderung der Treibhausgasemissionen bis 2050 zu erreichen [7]. Darüber hinaus gerät das auf die konventionelle Erzeugung von Energie ausgelegte Energiesystem durch die zunehmende Integration von EE-Anlagen an seine Grenzen.

**Der weitere Zubau der neuen Technologien in das alte System reicht daher nicht aus. Vielmehr ist eine Transformation nötig, bei der das Energiesystem an die neuen Technologien und Akteure angepasst wird. Dieser EnergieSystemWende stehen allerdings strukturelle Hemmnisse im Weg, die es zu identifizieren und beseitigen gilt.**

„Die rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen müssen einem sich im Wandel befindlichen Stromsystem gerecht werden und den Transformationsprozess intelligent steuern“, heißt es auf dem Informationsportal Erneuerbare Energien des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) [8]. Auch dort wird von einem „grundlegenden Umbau des Energieversorgungssystems“ gesprochen. Um diesen Umbau erfolgreich zu meistern, ist eine fundierte Kenntnis der Entwicklung des Energiesystems und dessen Einflussfaktoren nötig.

# 1. Das Energiesystem im Wandel

Das Energiesystem und seine Einflussfaktoren befinden sich in einer Transformation. Mit der großflächigen Einführung dezentraler, volatiler Erneuerbarer Energien wurde eine besonders weitreichende Veränderung des Systems angestoßen. Das bisher auf konventionelle Energieerzeugung ausgelegte System mit zentralen fossilen Großkraftwerken und darauf ausgelegter Netzinfrastruktur befindet sich im Wandel hin zu einem dezentralen Erneuerbaren Energiesystem, bei dem neue Akteure integriert und bisher unbekannte Herausforderungen bewältigt werden müssen.

Dieses Kapitel dient dazu, einen Überblick über die Entwicklung des Energiesystems zu erlangen, um anschließend darauf aufbauend zentrale Hemmnisse zu analysieren und Lösungen darzulegen.

**Kapitel 1.1** liefert die Definition des Energiesystems, wie es in dieser Studie betrachtet wird. In **Kapitel 1.2** wird ein zeitlicher Abriss über den Wandel des Energiesystems und seiner Einflussfaktoren gegeben. **Kapitel 1.3** stellt das Konventionelle dem Erneuerbaren Energiesystem gegenüber und fasst die zentralen Merkmale beider Systeme zusammen.

## 1.1 Was ist ein „Energiesystem“?

Der Begriff „Energiesystem“ wird auf unterschiedliche Weise genutzt. Auch Institutionen wie die Deutsche Energie-Agentur (dena) [9], das Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie [10] oder die Initiative Energiesysteme der Zukunft (ESYS) [11] definieren „Energiesystem“ mit jeweils unterschiedlichen Schwerpunkten. Um die Eindeutigkeit des Begriffs für diese Studie herzustellen, wird dessen Bedeutung – hier zunächst getrennt nach seinen Wortbestandteilen – grundlegend erörtert.

Das Wort **„Energie“** wird in den verschiedenen Zusammenhängen genutzt. In dieser Studie wird der Begriff nur

in Bezug auf technisch nutzbare Energieformen verwendet. Beispiele der unterschiedlichen Formen sind Wärme oder thermische Energie, elektrische sowie chemische Energie [12].

Der Begriff **„System“** bezeichnet einen Zusammenhang zwischen unterschiedlichen Teilen eines Ganzen. Diese Teile stehen in einer bestimmten Ordnung zueinander, welche als „Struktur“ bezeichnet werden kann. Zwischen einzelnen Teilen oder auch Teilsystemen bestehen „Beziehungen“. Zu diesen gehören die Funktionen und zielorientierten Leistungen, die ein Element oder Teilsystem zum Gesamtsystem beiträgt.

Systeme werden nach der Anzahl der Teile und Beziehungen, die sie enthalten, in einfache und komplexe Systeme unterschieden. Wichtig ist zudem die Definition einer Systemgrenze, welche ein System von seiner Umgebung trennt [10]. Grundsätzlich wird in Bezug auf Systemgrenzen zwischen offenen und geschlossenen Systemen unterschieden, abhängig davon, ob ein System Beziehungen zu seiner Umgebung unterhält und beispielsweise für diese eine bestimmte Funktion erfüllt.

Energiesysteme können sich in ihrer Größe stark unterscheiden. So kann sowohl ein kleines Inselsystem als auch das gesamte Stromversorgungssystem Europas betrachtet werden. Da sich Energiesysteme im stetigen Wandel befinden, spielt auch der Betrachtungszeitpunkt eine wichtige Rolle.

**„Energiesystem“ bezeichnet in dieser Studie ein komplexes offenes System, dessen Funktion die Umwandlung, Übertragung und Bereitstellung von Energie in technisch nutzbaren Formen ist.**

Faktoren außerhalb des Systems können Einfluss auf die Teile des Systems haben. In der vorliegenden Studie werden diese Faktoren in die Dimensionen Umwelt, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft eingeteilt. Zusätzlich wirkt die Politik durch Regularien auf das System und prägt die vier Dimensionen. Sowohl die Elemente im System als auch die Einflussnahme aus den Faktoren

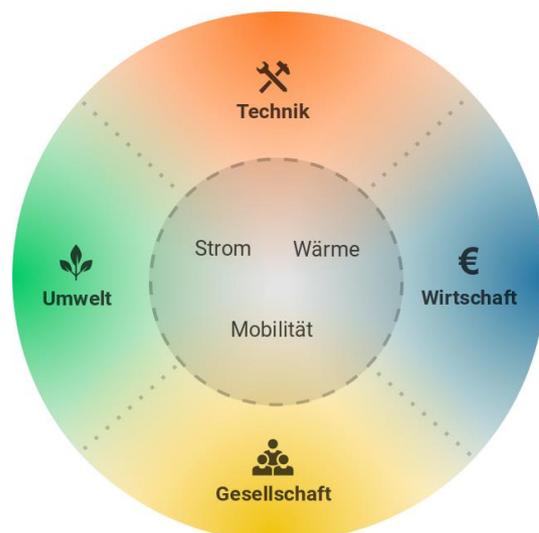
außerhalb des Systems sind komplex miteinander verknüpft [10].

Es existieren verschiedene Möglichkeiten zur Abgrenzung der Teilbereiche innerhalb des Energiesystems, beispielsweise nach unterschiedlicher Nutzung der Energie. In dieser Studie erfolgt die Abgrenzung der Teilbereiche nach den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität.

Abbildung 1 zeigt das so definierte Energiesystem. Der innere Kreis repräsentiert das Energiesystem an sich, mit den Sektoren Strom, Wärme und Mobilität. Der äußere Kreis stellt die Einflussnahme von außen durch die Dimensionen Technik, Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft dar.

**Abbildung 1: Schematische Darstellung des Energiesystems und seiner Einflussfaktoren**

Eigene Darstellung



## 1.2 Wie entwickelte sich das heutige Energiesystem?

Das Energiesystem befindet sich in einem ständigen Wandel, maßgeblich beeinflusst von Politik, Wirtschaft, Gesellschaft, Technologie und Umwelt. Um die Jahrtausendwende haben die Novellierungen des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG), Einführung des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG) und weitere Entwicklungen den Startschuss gegeben für eine grundlegende Veränderung des Energiesystems. Die Entwicklung des Energiesystems kann somit in zwei Phasen unterteilt werden, das 20. Jahrhundert mit dem Konventionellen Energiesystem und das 21. Jahrhundert mit dem Wandel hin zu einem neuen, Erneuerbaren System.

### Das Konventionelle System im 20. Jahrhundert

Die deutsche Energiemarktstruktur basierte grundlegend auf dem Gesetz zur Förderung der Energiewirtschaft – **Energiewirtschaftsgesetz** (EnWG) aus dem Jahre 1935 bis zur Fassung vom Jahr 1998 [13]. Das Ziel des EnWGs war die Sicherstellung einer zuverlässigen und günstigen Energieversorgung.

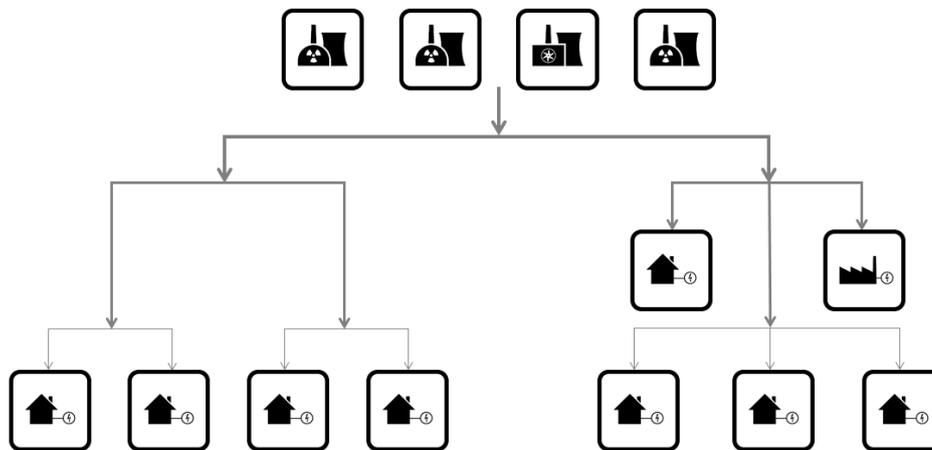
Das Gesetz beeinflusste die wirtschaftliche Struktur des Energiesystems und bildete die Basis für die Entstehung von Versorgungsmonopolen, welche durch Demarkationsverträge umgesetzt wurden [14]. Bis 1990 sind acht vertikal integrierte Verbundunternehmen in der Bundesre-

publik Deutschland (BRD), sowie 15 Energiekombinate für die Stromversorgung in der Deutschen Demokratischen Republik (DDR) entstanden [15]. Letztere wurden nach der Wiedervereinigung nach dem Vorbild der BRD privatisiert und durch das Energieversorgungsverbundunternehmen Vereinigte Energiewerke AG (VEAG) verwaltet, das anteilig an die acht westdeutschen Unternehmen verkauft wurde [16]. Nach der Liberalisierung der Energiemärkte in der Europäischen Union (EU) entstanden daraus bis zum Jahr 2002 die „großen Vier“ **Elektrizitätsversorgungsunternehmen** (EVU), die indirekt etwa 80 Prozent des deutschen Strommarktes beherrschten. Das im Jahr 1958 verabschiedete „Gesetz gegen Wettbewerbsbeschränkungen (GWB)“ fand im elektrischen Energiesystem kaum Anwendung aufgrund großer Gegenwehr aus der Branche und Sonderregelungen wie den Demarkationsverträgen [15].

Die Gesetzeslage und die Monopolstellung prägten auch die technische Struktur des Energiesystems, indem eine **zentrale fossile Energieversorgung** etabliert wurde [13]. Kohle, Erdöl, Erdgas und Kernkraft waren die primären Energieträger des deutschen Energiesystems im 20. Jahrhundert. Mitte des Jahrhunderts bestand das System hauptsächlich aus zentralen Braun- und Steinkohlekraftwerken im Besitz der großen Energieversorgungsunternehmen [17].

## Abbildung 2: Topologie des Konventionellen Stromnetzsystems

Eigene Darstellung nach ABB [19]



In der Theorie sollte ein Szenario geschaffen werden, in welchem Strom überall denselben Preis hat und keine Transportengpässe auftreten. Verbraucher und Erzeuger sollten optimal vernetzt sein, sodass der Standort eines Einzelnen keine wesentliche Bedeutung auf die Preisgestaltung hat. Dazu wäre ein verlustfreier und uneingeschränkter Stromtransport von A nach B nötig. Als Idealbild für das Stromnetz stand eine riesige Kupferplatte, weshalb dieses Szenario auch als **„Kupferplatte“** bezeichnet wird [18].

Die Einspeisung des erzeugten Stroms fand auf Hochspannungsebenen statt, die Verteilung zu den Verbrauchern erfolgte über Mittel- und Niederspannungsebenen. Abbildung 2 zeigt schematisch diese Topologie des Stromnetzes mit dem ebenfalls charakteristischen **unidirektionalen Stromfluss**.

Aufgrund des großen Widerstandes der Kohleindustrie, die den Energiemarkt dominierte und einen aufkommenden Wettbewerb verhindern wollte, wurde Erdgas als Energieträger zunächst kaum zur Stromerzeugung genutzt. Erst durch die **EU-Binnenmarktrichtlinie zur Liberalisierung** in den 1990er Jahren erlangte Erdgas eine größere Bedeutung [15].

Auch der Versuch, Kernkraft zur Energieversorgung einzuführen, stieß in den 1960ern anfangs auf Widerstand und Skepsis aus der Kohleindustrie. Erst durch die Zusicherung finanzieller Unterstützung und der Übernahme von Baurisiken seitens der Politik sowie eine Begrenzung der finanziellen Haftung der Unternehmen bei Unfällen, wurde eine Ausweitung der Kernenergie unterstützt [15].

Der Ausbau der Kernenergie stieß in den 1970er Jahren auch auf den **gesellschaftlichen Widerstand** der Anti-Atom-

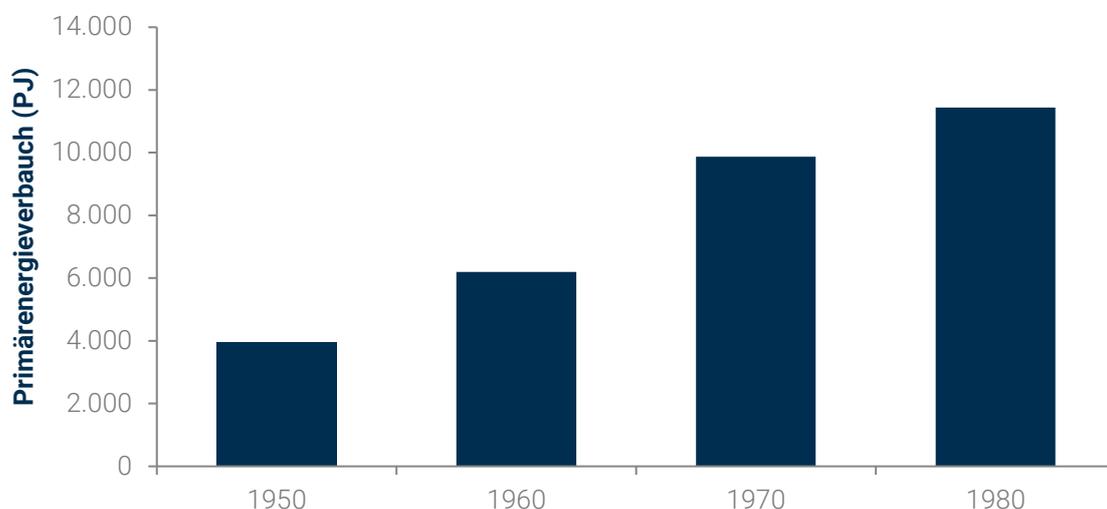
Bewegung [14]. Die Gefahren beim Betrieb von Kernkraftwerken bewirkten, dass das Thema Umwelt im Kontext Kernkraft gesellschaftlich diskutiert wurde [14]. Angeregt durch den Club of Rome 1970 und die Ölpreis-Krise 1973 entstand in den 1970er Jahren auch ein gesellschaftliches Bewusstsein für die Endlichkeit von fossilen Energieträgern und ein Wunsch nach Alternativen [20].

In Deutschland begann 1975 der **Aufbau eines Marktes** zunächst für solarthermische Anlagen und Biomasse-Heizungsanlagen, gefolgt von solar-elektrischen (Photovoltaik-)Anlagen und Windkraftwerken [21]. Dies ermöglichte die technische wie wirtschaftliche Dezentralisierung der Stromerzeugung und Öffnung für neue Akteure aus der Gesellschaft. 1972 fand zudem die erste internationale Umweltkonferenz (UN-Weltumweltkonferenz) statt.

Der **Weltenergieverbrauch** wuchs von rund 70 Millionen TJ im Jahr 1950 auf rund 220 Millionen TJ im Jahr 1970 und verstärkte somit die Umweltbelastungen durch eine massive Produktionsausweitung [22]. In Deutschland vervierfachte sich der Primärenergieverbrauch in den 30 Jahren nach 1950 (Abbildung 3). Emissionen und Abfälle der fossilen Energieversorgung wie Verbrennungs- und Reaktionsprodukte (Kohlendioxid, Methan) tragen durch den Treibhauseffekt maßgeblich zur Erderwärmung bei [22]. Kernkraftwerke hingegen gefährden die Umwelt durch mögliche Reaktorunfälle und die ungeklärte Endlagerung. Dennoch dominierten in den 1980ern Kohle und Kernkraftwerke (sechs Reaktorblöcke) die Stromerzeugung des Energiesystems. Gleichzeitig entstanden gesellschaftliche Forderungen, bestehende Kernkraftwerke zu schließen [15].

**Abbildung 3: Primärenergieverbrauch (PJ) in Deutschland (1950 - 1980)**

Eigene Darstellung nach AGEB [23]



Anfang der 80er Jahre erhielt dieser gesellschaftliche Druck **politischen Einfluss** mit der Gründung der Partei „Die Grünen“. Auch andere Parteien nahmen die Themenbereiche Energie und Umwelt in ihre politische Agenda auf [24]. Das Bewusstsein für Umwelt, Natur und Energie hatte die breite Masse der Gesellschaft erreicht. Dies verstärkte sich, besonders durch den Super-GAU in Tschernobyl 1986, und mündete in der Gründung des **Ministeriums für Umwelt** im selben Jahr [15], [22]. Die **Umweltforschung** wurden zunehmend interdisziplinär und international vernetzter [24].

Die wachsende Diskussion über **Nachhaltigkeit** der nuklearen und fossilen Energieträger mündete 1990 in einem ersten Gesetz zur Einspeisung erneuerbarer Energien – dem **Stromeinspeisungsgesetz** [15]. Der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Energieversorgung begann sich damit zum Ende des 20. Jahrhunderts zu erhöhen [21]. So waren im Jahr 1990 1.000 Photovoltaikanlagen in Deutschland installiert. 1998 betrug infolge des erlassenen Gesetzes der Anteil an Erneuerbare Energien zur Stromerzeugung 4,8 Prozent [15]. Schon 1999 waren 850 Biogasanlagen mit einer Leistung von 50 MW und Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von 69,5 MW<sub>p</sub> an das Netz angeschlossen [17]. Nichtsdestotrotz war die Kohleverstromung (insbesondere Braunkohle) noch immer die deutlich größte Säule der Stromerzeugung [20].

Standen anfangs noch Staub- und SO<sub>2</sub>-Emissionen (saurer Regen) im Mittelpunkt der **gesellschaftlichen Diskussion** verschob sich die Aufmerksamkeit in Richtung der ansteigenden CO<sub>2</sub>-Konzentrationen und anderer treibhausrelevanten Gase in der Atmosphäre. Hauptverantwortlich für die Emission dieser Stoffe sind die fossilen Energieträger [22]. Mit der ersten Weltklimakonferenz 1995 in Berlin wurde das nationale CO<sub>2</sub>-Minderungsziel von 25 Prozent bis 2005 gegenüber 1990 politisch beschlossen [22].

**Während zu Beginn und Mitte des 20. Jahrhunderts vor allem die flächendeckende und kostengünstige Bereitstellung von elektrischer Energie im politischen Fokus stand – umgesetzt in einem zentralen und fossilen Stromerzeugungssystem – wurde durch ein stärkeres Umweltbewusstsein und den einhergehenden gesellschaftlichen Druck im späten 20. Jahrhundert ein politischer und später auch technologischer und wirtschaftlicher Wandel eingeleitet, der als Beginn der Energie- und Systemwende bezeichnet werden kann.**

### **Der Beginn des Erneuerbaren Energiesystems im 21. Jahrhundert**

Die **Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes** (EnWG) im Jahr 1998 war der Startschuss für die Erneuerung der wirtschaftlichen Struktur des Energiesystems. Die **EU-Richtlinie für den Energiebinnenmarkt** führte zur Liber-

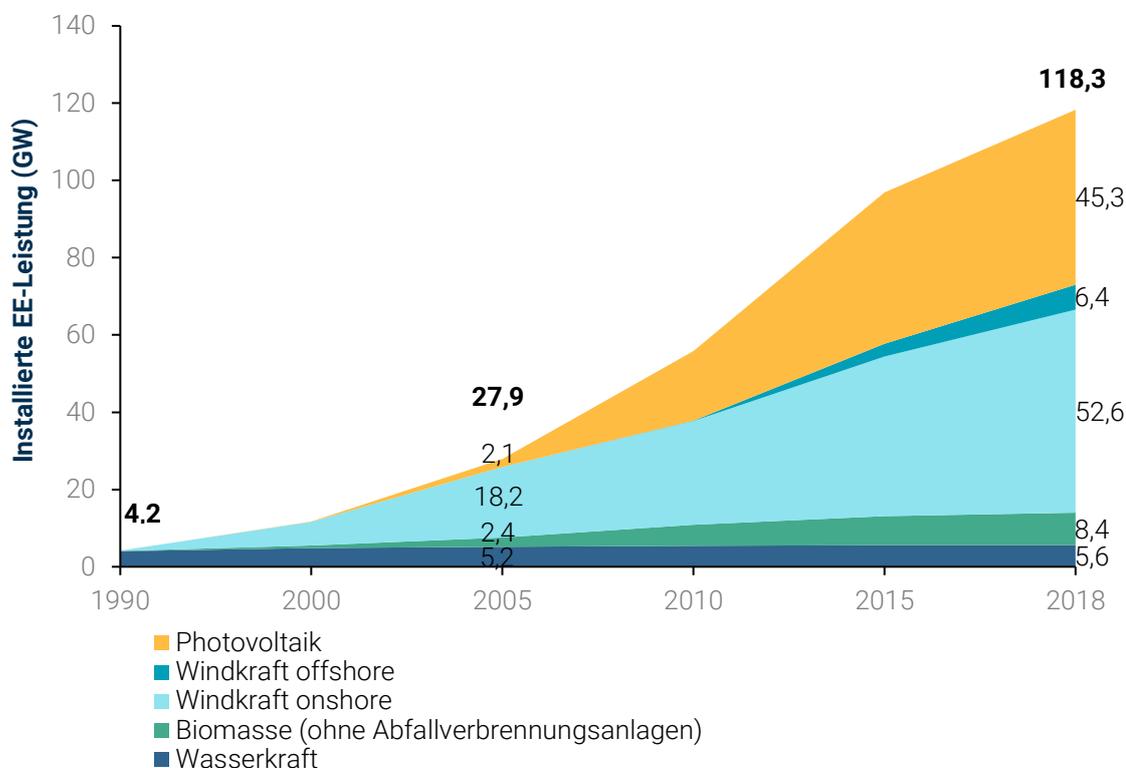
alisierung des Strom- und Gasmarktes. Die wesentlichen Ziele der Liberalisierung waren die Steigerung des Wettbewerbs, die Marktöffnung sowie die Trennung der Wertschöpfungsstufen Netzbetrieb, Handel und Vertrieb („Unbundling“) [13]. Bis zum Jahr 2002 fusionierten die bisher bestehenden Verbundunternehmen zu den „großen Vier“ Energieversorgungsunternehmen – RWE, Vattenfall, E.ON und ENBW [25]. Ein wesentlicher Grund für die Fusion war die Stärkung der Unternehmen gegenüber einem wachsenden Wettbewerb [25]. Die vier Energieversorgungsunternehmen und der Stromerzeuger LEAG dominieren seither ihre jeweiligen

historischen Gebiete sowie den Strommarkt insgesamt, wobei zunehmend neue Wettbewerber mit neuen Konzepten und Angeboten (etwa Ökostrom) auf den Markt drängen [14], [15], [26].

Im Jahr 2000 löste die Einführung des **Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG)** zur Förderung des Ausbaus Erneuerbarer Energien das Stromeinspeisungsgesetz ab. Es verfolgt das Ziel, im „Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen und den Beitrag der Erneuerbaren Energien an der Stromversorgung deutlich zu erhöhen [...]“ (§ 1 Abs.1 EEG 2000).

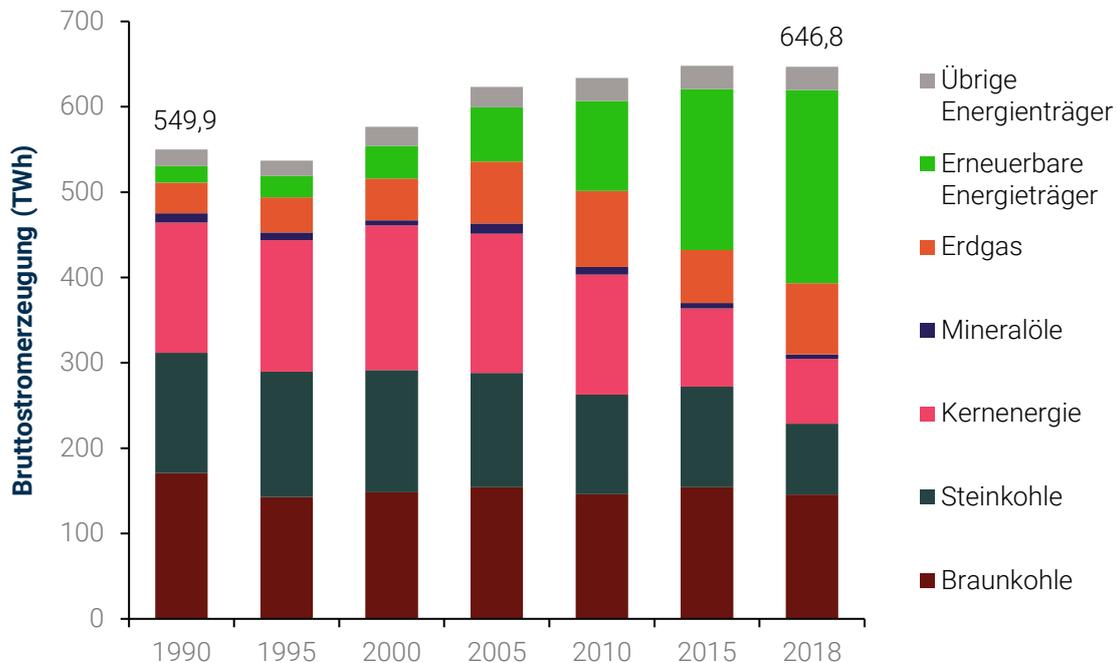
#### Abbildung 4: Installierte EE-Leistung (GW) zur Stromerzeugung in Deutschland

Eigene Darstellung nach AGEE-Stat [27]



### Abbildung 5: Entwicklung der Bruttostromerzeugung 1990-2018 in Deutschland nach Energieträgern

Eigene Darstellung nach AGEB [28]



Bisher dominierten Kohle, Kernenergie und Gas den deutschen **Strommix**. Durch die Einführung des EEGs erfuhren die Erneuerbaren Energien einen merklichen Anstieg in Ausbauzahlen und installierter Leistung (Abbildung 4). Bis zum Jahr 2018 stieg der Anteil der Erneuerbaren Energien an der Bruttostromerzeugung auf 35,2 Prozent (Abbildung 5). Dagegen nahm der Anteil der Energieträger Braunkohle, Steinkohle und Uran stetig ab. Trugen diese 1990 zusammen 84 Prozent zur Stromerzeugung bei, waren es 2018 nur noch 50 Prozent. Der Anteil Erneuerbarer Energien verzehnfachte sich im selben Zeitraum [28].

Erneuerbare Erzeuger unterscheiden sich in ihren Eigenschaften, wie etwa Leistung, Volatilität und Standort, stark von den konventionellen Kraftwerken. Der erhöhte Anteil dieser Technologien im Erzeugungsmix verändert daher zunehmend die **technische Struktur** des Energiesystems.

Durch den Zubau vieler kleiner Erzeuger kommt es zu einer wachsenden **Dezentralisierung** des Systems [18]. Die wenigen konzentrierten Erzeugungsschwerpunkte mit Großkraftwerken werden immer mehr durch viele – über die Fläche verteilte – EE-Anlagen ersetzt [29]. Inzwischen speisen über 1,5 Millionen Solaranlagen, ungefähr 27.000 Windener-

gieanlagen sowie etwa 9.000 Kleinkraftwerke auf Basis von Biogas Strom in das öffentliche Netz [18]. Wegen der geringeren Anschlussleistung werden die Anlagen, anders als große konventionelle Kraftwerke, auch auf der Mittel- und Niederspannungsebene des Stromnetzes eingebunden. Erzeuger und Verbraucher nutzen teilweise denselben Netzanschluss, es kommt zu **bidirektionalen Stromflüssen**. Abbildung 6 stellt schematisch die veränderte Topologie des Stromnetzes dar.

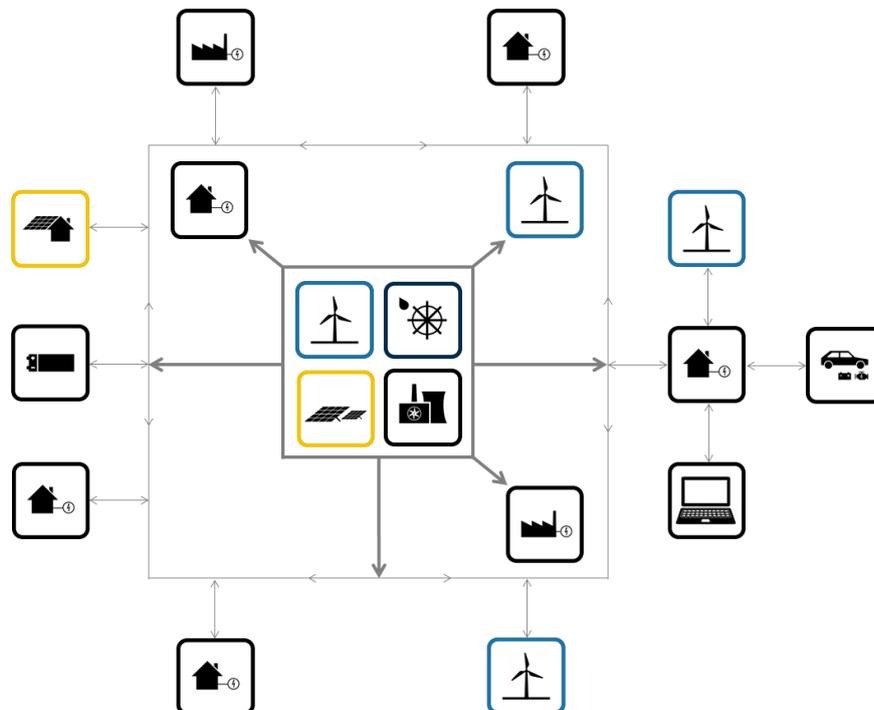
Auch die **räumliche Verteilung** von Erzeugung und Verbrauch wandelt sich. Auf Verbraucherseite bedingen vor allem neue sektorenübergreifende Technolo-

gien wie Wärmepumpen, Power-to-X und Elektromobilität eine Änderung der derzeitigen Laststruktur [30].

Auf der Erzeugerseite zeigt sich eine regionale Ungleichverteilung der verschiedenen Erneuerbaren Erzeugungsarten. So befindet sich ein Großteil der Onshore-Windenergieanlagen im Norden des Landes, während die meisten Solaranlagen im Süden Deutschlands errichtet wurden. Dies führt zu einer Änderung des Lastflusses und verschärft das vorherig genannte Problem, da der von EE-Anlagen erzeugte Strom nicht in Norddeutschland, sondern in den Wirtschaftsregionen im Süden Deutschlands benötigt wird [29].

### Abbildung 6: Topologie des „neuen“ Stromnetzsystems

Eigene Darstellung nach ABB [19]



Die steigende **Volatilität der Erzeugung**, vor allem aus Wind und Photovoltaik, führt zu einer höheren Prognoseunsicherheit und größeren Schwankungen in der Produktion. Da im Gegensatz zu den konventionellen Kraftwerken, die dem Verbrauch folgten, die neuen Technologien abhängig von Wetter- und Klimabedingungen sind [31]. Zeitraum und Menge der Energieerzeugung sind schwer steuer- und vorhersehbar.

Um die größeren Unsicherheiten und Schwankungen auszugleichen und die Netzstabilität gewährleisten zu können, steigt der **Bedarf an Flexibilität** im Stromversorgungssystem [32]. Für einen zeitlichen Ausgleich kann durch flexible Erzeuger, Verbraucher, Speicher und Power-to-X-Technologien gesorgt werden.

Auch die **Einbindung der Endverbraucher** durch Demand Side Management (DSM) bietet großes Potenzial, die Flexibilität im elektrischen Energiesystem zu erhöhen. Aktuell tragen jedoch auf Verbraucherseite die Haushalte kaum zur Flexibilisierung des Energiesystems bei. Gründe dafür sind die geringen Anreize bei der Strompreisgestaltung, den Verbrauch dem Angebot anzupassen [33]. Jedoch wird unflexibles Verhalten für Erzeuger und langfristig auch für Verbraucher stetig teurer [32].

Zur Bewältigung von Netzengpässen und Frequenzschwankungen beziehungsweise Überlastung von Betriebsmitteln werden derzeit zusätzlich Maßnahmen des **Engpassmanagements** wie Redis-

patch, Einspeisemanagement (EinsMan) und Countertrading benötigt [29]. Noch bieten diese Maßnahmen kein geordnetes Verfahren und lediglich einen bilanziellen Ausgleich. Kosten für Entschädigungszahlen für das Engpassmanagement

**Demand Side Management (DSM)** ist Lastmanagement. Dies bedeutet die Steuerung und Anpassung von Lasten und Verbrauchern, um Kosten zu senken und die Stromnachfrage zu flexibilisieren mittels überbetrieblicher, energiewirtschaftlicher oder netzseitiger Anreize [34].

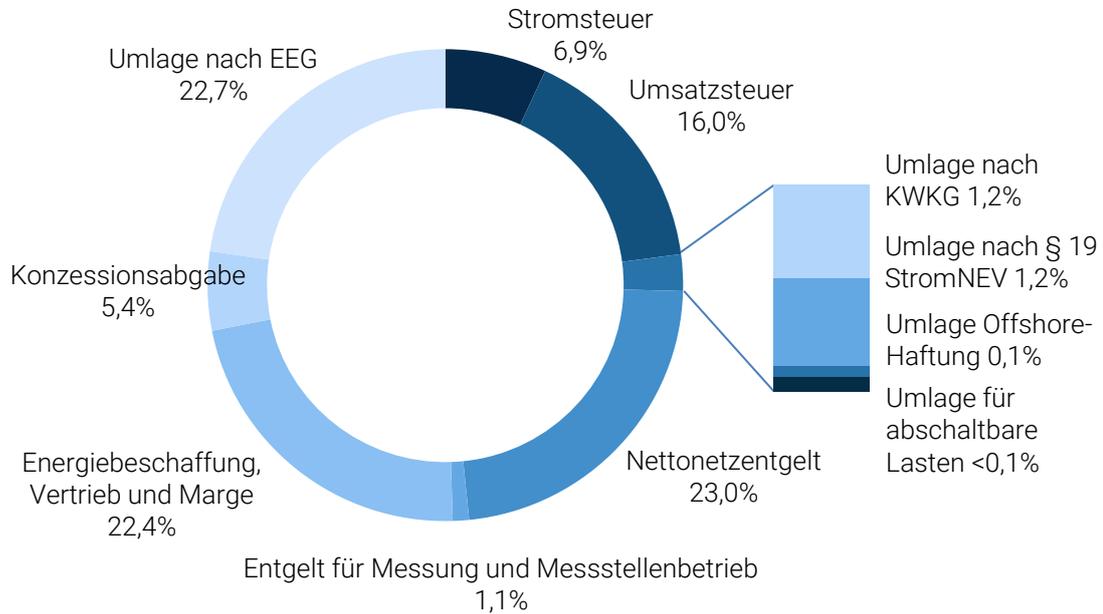
**Redispatch** ist eine Maßnahme zur Anpassung der Leistungseinspeisung von Kraftwerken auf Anforderung der Übertragungsnetzbetreiber, um lokal auftretende Engpässe im Übertragungsnetz zu verhindern oder zu entfernen [35].

**Countertrading** ist eine marktorientierte Redispatch-Maßnahme zur Engpassbeseitigung, bei der die Übertragungsnetzbetreiber auf dem Intraday-Markt Strom ein- und verkaufen [36].

**Einspeisemanagement (EinsMan)** ist die Abregelung der Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen in das Stromnetz durch den Netzbetreiber [35].

**Abbildung 7: Strompreisbestandteile für Haushaltskunden (2018)**

Eigene Darstellung nach BNetzA [38]



werden von den Netzbetreibern weitergereicht. Folglich herrscht zur Zeit kein wirtschaftlicher Anreiz, nach effizienteren Lösungen zu suchen [29].

Die Finanzierung des Energiesystems, insbesondere des Stromsektors basiert auf **staatlich regulierten Abgabe- und Umlagesystemen**, unter anderem für Betrieb und (Aus-)Bau der Netze (Netzentgelte) sowie den Ausbau der Erneuerbare Energien (EEG-Umlage). Dies sind neben der Stromsteuer die volumenintensivsten staatlich regulierten Abgaben [37]. Daneben existieren weitere Abgaben und Umlagen, etwa nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). In Abbildung 7 sind die Strompreisbestandteile für Haushaltskunden im Jahr 2018 dargestellt.

Sowohl die Netzentgelte als auch die EEG-Umlage sind in den vergangenen Jahren gestiegen. Laut Berechnungen von Agora Energiewende wird die EEG-Umlage ab den Jahren 2021-2023 vom Niveau von 7,6 ct/kWh sinken, da ältere Anlagen, die höhere Fördersätze erhalten haben, aus der Förderung fallen. Die Berechnung geht bis zum Jahr 2030 von einer Absenkung auf 4,4 ct/kWh aus [39]. Die Netzentgelte werden ohne regulatorische Gegenmaßnahmen voraussichtlich weiter steigen [40].

Seit der Liberalisierung wird der Strom an der Börse und im bilateralen Handel („over the counter“, OTC) gehandelt. Im Jahr 2002 fusionierten die Leipzig Power Exchange (LPX) und die European Energy Exchange (EEX) zur EEX [41]. Die Preisbildung dort erfolgt mittels der Merit-Order. Diese beschreibt die Einsatz-

reihenfolge von Kraftwerken anhand der Grenzkosten. Die Kraftwerke mit den niedrigsten Grenzkosten werden zuerst zugeschaltet. Das Gebot, das noch zur Nachfragedeckung genutzt wird, bestimmt den Strompreis (Market-Clearing-Price) [42]. Im EEG 2000 bestand ein Einspeisevorrang der Erneuerbaren Energien.

Mit dem EEG 2014 sind EE-Anlagenbetreiber über einer Größe von 100 kW verpflichtet, ihren Strom direkt zu vermarkten. Dies geschieht meist über das Marktprämienmodell an der Börse. Da EE geringe bis keine Grenzkosten haben, werden diese zuerst zugeschaltet und anschließend die konventionellen mit höheren Grenzkosten. Die Verdrängung der Spitzenlastkraftwerke und die Börsenpreissenkende Wirkung der EE wird als Merit-Order-Effekt bezeichnet [43].

Gemeinsam mit der Liberalisierung (und damit einem theoretisch leichteren Marktzugang für Unternehmen) [13], [14], führte die Verbreitung sowie Förderung der neuen Erzeugungstechnologien [14] zu Markteintritten von teilweise bisher marktfremden Akteuren und somit zu weiteren Veränderungen. Hieraus resultierten neue Anforderungen der Kunden an die Energieversorgungsunternehmen und weitere Herausforderungen für die Unternehmen [13].

**Neue Geschäftsmodelle**, wie Virtuelle Kraftwerke, Direktvermarkter, Smart-Home-Plattformen, Energie-Communities, Mieterstrom und Prosumerism, sind

zudem entstanden. Es wird diskutiert, ob Energieversorgungsunternehmen in Zukunft auch als Plattformanbieter auftreten (Energie-As-A-Service), um die verschiedenen Kundenbedürfnisse mithilfe von digitalen Technologien zusammenzufügen [44].

Ein **virtuelles Kraftwerk** ist der Zusammenschluss dezentraler Energiewandlungsanlagen, welcher sich auf der Grundlage von Wetter-, Einspeise- und Wärmeprognosen über ein gemeinsames Leitsystem zentral steuern, koordinieren und regeln lässt [44].

**Direktvermarktung** bedeutet, dass die Vermarktung von EE-Strom selbst geregelt werden kann. Die Veräußerung erfolgt in diesem Fall an Endabnehmer oder über die Strombörse. Im Rahmen des Marktprämienmodells wird dies durch das EEG gefördert. Die Veräußerung geschieht über ein Direktvermarktungsunternehmen, welches die Erlöse an den Betreiber weitergibt

Ein **Smart Home** bezeichnet ein privat genutztes Haus in dem Geräte der Hausautomation, Haushaltstechnik, Konsumelektronik und Kommunikationseinrichtung sich durch Vernetzung untereinander an den Bedürfnissen der Bewohner orientieren [45]

Eine **Energie-Community** ist eine abgegrenzte Gemeinschaft gegenüber dem Rest der Stromerzeuger, gekennzeichnet durch einen Zusammenschluss von geförderten Erzeugern (durch das EEG und KWKG), Verbrauchern und gegebenenfalls „Prosumern“ (meist Besitzerinnen und Besitzer von Photovoltaik-Dachanlagen) [46].

Als **Mieterstrom** wird Strom bezeichnet, der in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) oder in einer Photovoltaik-Anlage auf dem Dach eines Wohngebäudes erzeugt und an Verbraucher in diesem Wohngebäude geliefert wird [47].

Ein **Prosumer** ist im Kontext des Energiesystems eine Kombination aus „producer“ und „consumer“: ein Verbraucher, der Strom konsumieren und gleichzeitig produzieren kann, etwa durch eine Solaranlage auf dem Dach [48].

Die **Digitalisierung** bietet in Kombination mit Erneuerbaren Energien und angepassten Regularien eine Grundlage für solche neuen Akteure und Innovationen. Sie kann Lösungen bezüglich Flexibilität und Effizienzproblematiken zum Vorteil von privaten Kunden und der Gesellschaft ermöglichen und somit für eine voranschreitende Entwicklung der Märkte für Energiedienstleistungen sorgen. Des Weiteren

bietet die Digitalisierung Möglichkeiten hinsichtlich der Handlungsfelder Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit in der Energiewende [49]. Als Grundlagen dienen etwa vernetzte Sensoren, Ansteuerungsmöglichkeiten (Akteure) und intelligente dezentrale Regelkreise.

Ein weiterer Trend, ist die **Sektorenkopplung** [50], [51]. Damit wird die Verknüpfung der verschiedenen Energiesektoren, insbesondere die Elektrifizierung des Verkehrs- und Wärmesektors, ausgedrückt. Beispiele hierfür sind die Wärmepumpe für den Wärme- und Elektromobilität für den Verkehrssektor. Die Sektorenkopplung kann einen Übergang von der Strom- zur Energiewende ermöglichen. Gesetze wie das EEWärmeG im Wärmesektor oder die Anwendung des Bundesemissionschutzgesetzes im Mobilitätssektor sollen die Verwendung Erneuerbarer Energien und die Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen in diesen Sektoren beschleunigen. Trotzdem sind derzeit strombasierte Technologien im Verkehrs- und Wärmesektor nicht konkurrenzfähig, maßgeblich aufgrund des Strompreises sowie der zum Teil fehlenden Infrastruktur [51]. Die Förderung der Sektorenkopplung setzt eine Anpassung des regulatorischen Rahmens voraus. Eine Stellschraube dabei ist eine Ausweitung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung auf alle Sektoren [52], [53].

Seit Beginn der Anti-Atom-Bewegung nimmt die **Gesellschaft** entscheidend

Einfluss auf die Energiepolitik [22], [24], [54]. Zunehmend treten auch Bürgerinnen und Bürger als aktive Akteure im Energiesystem auf. Energiegenossenschaften bilden einen zentralen Punkt der Energiewende und waren von Anfang an ihr beteiligt. Sowohl Einzelpersonen als auch Bürgerenergiegenossenschaften haben neben dem Beitrag zur Energiewende und dem Umweltschutz meist auch die Stärkung der Autonomie, Kontrolle und Handlungsfreiheit sowie die Gestaltung des eigenen Lebens als Ziel [54]. Der Anteil der **Bürgerenergie** an der installierten Leistung der erneuerbaren Energien betrug 47 Prozent im Jahr 2012 und 42 Prozent im Jahr 2016. Dies verdeutlicht die wichtige Stellung der Bürgerenergie zur Erreichung der Klimaziele, insbesondere im Sinne der Finanzierung und der Aktivierung privaten Kapitals und privater Investitionen [54], [55], [56]. Die Wahrung der Akteursvielfalt ist daher auch zu einem im EEG beschriebenen Ziel geworden (EEG 2017, §2).

Die **Akzeptanz** und die Teilhabe der Bevölkerung an der Energiewende sind entscheidend, um ein dezentrales Energiesystem – und damit eine erfolgreiche Integration von Erneuerbaren Energien – möglich zu machen. Sowohl Umfragen von Umweltbundesamt (UBA) und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) zum Umweltbewusstsein als auch Studien des Bundesamts für Naturschutz (BfN) und des BMU zum Naturbewusstsein sowie das Nachhaltigkeitsbarometer des IASS zeigen eine

große Zustimmung zur Energiewende [57–59]. Allerdings zeigen diese Befragungen auch, dass viele Bürgerinnen und Bürger mit der Umsetzung der Energiewende unzufrieden sind, insbesondere hinsichtlich der sozialen Gerechtigkeit. Zusätzlich herrscht Skepsis, ob die Klimaziele der deutschen Bundesregierung unter den derzeitigen Bedingungen und Maßnahmen erreicht werden können [57–59].

## 1.3 Gegenüberstellung Konventionelles und Erneuerbares Energiesystem

**Energiesysteme befinden sich in einem kontinuierlichen Wandel**, etwa aufgrund technologischer Veränderungen oder sich verändernder gesellschaftlicher Prioritäten. In den letzten 70 Jahren sind erhebliche Veränderungen im Energiesystem aufgetreten. Es wird deutlich, dass das System seit etwa der Jahrtausendwende deutlich komplexer geworden ist. Die Dimensionen Umwelt, Technik, Wirtschaft und Gesellschaft gewinnen zunehmend an Einfluss und verflechten sich untereinander.

Es zeigt sich, dass wir uns in der Transformationsphase zwischen zwei Systemen befinden, die sich stark voneinander unterscheiden. Das von zentralen fossilen Erzeugern geprägte Energiesystem des 20. Jahrhunderts steht einem neuen, von dezentraler Erneuerbarer Erzeugung bestimmten System gegenüber. Diese beiden Systeme werden in dieser Studie als **„Konventionelles Energiesystem“** und **„Erneuerbares Energiesystem“** bezeichnet.

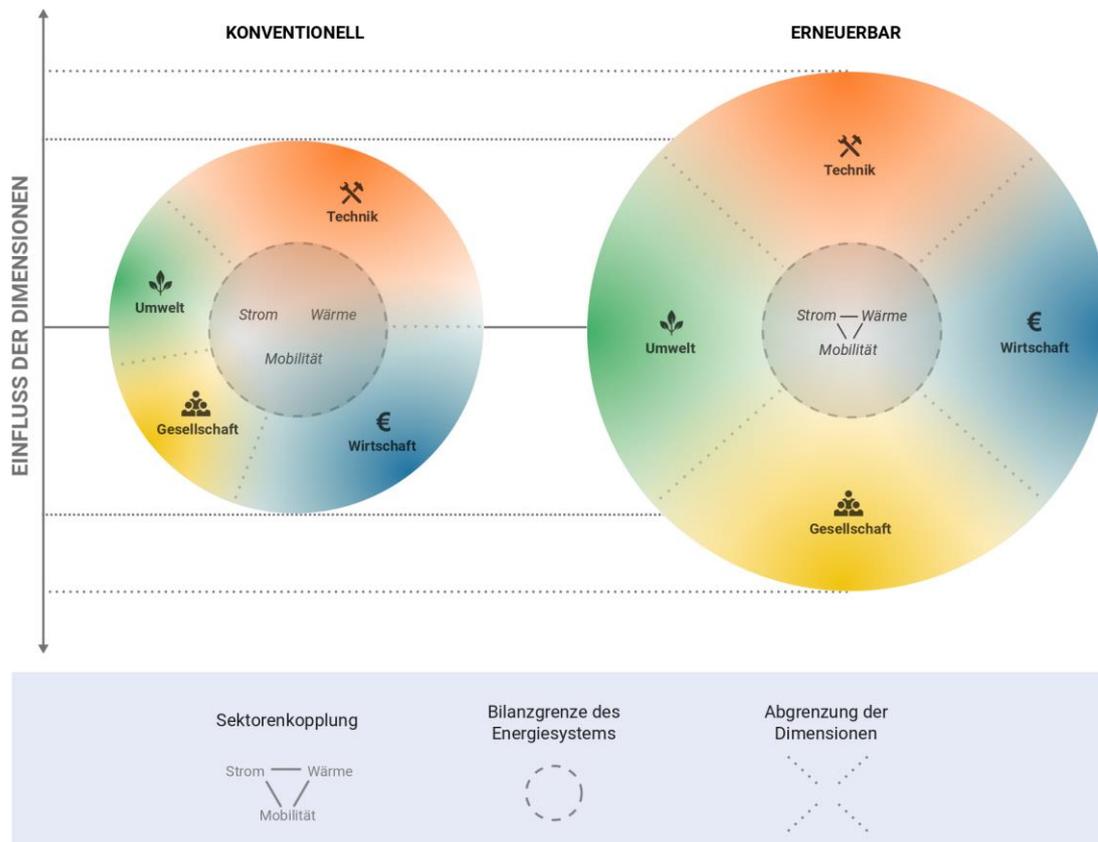
Die Tabelle in Abbildung 9 stellt die unterschiedlichen Eigenschaften des Konventionellen und des Erneuerbaren Systems gegliedert in die vier Dimensionen gegenüber und fasst so die beschriebenen Veränderungen zusammen. Abbildung 8 visualisiert die Veränderungen vom Konventionellen zum Erneuerbaren Energiesystem. Im Konventionellen System, welches links dargestellt

ist, hatten besonders die Dimensionen Technik und Wirtschaft großen Einfluss auf das Energiesystem. Über die Zeit haben sich die Einflussdimensionen verschoben. Im Erneuerbaren Energiesystem nehmen alle Dimensionen gleichermaßen Einfluss. Außerdem nehmen die beeinflussenden Faktoren in allen Dimensionen zu. Das Energiesystem wird zunehmend komplexer, etwa durch neue Akteure, größere Dekarbonisierungsanstrengungen, die Umstrukturierung der wirtschaftlichen Komponente des Energiesystems und neue technische Lösungen. Dieser größere Gesamteinfluss externer Faktoren wird in der Abbildung durch eine größere Darstellung der Dimensionen, die das Energiesystem umgeben, visualisiert.

Im Konventionellen System agierten die Sektoren Strom, Wärme und Mobilität weitestgehend unabhängig voneinander. Im Erneuerbaren System hingegen beeinflussen sich die Sektoren wechselseitig. Eine wechselseitige Kopplung der Sektoren ist naheliegend, um das Gesamtsystem besser optimieren zu können. Im Zuge der Sektorenkopplung verbinden Technologien wie Power-to-Heat, Wärmepumpen oder Elektromobilität die Sektoren miteinander. Das Gesamtsystem wird also vernetzter und komplexer durch die erhöhten Einflussfaktoren und Interkonnektivität der Sektoren.

**Abbildung 8: Schematische Darstellung des Konventionellen (links) und des Erneuerbaren Energiesystems (rechts)**

Eigene Darstellung



**Die Entwicklungen zeigen, dass die Zahl der Systemkonflikte zunimmt, die den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien bremsen.** Eine Ursache hierfür ist auch, dass die Sektoren bisher lediglich individuell betrachtet werden, ohne Rücksichtnahme auf das Gesamtsystem. Dabei sind die Ambitionen für die Energiewende immens, allein schon um das gesetzte 65-Prozent-Ziel bis 2030 zu erreichen. **Daher reichen Antworten, die sich an Gesetze und Verordnungen des Konventionellen Energiesystems lehnen, nicht aus.** Nicht die Erneuerbaren Energien müssen sich dem Konventionellen System anpassen oder integriert

werden. Es muss vielmehr das Energiesystem in allen Dimensionen auf die Erneuerbaren Energien angepasst werden.

**Um eine nachhaltige Energieversorgung realisieren zu können, ist es nötig, dass Dezentralität, Flexibilität, Umweltauswirkungen, Sektorenkopplung und gesellschaftliche Teilhabe zu zentralen Aspekten des Energiesystems werden. Die Energiewende, die vornehmlich für den Ausbau der Erneuerbaren steht, muss zu einer EnergieSystemWende werden. Darunter ist eine ganzheitliche Systemtransformation des Energiesektors zu verstehen.**

### Abbildung 9: Eigenschaften des Konventionellen und des Erneuerbaren Energiesystems

Eigene Darstellung

	Konventionelles Energiesystem	Erneuerbares Energiesystem
 <b>Umwelt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Wenig Umwelt- und Klimabewusstsein</li> <li>• Keine Internalisierung von externen Effekten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Umweltbewegungen, Druck aus Gesellschaft</li> <li>• Emissionsreduktion durch CO<sub>2</sub>-Bepreisung</li> </ul>
 <b>Technik</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Zentrale Energieversorgung durch fossile Energieträger und Kernkraft</li> <li>• Einspeisung auf hohen Spannungsebenen, unidirektionaler Stromfluss</li> <li>• Regelbare Erzeugung folgt Verbrauch</li> <li>• Verbrauch über Standardlastprofile angenähert</li> <li>• Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr) weitestgehend getrennt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Dezentrale Energieversorgung durch erneuerbare Energiequellen</li> <li>• Einspeisung auch auf mittleren und niedrigen Spannungsebenen, bidirektionaler Stromfluss</li> <li>• Volatile wetterabhängige Erzeugung</li> <li>• Flexibilität im Verbrauch, Speichermöglichkeiten</li> <li>• Sektorenkopplung durch Elektromobilität, Power-to-X</li> </ul>
 <b>Wirtschaft</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Versorgungsmonopole (regional)</li> <li>• Prinzip ‚Kupferplatte‘: Verlustfreier und unbegrenzter Transport zur Gewährleistung des Wettbewerbs</li> <li>• Zentraler europäischer Markt, Marktzone Deutschland, Preisbildung über Merit-Order</li> <li>• Energy-Only-Markt</li> <li>• Starre Umlagen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Akteursvielfalt</li> <li>• Abbildung der physikalischen Restriktionen des Transportsystems am Markt</li> <li>• Neue dezentrale Marktansätze (Peer-to-Peer, Virtuelle Kraftwerke)</li> <li>• Kapazitätsbezogene Mechanismen</li> <li>• Flexibilisierte Umlagen</li> </ul>
 <b>Gesellschaft</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Passive EndverbraucherInnen</li> <li>• Kaum Teilhabemöglichkeiten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• VerbraucherInnen als aktive Teilnehmende am Energiesystem: DSM, Prosumer, Bürgerenergie</li> <li>• Partizipation und Akzeptanz als Bedingung</li> </ul>

## 2. Die Wende im Energiesystem: Hemmnisse und Lösungsansätze

Die Energiesystemwende sieht sich im Transformationsprozess des Energiesystems zahlreichen Herausforderungen ausgesetzt. Ein Systemwechsel erfordert die Überwindung konventioneller Strukturen, da diese den Wandel hin zu einer nachhaltigen und fairen Energieversorgung hemmen.

Die **Kapitel 2.1** bis **2.4** beleuchten jeweils in den Dimensionen Umwelt, Wirtschaft, Technik und Gesellschaft beispielhaft die Entwicklungen und aufkommenden Hemmnisse im Transformationsprozess. Zu den Hemmnissen werden konkrete und umsetzbare Lösungsansätze beschrieben.

### 2.1 Umwelt

Die Dekarbonisierung des Energiesystems begründet sich hauptsächlich im Umweltgedanken. Die inzwischen deutlich spürbaren Auswirkungen des Klimawandels zeigen die Bedeutung dieser Dimension.

#### Die Ökologie im Konventionellen Energiesystem

Ein Bewusstsein in der breiten Gesellschaft bezüglich des Klimawandels und der Emission von Treibhausgasen entwickelte sich erst zum Ende des 20. Jahrhunderts. Davor war der **Klimawandel** für viele ein abstraktes Konstrukt ohne sichtbare Folgen und mit geringer öffentlicher Wahrnehmung.

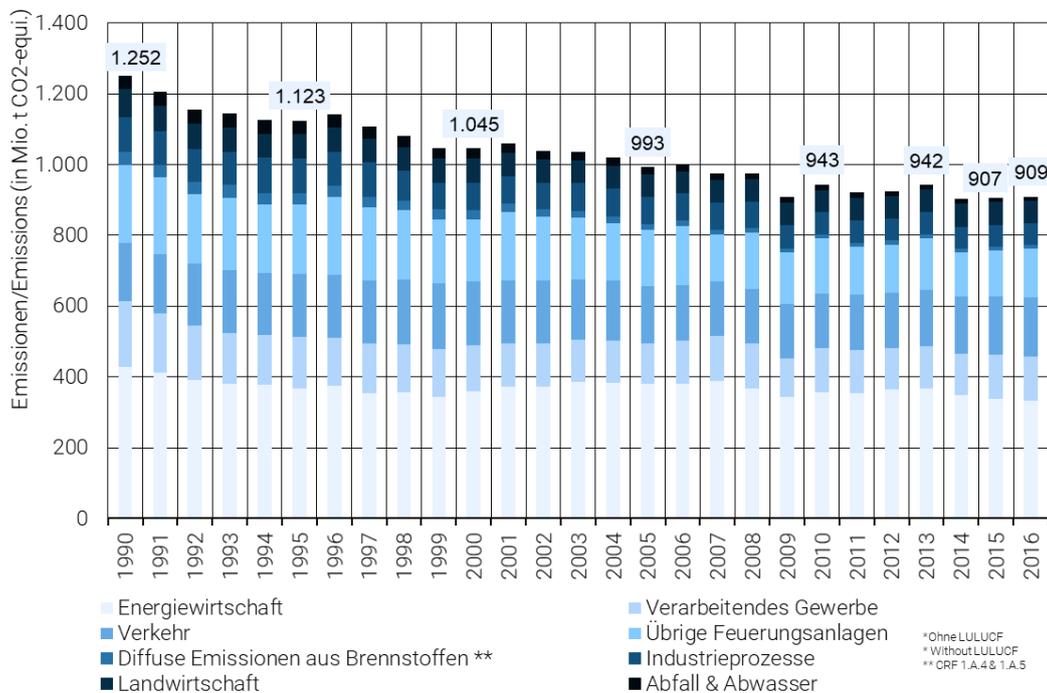
**Das Konventionelle System sah dementsprechend keine Bepreisung von Treibhausgasemissionen oder sonstigen Umweltschäden vor. Dabei ist**

**wissenschaftlich erwiesen, dass der Ausstoß klimaschädlicher Kohlendioxid- und Treibhausgase die globale Erderwärmung und den Klimawandel verursacht.**

Energiebedingte Emissionen durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe tragen mit über 80 Prozent zu den Gesamtemissionen in Deutschland bei (siehe Abbildung 10). Die Stromerzeugung trägt anteilig am meisten hierzu bei [61]. Die gesamte Breite der Folgen und das Ausmaß der entstehenden Schäden sind jedoch nicht genau voraussagbar [62]. Die in den letzten Jahren häufiger auftretenden extremen Wetterphänomene wie zerstörerische Stürme, anhaltende Hitzeperioden oder Änderungen der Niederschlagsverteilung mit anschließenden Dürren oder Überflutungen sowie weitere Folgen des Klimawandels werden mit hohen Kosten

**Abbildung 10: Jährliche Treibhausgas-Emissionen in Deutschland nach Sektoren**

Eigene Darstellung nach UBA [60]



einhergehen. Dürren, Stürme und Hagel lassen physische wie wirtschaftliche Schäden entstehen. Ein Anstieg des Meeresspiegels hat direkte Schäden in Form von Landverlust mit zur Folge [62].

**Entscheidend für die ökonomische Gesamtbetrachtung ist der Vergleich der Kosten für Emissionseinsparungen mit den Kosten, die heute und in der Zukunft durch den Klimawandel entstehen [62].**

**Fossile Energieträger emittieren zudem bei ihrer Verbrennung große Mengen an weiteren Schadstoffen in die Umgebung mit negativen Folgen** und Auswirkungen für die menschliche Gesundheit, das Pflanzenwachstum und den Bestand von Ökosystemen. Dies erfordert beispielsweise Anpassungsmaßnahmen wie den

Bau von Deichen und die Beregnung von landwirtschaftlich genutzten Flächen. Diese mindern zwar die entstehenden Schäden, erhöhen jedoch selbst Kosten und Ressourcenverbrauch [62].

**Durch die Nutzung von Kernenergie entstehen radioaktive Abfallprodukte.** Hinzukommen die unversicherten Risiken von Unfällen, Terroranschläge und Missbrauchs bei der Urananreicherung für den Bau von Kernwaffen. Die Kosten trägt im Schadensfall die Gesellschaft. Zusätzlich bedarf es Polizeischutz bei Castortransporten. Außerdem bleibt die Frage der Endlagerung des Atommülls offen, die in Deutschland nicht abschließend geklärt ist. Auch hier wird ein wesentlicher Teil der Kosten von der Gesellschaft getragen [62].

Der Betrieb **Erneuerbarer Energien** Anlagen zur Stromerzeugung ist weitestgehend emissionsfrei. Externe Kosten fallen bei der Fertigung und Installation der Komponenten an. Im Betrieb entstehen externe Kosten wie auch bei allen Energieträgern durch Landschaftsverbrauch, Entsorgung und Rückbau der Anlagen sowie Lärm [62].

Der aktuelle Versuch, zumindest einzupreisen, Durch den **Europäische Emissionshandel** (EU ETS), wird seit einem Jahrzehnt zumindest versucht, den CO<sub>2</sub>-Ausstoß in der Energieversorgung der Industrie einzupreisen. Der Handel gibt die in einem Jahr maximal zu emittierende CO<sub>2</sub>-Obergrenze von Anlagen mit einer Feuerungsleistung von mehr als 20MW vor. Neben kostenlosen Zuteilungen von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten für einige Branchen muss für jede emittierte Tonne CO<sub>2</sub> ein Zertifikat erworben werden. Die Preisbildung ergibt sich hierbei durch Angebot und Nachfrage [63].

Kritisiert wird am Europäischen Emissionshandel vor allem der mit aktuell rund 20€/t zu niedrige Preis und die nicht stattfindende Anwendung auf die Sektoren Verkehr und Wärme [63]. **Die uneinheitliche CO<sub>2</sub>-Bepreisung wird zunehmend zu einem Hemmnis für innovative Technologien**, insbesondere in Hinblick auf die steigende Bedeutung der Sektorenkopplung und den Ausbau kleinerer Anlagen. Durch die Markteinführung von Technologien mit geringeren Emissionen ohne Anpassung der Gesamt-

menge im Emissionshandel, sinken die Preise der EU-Emissionszertifikate und damit auch die Marktchancen für Low Carbon Technologies. Innovationen benötigen jedoch langfristig sichere Rahmenbedingungen [63].

### **Kostenverzerrungen im Status Quo**

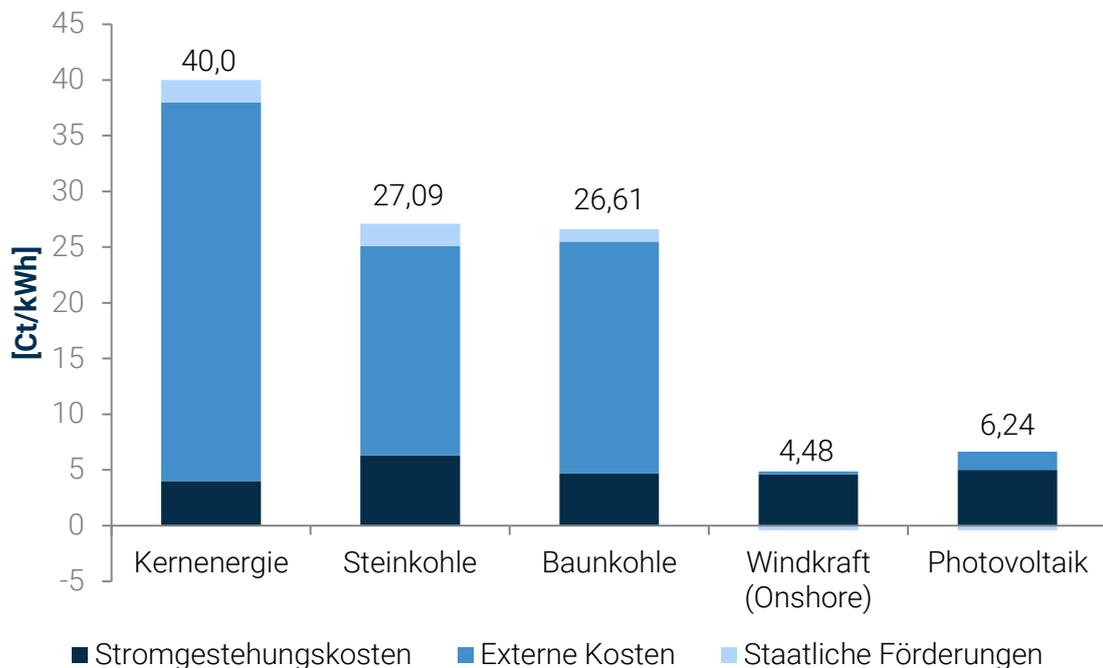
Die deutsche Bundesregierung hat sich 2010 darauf festgelegt, die Treibhausgasemissionen in Deutschland bis 2050 um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 zu reduzieren. Um dieses Ziel zu erreichen, sind in allen Teilen der Gesellschaft Transformationen zur Treibhausgasneutralität und zur Ressourcenschonung nötig [64].

**Die mit der Energiesystemwende verbundenen Kosten müssen jedoch konsistent und verteilungsgerecht getragen werden [62], [65]. Besondere Beachtung gilt dabei den sozialen Verteilungseffekten und gerade aus ökologischer Sicht dem Verursacherprinzip.**

Neben den externen Kosten ist im aktuellen Energiesystem auch die Nicht-Internalisierung externer Effekte ein Problem. Dies führt unter anderem dazu, dass fossile Energieträger vermeintlich günstiger sind als Erneuerbare Energien [69]. Auch staatliche Förderungen und Regelungen mit Subventionscharakter – wie etwa die Ausnahme des Stein- und Braunkohlebergbaus von der Förderabgabe nach Bundesberggesetz und Wasserentnahmeentgelten – verzerren den Stromerzeugungsmarkt zugunsten konventioneller Energieträger.

**Abbildung 11: Gesamtgesellschaftliche Kosten der Stromerzeugung in Deutschland (2018)**

Eigene Darstellung nach FÖS [69], Fraunhofer ISE [70] und UBA [71]



Die **Verursachergerechtigkeit** beschreibt einen Zustand in dem nach dem Verursachungsprinzip alle Kosten, die infolge eines Tuns oder Unterlassens entstehen, von den Verursachern getragen werden [66] – also den Zustand einer möglichst vollständigen Kosteninternalisierung [67].

Im Zuge der **Verteilungsgerechtigkeit** soll durch Verteilungsregeln dafür gesorgt werden, dass einkommensschwache Haushalte nicht überbelastet werden und Stärkere hingegen einen größeren Anteil tragen. Dabei wird Gerechtigkeit nur erreicht, wenn diese Regeln allgemein als gerecht anerkannt werden [65].

**Externe Kosten** sind Kosten, die nicht in der betriebswirtschaftlichen Kostenkalkulation des Verursachers auftauchen, sondern von der Gesellschaft getragen werden müssen. Sie fallen bei der heutigen Stromerzeugung insbesondere in Form von klimawandelbedingten Schäden und anderen Umweltbelastungen wie der Verschlechterung der Luftqualität an. Entscheidend ist, dass externe Umweltschäden sich nicht mit dem Verursacherprinzip vereinbaren lassen und die unterschiedlichsten Akteure und Bevölkerungsteile betroffen sein können [68].

Die **gesamtgesellschaftlichen Kosten der Stromerzeugung** setzen sich aus den Bestandteilen Marktwert des Stroms (Verkaufspreis), der staatlichen Förderung (Finanzhilfe und Steuervergütung) und den externen Kosten zusammen [69].

In Abbildung 11 sind die addierten Kosten zusammengetragen. Zur Vergleichbarkeit des Marktwertes werden die Stromgestehungskosten verwendet. Bezüglich der staatlichen Förderungen wurden nur solche mit Auswirkungen auf den Staatshaushalt berücksichtigt. Die

Berechnung der externen Kosten beruhen auf der Methodenkonvention des Umweltbundesamtes [71].

Rechnet man den Energieträgern neben den Erzeugungskosten auch die Kosten durch staatliche Förderungen und externe Kosten zu, würden die Erneuerbaren Energien bereits heute einen Kostenvorteil besitzen. Vergleicht man zusätzlich Neuanlagen untereinander, greift dieser Effekt umso mehr. Daher empfiehlt sich der Ansatz einer Internalisierung der externen Effekte im Energiesektor [63].

**These:** Zur EnergieSystemWende gehört eine ganzheitliche Kostenbetrachtung für einen fairen Wettbewerb der unterschiedlichen Erzeugungstechnologien.

## Lösungsansätze zur Umwelt

**Eine ausreichend hohe und einheitliche Bepreisung von CO<sub>2</sub>-Emissionen in allen Sektoren und der Abbau von umweltschädlichen Subventionen ermöglicht es, Anreize für Investitionen in Technologien und die Nutzung emissionsarmer Energieträger zu schaffen [69]. Im Wettbewerb mit den konventionellen Technologien und fossilen Energieträgern können die Technologien und Energieträger mit niedrigen CO<sub>2</sub>-Emissionen so auch ohne weitere staatliche Förderungen stärker zum Einsatz kommen [64], [71].**

Für die Umsetzung der Bepreisungsinstrumente gibt es verschiedene

Optionen. Direkt Steuern auf CO<sub>2</sub>-Emissionen oder CO<sub>2</sub>-Zertifikate zu erheben kommt nach derzeit herrschender Rechtsauffassung nicht in Betracht) [64].

Eine Möglichkeit ist ein nationaler **CO<sub>2</sub>-Mindestpreis**, der den Europäischen Emissionshandel ergänzt. Dieser würde ein Mindestniveau der Internalisierung externer Kosten sicherstellen und zur Verbesserung der Verursachergerechtigkeit beitragen. Das Prinzip der Preisbildung ausschließlich durch Verknappung und Handel würde jedoch unterlaufen werden. Auch die Sektoren Wärme und Verkehr blieben weiterhin außen vor [65].

In einigen europäischen Ländern wie Dänemark, Finnland und Frankreich besteht bereits eine **CO<sub>2</sub>-Abgabe**. In der Schweiz besteht seit 2008 eine CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossile Brennstoffe, die zur Wärmeerzeugung oder in Kraftwerken zur Stromerzeugung eingesetzt werden. 2016 betrug diese 77 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Diese Abgabe orientiert sich mit hohem Preis und der sektorenübergreifenden Anwendung an der Verursachergerechtigkeit. Nicht geklärt ist hingegen die Frage der Verteilungsgerechtigkeit, denn in dem Schweizer Modell werden zwei Drittel der Einnahmen über den Krankenkassenbeitrag unabhängig von Verbrauch und Gehalt einer Person oder eines Unternehmens zurückerstattet. Wie genau die Einnahmen an die Bevölkerung und Unternehmen zurückfließen können und inwieweit soziale und ökonomische Kriterien dabei berücksichtigt werden sollten, wird derzeit erforscht [65].

Bei einer CO<sub>2</sub>-Abgabe bestehen laut dem Umweltbundesamt keine verfassungsrechtlichen Bedenken, auch wenn der rechtliche Spielraum nicht eindeutig ist [64]. Die Verknüpfung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe mit einer Energiesteuer ermöglicht es, die Klimaschädlichkeit in den Strompreisen widerzuspiegeln. Würde in Folge dessen diejenigen, die mehr CO<sub>2</sub> ausstoßen, stärker finanziell belastet, wäre dies verursachergerecht. Negative Wirkung

hingegen kann eine CO<sub>2</sub>-Abgabe auf die Verteilungsgerechtigkeit haben. Denn je nach Einkommen und Möglichkeiten zur Verhaltensänderung kann eine solche Steuer Einkommensschwächere stärker belasten [65].

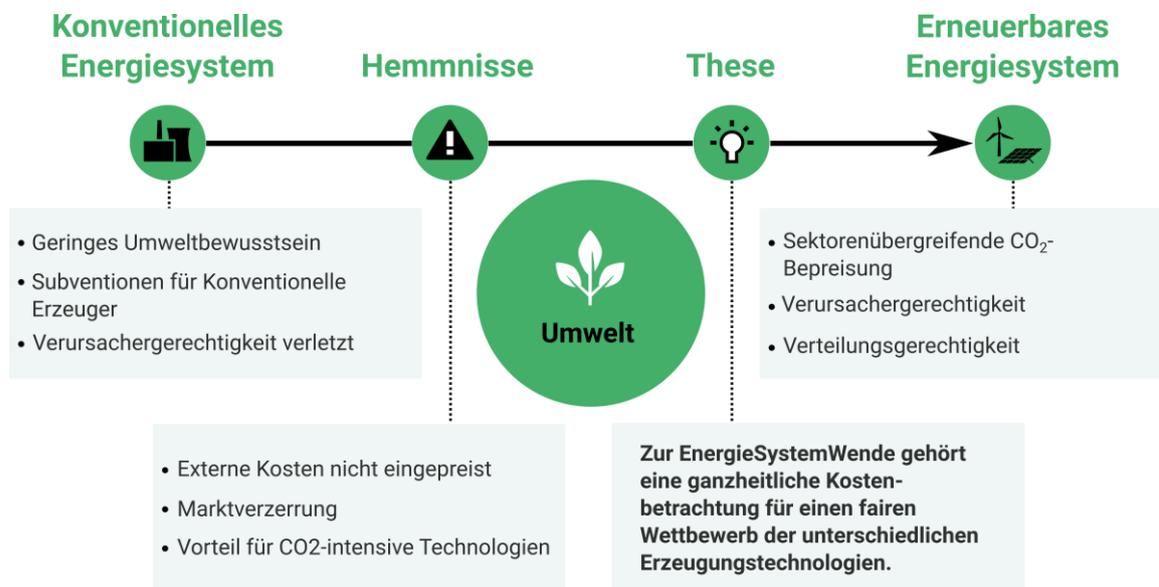
**Durch eine gezielte Verwendung der Einnahmen kann der stärkeren Belastung von Einkommensschwächeren entgegengesteuert werden und eine CO<sub>2</sub>-Abgabe Verursachergerecht und Verteilungsgerecht gestaltet werden.**

Modellrechnungen zeigen, dass eine zusätzliche CO<sub>2</sub>-Abgabe dabei hilft, die Klimaziele für 2030 und 2050 noch zu erreichen. Auch aus volkswirtschaftlicher Perspektive wird die Einhaltung des Emissionsbudgets am effizientesten durch eine nationale CO<sub>2</sub>-Abgabe erreicht [64].

Die Maßnahmen umzusetzen ist möglich und es ist für ein Erneuerbares Energiesystem notwendig, die externen Effekte zu internalisieren. Die bestehenden Abgabestrukturen, die weitestgehend noch den Denk- und Sichtweisen des Konventionellen Energiesystems entsprechen, führen weder zu einer Verursacher-, noch zu einer Verteilungsgerechtigkeit. Abbildung 12 fasst die aktuelle Situation sowie die strukturellen Hemmnisse und die Lösungsmöglichkeiten zusammen.

**Abbildung 12: Energiesystemwende im Bereich Umwelt**

Eigene Darstellung



## 2.2 Technik

Die Veränderungen im Energiesystem ergeben sich hauptsächlich durch die neuen Technologien. Um dies zu verdeutlichen werden die Wechselwirkungen zwischen der Ausgestaltung des Energiesystems und den jeweils genutzten Technologien erläutert und aufgezeigt, an welchen Elementen gearbeitet werden kann, um eine innovative Energiesystemwende zu gestalten.

**Im Wesentlichen kommt es darauf an, dass eine Anpassung des Stromsystems an die neuen Strukturen stattfindet, um den neuen Flexibilitätsanforderungen gerecht zu werden.** Für die bestehende Netzinfrastruktur, die ursprünglich für ein Stromsystem basierend auf konventionellen Großkraftwerken ausgelegt war, bringen diese Änderungen sowohl neue strukturelle als auch betriebliche Herausforderungen mit sich [30].

### Neue Technologie im Konventionellen System

Wie in Kapitel 1 beschrieben, kommt es mit dem Zubau dezentraler Erneuerbarer Erzeuger zu einer **Verschiebung der Erzeugungsstruktur**. Die Erzeugung findet auf größeren Flächen verteilt statt und deckt sich sowohl räumlich als auch zeitlich nicht immer mit der Verbrauchsstruktur. Die Einspeisung findet auch auf Verteilnetzebene statt, was zu bidirektionalen Lastflüssen führt.

Außerdem unterscheiden sich die Erzeuger des Konventionellen und Erneuerbaren Systems in ihren technischen Eigenschaften stark voneinander. Im Konventionellen System basierte die Energieversorgung vor allem auf thermischen Großkraftwerken, bei denen die Umwandlung der Energie über **Synchrongeneratoren** erfolgt. Diese setzen sich aus Rotor und Stator zusammen, wobei der Rotor bei der Stromerzeugung in einer bestimmten Frequenz im Stator rotiert [72]. Diese Frequenz ist gleichzeitig eine Eigenschaft des elektrischen Netzes und beträgt in Deutschland bei ausgeglichener Erzeugung und Verbrauch 50 Hertz, was 50 Umdrehungen pro Sekunde entspricht. Bei größerer Erzeugung als Last am Netz steigt die Frequenz an. Umgekehrt sinkt die Frequenz, wenn die Last höher ist als die Erzeugung. Synchrongeneratoren erfüllen im Konventionellen System die systemrelevanten Aufgaben der Frequenz- und Spannungshaltung und stabilisieren mit ihren **rotierenden Massen** das System [72]. Kleinere Erneuerbare Erzeuger dagegen speisen über **Wechselrichter** Strom in das elektrische Netz ein und orientieren sich in der aktuellen Implementierung an Spannung und Frequenz, die durch das Netz vorgegeben werden. Diese neue Technologie verändert somit die Dynamik des Netzes.

Eine weitere technische Entwicklung, die neue Möglichkeiten zur sicheren Netznutzung und Einbindung bestimmter Flexibilitätsoptionen bietet, ist die **Digitalisierung**. Die Entwicklung hin zu einer dezentralen Erzeugungsstruktur bedeutet auch größere Komplexität mit hohem Automatisierungsbedarf. Für einen intelligenten Netzbetrieb müssen entsprechende Datenmengen erhoben und ausgetauscht werden, wozu eine verlässliche **Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT)** notwendig ist. IKT kann dabei sowohl Netzbetreiber als auch Marktteilnehmer mit notwendigen Daten versorgen. Des Weiteren bietet IKT sowohl die Möglichkeit einer Vernetzung einzelner dezentraler Erzeugungsanlagen zu „virtuellen Kraftwerken“ als auch eine optimale Abstimmung von Verbrauchsverhalten und Speichern [73]. Die Verknüpfung von IKT und intelligenter Steuerung ermöglicht außerdem weitere Konzepte wie **Smart Cities** und **Smart Homes** mit direkter Interaktion zwischen Stromkunden und die intelligente Vernetzung von Strom-, Wärme- und Verkehrssektor [73]. Die Digitalisierung und IKT leisten damit zwar keinen direkten Beitrag zu Klimazielen, können aber zur effizienten Einbindung dezentraler Energietechniken beitragen.

### **Potenzial neuer Technologien im Status Quo nicht ausgeschöpft**

Die **Verschiebung der Erzeugungsstruktur** und das Fehlen von Marktgebieten in Deutschland (siehe Kapitel 2.3) führt unter anderem dazu, dass

**Smart Cities** stellen einen besiedelten Raum dar, in dem ökologisch, sozial und ökonomisch nachhaltige Produkte, Dienstleistungen, Technologien, Prozesse und Infrastrukturen angewendet werden, häufig unterstützt durch hochintegrierte und vernetzte Informations- und Kommunikationstechnologien [74].

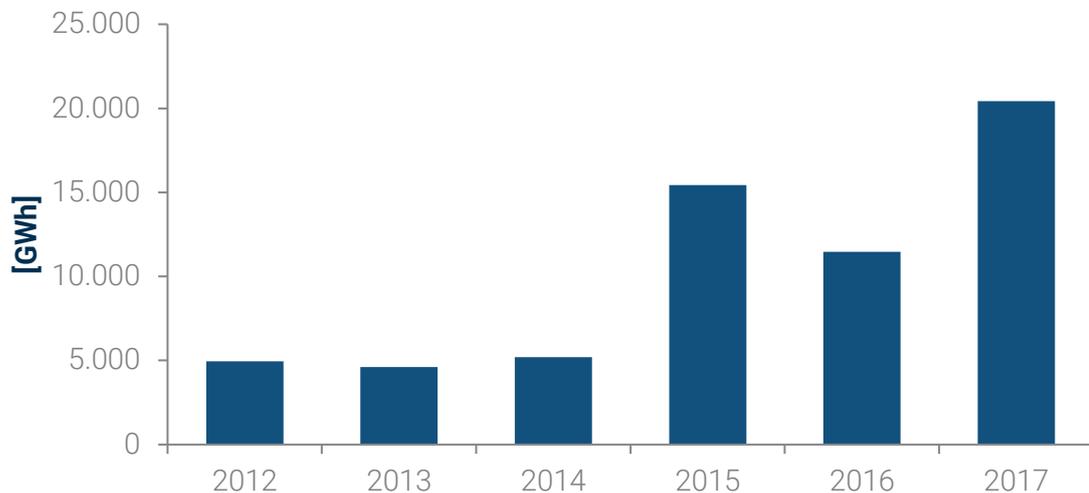
Bei der **Lastflusssteuerung** erfolgt zur Entlastung von hoch belasteten Leitungen durch lastflusssteuernde Elemente (Querregler) eine Vergleichmäßigung der Lastflüsse im Netz und damit verbunden eine bessere Auslastung der Betriebsmittel [29].

**Zu- und Abschaltbare Lasten** sind Stromverbraucher (Lasten) die durch Übertragungsnetzbetreiber steuerbar sind, wodurch diese die Möglichkeit haben durch Abruf dieser Lasten die Netzbelastung zu verändern [75] , [35].

elektrische Energie im Verteilnetz lokal nicht abgenommen werden kann. Somit kommt es zu Rückeinspeisungen in das Übertragungsnetz. Dieses Phänomen tritt immer häufiger auf. Durch die neuen Strukturen und Gegebenheiten können einige elektrische Betriebsmittel die erforderlichen Strommengen nicht übertragen, wodurch Netzengpässe entstehen [29]. **Fehlende Übertragungskapazität und Flexibilität** im Netz werden immer wieder gegen einen weiteren Ausbau von EE ins

**Abbildung 13: Entwicklung der Redispatch Maßnahmen im deutschen Übertragungsnetz**

Eigene Darstellung nach BNetzA [76]



Feld geführt und hemmen so die Transformation zu einem nachhaltigen Erneuerbaren Energiesystem. Gleichzeitig dominiert noch die alte Denkweise des Konventionellen Energiesystems, nach der Flexibilitätsbedarfe maßgeblich über (zusätzliche) Netzkapazitäten gedeckt werden sollen [32].

Um einen sicheren und zuverlässigen Systembetrieb zu gewährleisten, müssen Netzbetreiber, sobald die Gefahr einer Überlastung besteht, Maßnahmen ergreifen. Dafür steht den Betreibern eine Auswahl an markt- und netzbezogenen Maßnahmen für das **Engpassmanagement** zur Verfügung. Dazu zählen unter anderem die Netzschtaltung zur Lastflusssteuerung, zu- und abschaltbare Lasten- und Redispatch-Maßnahmen sowie das Einspeisemanagement von Erneuerbaren Energien und Kraft-Wärme-Kopplung [29], [35].

Die **Kosten für die Durchführung der Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen** betragen 2017 knapp 1,4 Milliarden Euro [35]. Allein die Kosten für Redispatch-Maßnahmen betragen 402,5 Millionen Euro im Jahr 2015. Die Entwicklung der Redispatch-Maßnahmen ist in Abbildung 13 zu erkennen. Da die Netzbetreiber die anfallenden Kosten über die Netzentgelte auf die Netznutzer umlegen, ergeben sich zunehmende Akzeptanzprobleme in der Bevölkerung für den Systemumbau der Energiewende [29]. Auf diese wird im Abschnitt Gesellschaft 2.4 weiter eingegangen.

Um vermehrt Strom aus Erneuerbaren Energien in das Netz zu integrieren, ohne dass die Kosten dafür durch das Engpassmanagement unverhältnismäßig hoch werden, ist der Ausbau von Flexibilitätsoptionen nötig. Eine Flexibilitätsoption sind **Stromspeicher**. Da diese eine neuere Technologieform

(im Vergleich zu den 1950er- bis 1990er-Jahren) sind, passen sie schwerer in die alten Strukturen. Noch gibt es keinen neuen regulatorischen Rahmen für Speicher im Allgemeinen. Bisher werden Speicher regulatorisch bei der Einspeicherung als Letztverbraucher und bei der Ausspeicherung als Stromerzeugungsanlage angesehen [53]. Hierdurch wird diese Flexibilitätsoption oftmals unwirtschaftlich und es entsteht kein Anreiz, diese einzusetzen. Speicher sollten aber als ein „zeitliches Verzögerungselement, das als flexibles Werkzeug im System eingesetzt werden kann“ gesehen werden [77]. Die Rechtsgrundlage ist auch für viele weitere Flexibilisierungsoptionen undurchsichtig, was langfristige Planungen erschwert.

**Neben fehlenden Flexibilitäten im Netz können auch nicht ausreichend zur Verfügung gestellte Systemdienstleistungen zum Problem werden.** Diese werden bisher von großen Synchrongeneratoren übernommen, die allerdings mit Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien zukünftig weniger werden. Sowohl Windenergie- als auch Photovoltaikanlagen speisen Strom über **Wechselrichter** ins Netz ein. Das Verhalten von Wechselrichtern wird maßgeblich bestimmt durch das implementierte Regelkonzept. Bisher werden diese Bauteile vor allem netzgeführt eingesetzt, was bedeutet, dass sie der vom Netz (durch Synchrongeneratoren) vorgegebenen Spannung und Frequenz folgen [72]. Sie

können in dieser Form nur begrenzt Systemdienstleistungen der Frequenz- und Spannungshaltung übernehmen.

Wechselrichter sind außerdem keine rotierenden Massen, womit auch der Stabilisierungseffekt nicht in derselben Form gegeben ist wie bei Synchrongeneratoren. **Mit abnehmenden rotierenden Massen im Netz besteht die Gefahr, dass bei großen Erzeugungs- oder Lastsprüngen Schwankungen in der Netzfrequenz auftreten, die die Systemstabilität gefährden können** [72], [78].

Auch bei der **Digitalisierung** als möglichem Hilfsmittel der Flexibilisierung kommt es zu bisher nicht vollständig gelösten Problematiken. Die Digitalisierung in Kombination mit Informations- und Kommunikationstechnologien greift zum Teil direkt in den Alltag ein. Da die gesammelten Daten Aufschluss über Verhalten und Bewegungsmuster eines Einzelnen geben können, wird die Frage der Datenverwertung, -nutzung und -speicherung aufgeworfen. Daher stehen in Hinblick auf die Digitalisierung die **Datensparsamkeit**, der **Datenschutz** und die Verhältnismäßigkeit von Kosten und Nutzen im Fokus. Auch sieht das Digitalisierungsgesetz keinen flächendeckenden Smart Meter Rollout vor und die anfallenden Kosten stehen nicht im Verhältnis zum Nutzen (Einbaupflicht besteht bei Letztverbrauchern ab Jahresverbrauch von 6.000 kWh und Erzeugungseinheiten ab installierter Leistung von 7 kW) [18]

**These:** Zur EnergieSystemWende gehören Regulatorien für neue Technologien und das technologische Potenzial muss vollständig ausgeschöpft werden.

## Lösungsansätze zur Technik

**In einem Erneuerbaren Energiesystem muss der regulatorische Rahmen verbessert werden, um den Einsatz und die Forschung an innovativen Technologien zu fördern, statt Anreize für den konventionellen Netzausbau zu setzen.**

Zum Umgang mit der Verschiebung der Erzeugungs- und Laststruktur gehören ein **netzdienlich geregelter Einsatz von Erzeugung und Verbrauch** sowie **kosteneffiziente und umweltverträgliche Konzepte zur Bereitstellung von Regelleistung bei Abweichungen** von Erzeugung und Verbrauch. Dazu gehört die Teilnahme von Photovoltaik- und Windanlagen, Blockheizkraftwerken, Großbatterien sowie flexiblen Verbrauchern am Regelleistungsmarkt [79]. Aktuell besteht Regelleistung in Deutschland aus dem Strom schnell startender, meist konventioneller, Kraftwerke oder aus der Trennung von Verbrauchern vom Netz per Laststeuerung. Auf tieferen Ebenen ist jedoch die Anpassung der Infrastruktur, also ein Netzausbau, für die Aufnahme höherer EE-Anteile erforderlich [80].

Um die Abregelung von EE-Anlagen zu verringern oder gar zu vermeiden, können Flexibilitätsoptionen genutzt werden.

**Kurzfristige Flexibilität können dabei stationäre elektrische Speicher wie Batterien, die Ausweitung des Demand Side Managements, sowie zentrale und dezentrale thermische Speicher und Power-to-X Anlagen bereitstellen.**

Stromspeicher müssen eine tragende Säule im System werden [77, 85]. Gemäß dem NOVA-Prinzip (Netzoptimierung vor Ausbau) sollten Flexibilitäten verstärkt eingesetzt werden und so die Kosten mithilfe von Transparenz und Wettbewerb optimiert werden. Neue Rahmenbedingungen sind elementar für eine erfolgreiche Integration von Speichern. Dazu gehört die regulatorische Verankerung von Speichern außerhalb des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) [77].

Auch die Flexibilisierung bestehender Anlagen durch Reduzierung der Minimalleistung sowie einer erhöhten Änderungsgeschwindigkeit der Erzeugung können kurzfristig zur Flexibilisierung des Systems beitragen [80]. **Die Versorgungssicherheit kann durch regelbare Kraftwerke gewährleistet werden** – in einem Erneuerbaren Energiesystem durch flexible Gaskraftwerke und Gasturbinen (60 bis 130 GW), zunächst mit Erdgas und später mit synthetischem Gas aus EE.

**Hierfür muss die Forschung und Entwicklung bezüglich Power-to-X Technologien vorangetrieben werden** [80]. Dafür benötigt es eine neue Verflechtung von Markt und Technik sowie europäisch abgestimmte Marktstrategien. Auch der Verkehrssektor muss auf neue Energieträger umgestellt werden. Mit Hilfe von regulatorischen Instrumenten können elektrische und gasförmige CO<sub>2</sub>-neutrale Kraftstoffe zum Antrieb gefördert werden. **Die Elektromobilität im Personen- sowie öffentlichen Nahverkehr muss systematisch ermöglicht und gestärkt werden.**

**Das heutige System an Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen muss grundlegend reformiert werden, um einen netzdienlichen Einsatz der Flexibilitätsoptionen zu ermöglichen**, etwa um die Refinanzierbarkeit von regelbaren Kraftwerken mit niedrigen Betriebsstunden sicherzustellen.

Für die Netzstabilität im Erneuerbaren Energiesystem ist es erforderlich, **alternative Regelkonzepte für Wechselrichter** zu erforschen, um den Wegfall der großen Synchrongeneratoren und rotierenden Massen am Netz kompensieren zu können [72], [81]. Denn bei höheren Anteilen an Erneuerbaren Energien im Energiesystem müssen diese zunehmend auch Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen und zur Frequenz- und Spannungshaltung beitragen. Eine mögliche Lösung dieser Problematiken sind **selbstgeführte Wechselrichter**, die Spannung und Frequenz eigenständig

halten können und dafür keine Vorgaben aus dem Netz brauchen [82], [83]. Der Einsatz in unabhängigen Inseln Systemen wurde bereits erprobt. Es bleibt aber zu untersuchen, wie sich eine Vielzahl durch selbstgeführte Wechselrichter einspeisende Erzeugungsanlagen in größeren Verbänden verhalten. **Außerdem existieren Regelkonzepte, in denen rotierende Massen nachempfunden werden**, um so zur Stabilisierung des Systems beizutragen [81]. Auch hier bedarf es weiterer Forschung, um eine sichere Versorgung auf Basis Erneuerbarer Energien gewährleisten zu können.

**Ein neuer Ansatz im Zuge der Digitalisierung sind Smart Grids und Smart Markets.** Diese bilden eine Infrastruktur mit der notwendigen Sensorik, um Netzzustände in Echtzeit zu erfassen. Bestandteile dieser Struktur sind verbesserte Informations- und Kommunikationstechnologien sowie intelligente Zähler zur Messwerterfassung und eine geeignete Kommunikationsinfrastruktur zur Verarbeitung und Verteilung der benötigten Daten. Auch die Automatisierungstechnik sowie Technik zur Regelung und Steuerung sind Teil eines Smart Grids. Auch wenn das heutige Netz bereits teilweise smart ist, etwa im Bereich des Monitorings, muss der Begriff über die intelligente Netzinfrastruktur hinausgehen. **Ein Konzept zur Integration von Erneuerbaren Energien bei Aufrechterhaltung der Systemstabilität geht mit der Verflechtung von Markt und Netztopologie einher** [18].

Ein **Smart Grid** ist ein konventionelles Stromnetz erweitert durch Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel- und Automatisierungstechnik sowie IT-Komponenten, die die Erfassung von Netzzuständen in „Echtzeit“ ermöglichen, um eine Steuerung und Regelung der Netze für eine vollständige Nutzung der Netzkapazität zu gewährleisten [84].

Um Anreize zu schaffen, den Verbrauch an die aktuelle Erzeugungssituation anzupassen und weitere Maßnahmen, etwa die Bereitstellung von Regelenergie durch EE, zu ermöglichen, spielen zeitaufgelöste Informationen von Erzeugung und Verbrauch sowie **variable Tarife** eine entscheidende Rolle. Durch diese Tarife, bei denen der aktuelle Strompreis gespiegelt wird, werden Steuerungssignale für den Verbrauch gegeben. **Den nötigen Transport von Marktsignalen zu Erzeugern und Verbrauchern ermöglichen intelligente Energie- und Messsysteme wie Smart Meter Einheiten.** Diese bestehen aus einem intelligenten Zähler und einem Gateway als Kommunikationseinheit. Es gilt hier jedoch, den Datenschutz zu gewährleisten [18].

Weiterhin ergeben sich durch die Digitalisierung und umfassende Entwicklungen in der IKT neue echtzeitgemäße Koordinationsmöglichkeiten zwischen Akteuren. Diese Entwicklungen besitzen das Potenzial, Kosten zu senken und Skalennachteile zu kompensieren [80].

**Forschung und Entwicklung für Effizienzgewinne, Energiesystemforschung und Erneuerbare Energien im Allgemeinen müssen stärker gefördert werden.**

Hierbei sind ebenfalls langfristige planbare Rahmenbedingungen nötig [80]. Ein zu großer Fokus auf Technologien wie CCS kann jedoch zu einer nachteiligen Verlagerung von Subventionen und Fördergeldern gegenüber der Dekarbonisierung der Erzeugung führen. Außerdem könnte die Möglichkeit, ausgestoßenes CO<sub>2</sub> nachträglich zu binden, die Dringlichkeit einer Energiesystemwende geringer erscheinen lassen.

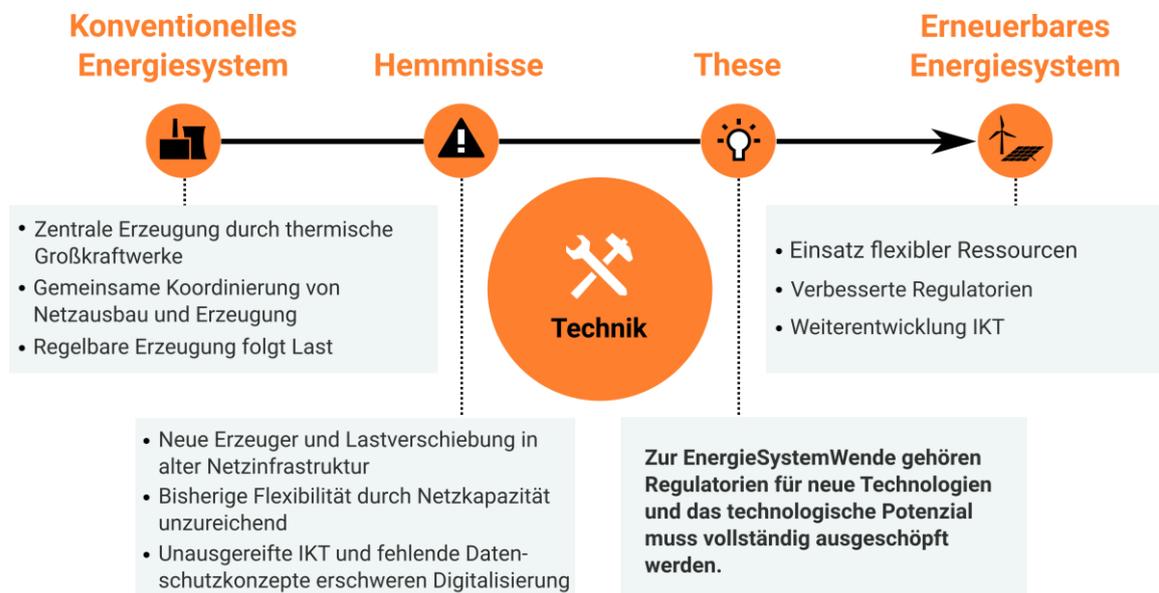
Wie diese Beispiele technologischer Innovationen und Einsatzmöglichkeiten zeigen, ist das Potenzial da, um den Anforderungen des Erneuerbaren Energiesystems gerecht zu werden. Auf der einen Seite verhindert die Regulatorik des Konventionellen Energiesystems den Einsatz bereits ausgereifter neuer Technologien, wie das bei Speichern der Fall ist. An anderen Stellen besteht noch Forschungsbedarf. Politisch gesetzte Anreize sind unabdingbar.

**Ein Erneuerbares Energiesystem benötigt flexible Ressourcen, emissionsarme Technologien und dazu passende Regularien.**

Der Versuch, neue Technologien lediglich in bestehende Strukturen zu integrieren, führt hingegen nicht zu einer Transformation des Energiesystems. Abbildung 14 fasst die aktuelle Situation sowie die strukturellen Hemmnisse und die Lösungsmöglichkeiten zusammen.

**Abbildung 14: EnergieSystemWende im Bereich Technik**

Eigene Darstellung



## 2.3 Wirtschaft

Das wirtschaftliche System setzt Anreize für Investitionen und Verbraucherentscheidungen und hat entscheidenden Einfluss darauf, welche Technologien und Geschäftsmodelle sich im Markt durchsetzen. Die richtige Ausgestaltung der wirtschaftlichen Aspekte des Energiesystems ist daher essentiell für eine erfolgreiche Transformation.

Zur Verdeutlichung wird erläutert, wie sich die Ausgestaltung des Marktes auf das aktuelle Energiesystem auswirkt und an welchen Elementen gearbeitet werden kann, um eine volkswirtschaftlich sinnvolle Energiewende zu gestalten.

### Das Marktdesign im Konventionellen System

Die wesentlichen Strukturen des Energiemarktes basieren bis heute auf einem zentralen System in dem jede kWh auf einem zentralen Markt gehandelt werden kann. Die dezentralen (privaten) Erzeugungsanlagen werden ebenfalls über den zentralen Markt geregelt. Wie in Kapitel 1 beschrieben, fand jedoch in den letzten Jahren eine Verschiebung der Erzeugung von einigen Hundert großen Kraftwerken zu Millionen kleiner Erzeugungsanlagen statt [85].

Die Anpassung des Stromnetzes auf den wachsenden Stromverbrauch und die Entwicklungen des Kraftwerkparks in der zweiten Hälfte des 20. Jahrhunderts haben in Deutschland gemäß den

Anforderungen des Konventionellen Energiesystems weitestgehend zu einer Engpassfreiheit geführt. Die Kraftwerke mit den niedrigsten Kosten haben die Stromnachfrage gedeckt, ohne dass dabei auf die Infrastruktur geachtet werden musste. Die Verteilung der Energie im Konventionellen System folgte dabei einer Top-Down-Struktur [18].

### Entwicklungen im Energiemarkt

Die zunehmende Integration von volatilen Erneuerbaren Energien in das Energiesystem führt zu einem verstärkten Bedarf von Flexibilitäten. Verschiedene Optionen existieren bereits, um die volatile Stromerzeugung auszugleichen. Während einige Optionen technisch noch nicht ausgereift sind, scheitern andere am aktuellen Marktsystem. Im Folgenden wird die Entwicklung des Energiemarktes an der Kupferplattenlogik und der Ausgestaltung der Netzentgeltsystematik veranschaulicht.

**Der heutige Energiemarkt ist nach wie vor maßgeblich davon geprägt, dass er vom Konzept der Kupferplatte ausgeht. Dies bedeutet, dass das Netz bundesweit als frei von Engpässen und Restriktionen angenommen wird. Der Handel erfolgt daher losgelöst von physikalischen Restriktionen und Gegebenheiten – eine Trennung von Markt- und Netzsphäre [86].** Unter der Prämisse des Kupferplattengedankens herrscht in Deutschland derzeit ein Preis-

system mit einem Strompreis. So gibt es in Deutschland einen Strompreis, der gebildet wird, ohne auf Netzengpässe und ähnliches zu achten. Daraus ergibt sich, dass ein Strompreis für ganz Deutschland einheitlich gebildet wird.

Aus Marktsicht gibt es somit keine begrenzten Transportkapazitäten. Stromabnehmer und -erzeuger agieren am Markt losgelöst von physikalischen Restriktionen. Allerdings existiert physikalisch kein uneingeschränkter Stromtransport, da die Netze nur eine begrenzte Kapazität aufweisen, das heißt, die Leitung kann Strom nur bis zu einer bestimmten Strommenge aufnehmen und nicht verlustfrei transportieren [87]. Als Folge der Loslösung des Transportsystems vom Markt besteht die Notwendigkeit eines starken Netzausbaus, um Probleme wie Engpässe zu vermeiden. Die auftretenden Engpässe werden dann nachträglich durch Redispatch und Einspeisemanagement gelöst.

Ein weiterer Aspekt der wirtschaftlichen Betrachtung des aktuellen Systems sind die Abgaben und Umlagen, die auf den Strompreis entfallen, im Speziellen die **Netzentgelte**. Diese hatten 2018 einen Anteil von 23 Prozent am Strompreis für Haushaltskunden [38]. Das heutige Netzentgelt ist ein Zweitarifsystem aus einem Leistungspreis für die bezogene Leistung und einem Arbeitspreis für die bezogenen Strommengen. Für die Kleinverbraucher mit sogenanntem

Standardlastprofil wird in der Regel kein Leistungspreis erhoben. Hier kommen ein Arbeitspreis und gegebenenfalls ein Grundpreis zum Tragen [52]. Die Umlegung der Netzkosten auf die Netznutzer in Form von Netzentgelten erfolgt in einem mehrstufigen System über die verschiedenen Spannungsebenen hinweg [52].

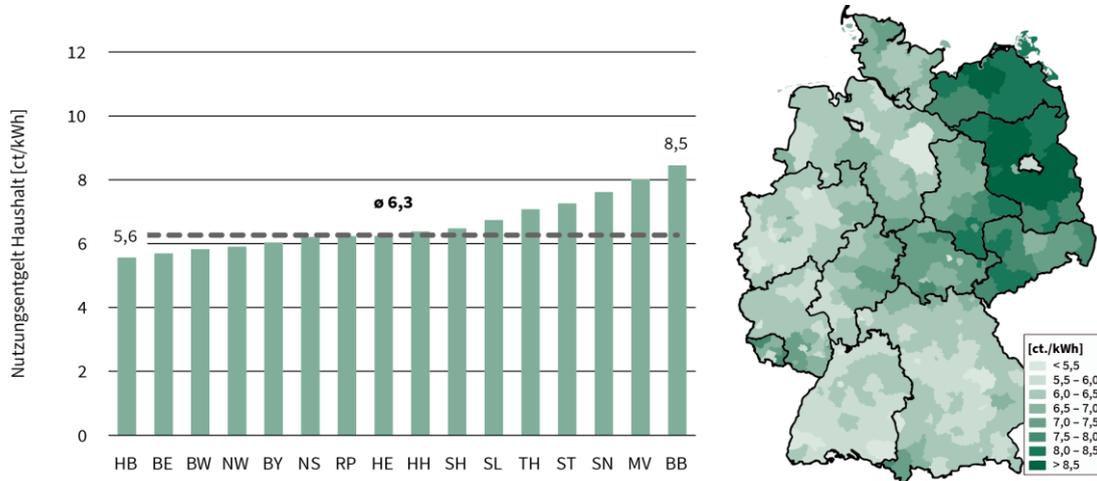
Zudem sind die Netzentgelte regional unterschiedlich verteilt (siehe Abbildung 15). Im Osten Deutschlands in den neuen Bundesländern sind die Netzentgelte am höchsten, da zum einen verstärkt Modernisierungsmaßnahmen durchgeführt wurden. Zum anderen spielen die geringere Bevölkerungsdichte, weniger ausgeprägte Industrie und eine geringere flächenbezogene Nachfrage eine Rolle. So sind in Städten die Entgelte tendenziell niedriger, da die Nachfragedichte höher ist. Auf Grundlage der Erlösobergrenze können die Verteil- und Übertragungsnetzbetreiber die Netznutzungsentgelte kalkulieren. Ebenfalls spielt der verstärkte Netzausbau eine Rolle durch die Anbindung von Offshore-Windanlagen im Norden und Stromnachfrage im Süden [40].

## **Fehlanreize im Status Quo**

**Die beschriebenen Strukturen und Dynamiken verfehlen eine Anreizsetzung hin zu einem dynamischen und flexiblen System, in dem die Erzeugung maßgeblich von Erneuerbaren Energien getragen wird.**

**Abbildung 15: Regionale Verteilung der Netzentgelte für Haushaltskunden (2014)**

Darstellung aus Hinz und Möst [40]



Mit der steigenden Anzahl an Netzengpässen (siehe Kapitel 2.2) steigt der Bedarf an regionalen Flexibilitäten. Die derzeitige Ausgestaltung als Kupferplatten-Konzept wird diesem Anspruch nicht gerecht. **Das Zusammenwachsen des europäischen Binnenmarktes führt zudem dazu, dass die Kupferplatte ein immer weniger passendes Bild ist.** Doch gemäß der Denklöge des Konventionellen Energiesystems wird die Kupferplatte als Voraussetzung eines funktionierenden Marktes gesehen und so wird von vielen Akteuren versucht, dieses Marktdesign zu erhalten.

Während früher auf Grund der vertikal integrierten Verbundunternehmen die Standortentscheidungen von Kraftwerken auf die Stromnetzkapazitäten und die Netzausbauplanung abgestimmt wurden, findet dies seit der Liberalisierung nicht mehr so statt. **Es erfolgt keine gemeinsame Koordinierung von Netzausbau und Erzeugung mehr** [18].

Zudem wird die **Standortauswahl** neuer Anlagen momentan an Faktoren wie Verkehrsanbindung, Gebäudekosten und Lohnkosten ausgerichtet – nicht aber, ob die Anlage dort netzdienlich ist. Es fallen keine Kosten für Anlagenbesitzer sowie Netzbetreiber an. Die entstehenden Kosten für das vermehrt nötige Engpassmanagement werden über die Netzentgelte finanziert. **Die höheren Kosten werden auf den Verbraucher über Netznutzungsentgelte abgewälzt. So erfolgt keine verursachergerechte Kostenverteilung** (siehe Kapitel 2.4).

**Im aktuellen System gibt es somit keinen Anreiz für eine netzdienliche Platzierung von Anlagen und Lasten**, also dort wo diese am meisten gebraucht werden [87]. Auch im Betrieb der Anlagen wird durch die einheitliche Bepreisung kein Anreiz gesetzt, Erzeugung und Verbrauch den physikalischen Restriktionen des Netzes anzupassen.

Darüber hinaus setzt auch die Ausgestaltung von staatlich induzierten Abgaben keine Anreize für einen weiteren Ausbau von Erneuerbaren Energien. So hemmt auch die Netzentgeltsystematik eine erfolgreiche Energiewende. Die Integration der EE hat die Netzentgelte ansteigen lassen und dies regional unterschiedlich. **Netzkosten durch EE-Zubau werden vor allem durch Endabnehmer in betroffenen Regionen mit starkem Zubau an Erneuerbaren Energien getragen und verursachen eine hohe Divergenz der Netzentgelte** [37]. Dies wird politisch schon adressiert und eine Reformationsnotwendigkeit der Netzentgeltregelung wird auch durch die entsprechende Niederschrift im Koalitionsvertrag verdeutlicht [88].

**Die heutige Netzentgeltsystematik betont einseitig die Auswirkungen der Stromentnahme durch die Verbraucher auf die Netzkosten.** Eine Analyse der Treiber der Netzkosten zeigt, dass die Netzkosten weniger stark von der tatsächlichen Stromentnahme getrieben werden, als es die heutige Entgeltstruktur abbildet. Speziell Kosten für die Bereitstellung des Netzanschlusses werden bisher kaum abgebildet [37]. Außerdem dämpfen die starren Umlagen die Preissignale des Strommarktes, was eine Anpassung des Verbrauchs an die aktuelle Erzeugungssituation hemmt. Insgesamt führt die fehlende Kostenorientierung der Netzentgelte zur Verzerrung des Nachfrageverhaltens und außerdem zu einer „Entsolidarisierung“. Auch das Potenzial der zeitlichen

Im Energie-Kontext wird der Begriff der **Entsolidarisierung** bei unterschiedlichen Fragestellungen verwendet. Hier bezieht es sich auf die Ausgestaltung der Abgaben, welche so gestaltet ist, dass ein eigenes Verbessern negative Auswirkungen auf die restlichen Abgabenzahler hat durch steigende Abgaben [18, 52].

Verschiebung der Nachfrage zur Reduktion der Netzkosten wird nicht ausgeschöpft [52].

Zusammenfassend scheitern neue Ansätze an den Grenzen und Fehlanreizen des Konventionellen Systems. Dies resultiert in vermehrten Engpässen, einer Hemmung des Ausbaus der EE und Ineffizienzen im System. Darüber hinaus fehlt die Koordination von Netzkosten, Einspeisung und Verbrauch und es besteht kein Anreiz für einen netzdienlichen Verbrauch und Betrieb.

Ein Marktdesign mit Berücksichtigung physikalischer Restriktionen, das heißt ohne Kupferplatte, führt zu einem stärkeren Anspruch auf eine bessere Koordinierung des Ausbaus von EE und wann welcher Strom wo hinfließt [18]. In einer zunehmenden dezentralen Erzeugungslandschaft wird das derzeitige System zu mehr Problemen wie Engpässen führen und falsche Anreize setzen. **Letztendlich setzt die dezentrale Struktur der Erneuerbaren Energien auch ein dezentrales Marktdesign voraus.**

**These:** Zur EnergieSystemWende gehört ein neu strukturierter Markt, der mehr Anreize für netzdienliches Verhalten setzt und neue Technologien und Akteure fördert.

## Lösungsansätze für den Energiemarkt

Neue Technologien eröffnen neue Möglichkeiten der Integration und Kommunikation. [85]. Oft scheitert das Ersetzen konventioneller Technologien durch Erneuerbaren Energien an der Umsetzung und den Regularien, nicht jedoch an der Technik an sich. Der Markt hat hierbei die entscheidende Aufgabe, über gezielte Anreize die vorhandenen Lösungen zu integrieren, attraktiv zu machen und zu fördern.

**Anreize müssen geschaffen werden für Flexibilitäten und die Sektorenkopplung. Die Nachfrage und das tatsächlich verfügbare Angebot müssen durch die Strompreise abgebildet werden** [89]. Die Regularien (sowohl im Bereich der Systemdienstleistungen als auch im Energierecht), welche Flexibilitäts-Hemmnisse darstellen, müssen überdacht werden [37]. Sowohl für das Marktdesign als auch für die Ausgestaltung der Netzentgelte existieren Lösungsansätze, welche die genannten Anreize schaffen könnten.

In Bezug auf die Kupferplattenannahme und dem einheitlichen Strompreis, stellt eine nodale Preissystemausgestaltung eine Alternative dar. **Ein nodales Strompreissystem setzt sich aus mehreren**

**Ein- und Ausspeiseknoten zusammen mit einem individuellen Preis für jeden Punkt. In einem nodalen System ist die Beachtung der Netzrestriktionen möglich.** Das Engpassmanagement funktioniert in einem nodalen Strompreissystem präventiv-anreizbasiert, also eine integrierte Planung von Kraftwerkseinsatz und Lösung von Netzengpässen. Eine Knappheit im Übertragungsnetz wird durch den Preis signalisiert, da die Preise an verschiedenen Knoten unterschiedlich sind. Bei freien Übertragungskapazitäten zwischen verschiedenen Knoten gleichen sich die Preise auf ein gemeinsames Niveau an. Dies bedeutet, dass ein Leistungsaustausch zwischen den Knoten bis zu dem Umfang, der für eine Preisgleichheit nötig ist, ohne Überschreitung der maximalen Belastbarkeit der Übertragungsleitungen möglich ist [90].

Für die Transformation des Energiesystems bedarf es neuer Kommunikationsprozesse, Technologien und Marktregeln: **Smart Grids und ein Smart Market helfen, um die dargebotsabhängige Erzeugung zu integrieren und das Netz nicht zu überlasten** [18]. Ein intelligentes digitalisiertes Marktdesign wird als Smart Market bezeichnet. Dies umfasst insbesondere den Energiemengenaustausch zwischen Erzeugern

und Verbrauchern. Besonders können damit Anreize, etwa durch Preise, gesetzt werden, die das Nutzungsverhalten ändern und den Einsatz der Erzeugungskapazitäten den physikalischen Übertragungsrestriktionen anpassen können [18]. Dies bildet die Grundlage für einen Energiemarkt, an dem auch dezentrale kleine Erzeugungseinheiten und neue Akteure wie Prosumer und Energiedienstleister aktiv teilhaben können [18].

Da das Stromsystem bisher primär zentral gehandhabt wurde, gibt es noch keinen **geregelten Rahmen für Dezentralität**. Agora Energiewende schlägt eine Differenzierung der staatlich induzierten Abgaben in eine eindeutige Struktur nach folgenden Ebenen vor: Erzeugung und Verbrauch ohne Nutzung des öffentlichen Netzes, Erzeugung und Verbrauch innerhalb einer Stromregion und überregionaler Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch [18].

Ein weiterer diskutierter Lösungsansatz für ein verändertes Marktdesign ist der Kapazitätsmarkt. Ziel ist es, Investitionsanreize zur finanziellen Unterstützung von Kapazität auf dem Stromerzeugungsmarkt zu schaffen. Es gibt verschiedene Möglichkeiten der Ausgestaltung der Mechanismen [91]. Die deutsche Bundesregierung setzt auf das Mittel der strategischen Reserve. Dabei steht eine gewisse Kraftwerkskapazität nicht für den regulären Energiemarkt zur Verfügung, sondern wird in extremen Knappheitssituationen auf Kurzzeitmärkten zu einem hohen vorgegebenen Preis verkauft [92].

Über eine Einführung eines Kapazitätsmarkts wurde diskutiert. **Die deutsche Bunderegierung hat sich aber ausdrücklich gegen eine Einführung des Kapazitätsmarktes entschieden** und setzt auf Alternativen [93]: Im Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes wird die Einführung von verschiedenen Mechanismen zur Regelleistungsvorhaltung vorgesehen – Netzreserve, Kapazitätsreserve, Sicherheitsbereitschaft von Braunkohlekraftwerken und besondere netztechnische Betriebsmittel (Netzstabilitätsreserve; Strommarktgesetz 2016 § 13).

Neben einer Neugestaltung des Energiemarktes spielt auch eine Reformierung der Netzentgelte eine entscheidende Rolle. **Eine Neugestaltung der Netzentgelte hat das Potenzial, Engpässe zu vermeiden und den Ausbau von Erneuerbaren Energien anzuregen. Außerdem kann eine Reform der Netzentgelte die Akzeptanz der Bevölkerung steigern, indem eine gerechtere und nachvollziehbare Aufteilung der Kosten geschaffen wird.** Allgemein können die Netzentgelte dazu dienen, die Investitions- und Einsatzentscheidungen der Netznutzer netzdienlich zu beeinflussen. Darüber hinaus sollte die Neugestaltung der Netzentgelte zu einer kosteneffizienten Energieversorgung beitragen und die Kosten angemessen abbilden [37].

Agora Energiewende fasst Reformvorschläge in zwei Kategorien zusammen. Zum einen Einspeiseentgelte durch

Baukostenzuschüsse für die Einspeisung bzw. Verteilernetzkomponenten, welche besonders für eine bessere Koordination von Erzeugung und Verbrauch sorgen sollen, zum anderem kostenorientierte Netzentgelte für Verbraucher. Ziel ist es, durch eine Betrachtung der tatsächlich anfallenden Netzkosten in den Netzentgelten eine effektive Lenkungswirkung zu erzielen. Konkret kann dies beispielsweise durch die Anwendung einer Gleichzeitigkeitsfunktion erfolgen oder durch zeitvariable Tarife mit Orientierung an der Netzauslastung [89].

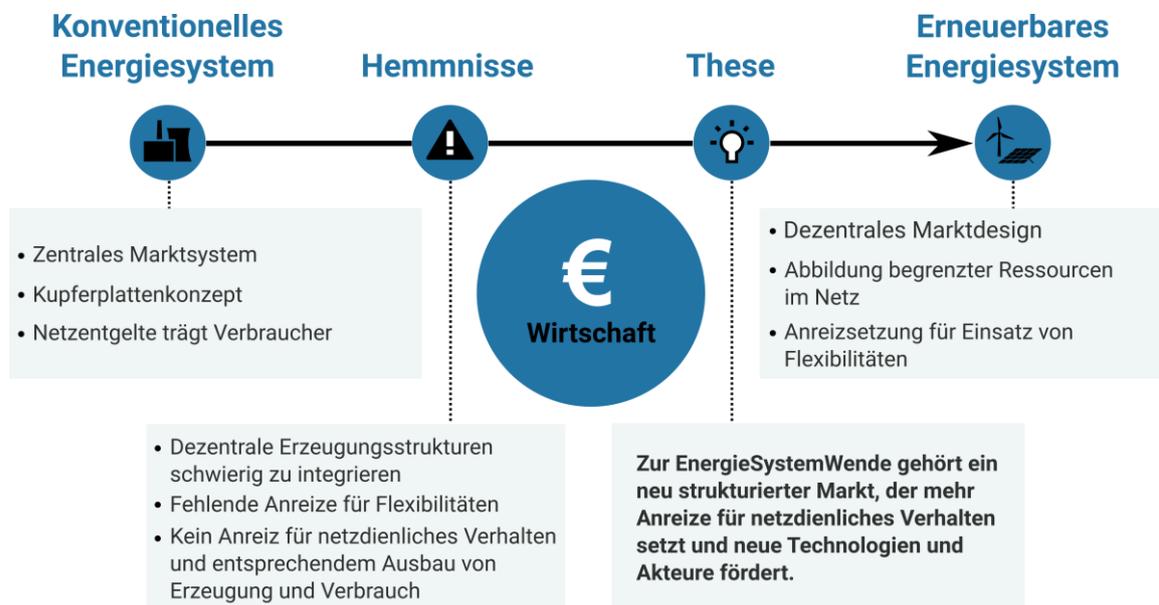
Auch die in Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) entstandene Studie von Fraunhofer ISI und consentec [37] sieht Potential in einer Reform der Netzentgelte, um ein netzdienliches Verhalten anzuregen sowie die Kosten für Strom im Gegensatz zu anderen Energieträgern zu mindern und so den effizienten Einsatz von Strom im Sinne der Sektorenkopplung zu fördern. Besonders kann dies durch eine Absenkung der entnahmeabhängigen Entgeltkomponenten geschehen und

durch an die Spannungsebenen angepasste Regularien. Dazu zählt eine anschlussbezogene Entgeltkomponente, die sich aus einem festen Grundpreis je Netzanschlusspunkt und einem Kapazitätspreis zusammensetzt. Gegebenenfalls kann für den privaten und gewerblichen Verbraucher, welche an die Niederspannungsebene angeschlossen sind, ein Grundpreis je Letztverbraucher beibehalten werden. Hinzu kommt die Empfehlung, die verbindlichere Gestaltung der Regelung der Baukostenzuschüsse für alle Netz- und Umspannungsebenen zu realisieren [37].

Insgesamt wird der Markt noch nicht ausreichend als Instanz genutzt, die Flexibilitäten anreizen und allgemein neue Impulse zu setzen. **Veränderungen im Marktdesign dienen dabei als eine wichtige Grundlage, damit die Bereiche Technik, Umwelt und Gesellschaft den nötigen Wandel hin zu einem Erneuerbaren Energiesystem vollziehen können.** Abbildung 16 fasst die aktuelle Situation sowie die strukturellen Hemmnisse und die Lösungsmöglichkeiten zusammen.

**Abbildung 16: Energiesystemwende im Bereich Wirtschaft**

Eigene Darstellung



## 2.4 Gesellschaft

Die Akzeptanz der Gesellschaft ist entscheidend für die erfolgreiche Umsetzung des Transformationsprozesses. Die Partizipation der Bevölkerung birgt ein großes Potenzial, das bisher nicht vollständig genutzt wird.

Die folgenden Beispiele verdeutlichen die derzeitigen Regularien des Energiesystems in Bezug auf die Dimension Gesellschaft. Es wird erläutert, wie sich die aktuelle Ausgestaltung des Energiesystems auf die Gesellschaft auswirkt und an welchen Stellschrauben gedreht werden kann, um eine sozial gerechte Energiesystemwende zu gestalten.

### Die Rolle der Gesellschaft im Konventionellen System

Im Konventionellen System hatte die Bevölkerung wenig Möglichkeiten, aktiv am Energiesystem zu partizipieren. Sie trat lediglich als passiver Verbraucher auf und trug durch Abgaben und Umlagen die Kosten für Betrieb und Ausbau der Netze.

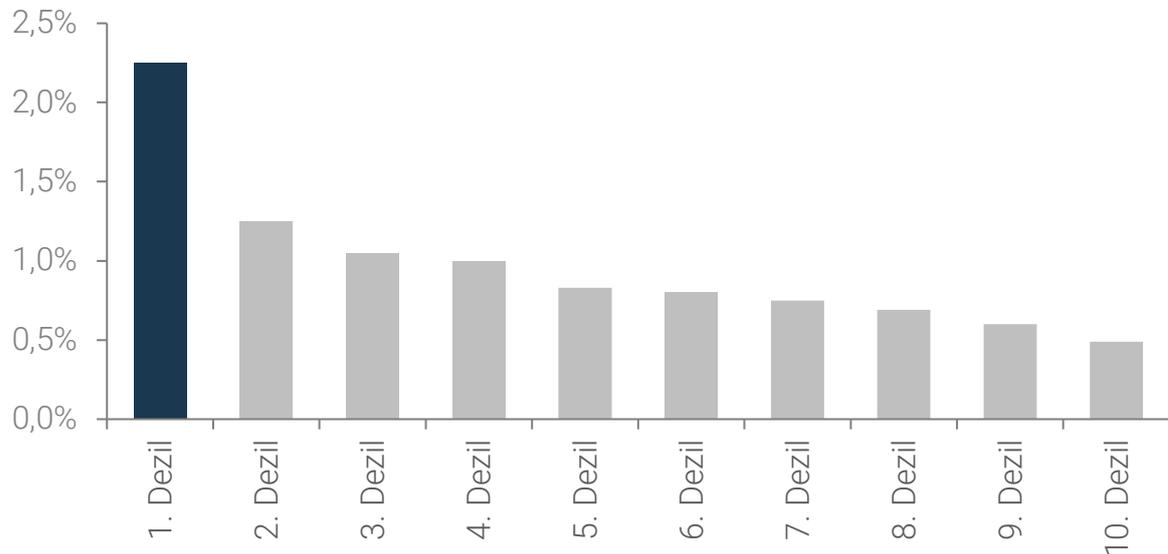
Auch die **Investitionen der Energiewende** werden über einen Wälzungsmechanismus bei staatlich induzierten Abgaben durch die Verbraucher getragen. **Die regressive Verteilungswirkung der EEG-Umlage verdeutlicht, wie die Gestaltung der Abgaben Haushalte unterschiedlich stark belastet und nicht an die Entwicklungen im Energiesystem angepasst wurde.** Damit ist gemeint, dass einkommensschwache Haushalte

aufgrund des relativen fixen Anteils von Strom am Haushaltskonsum einen deutlich höheren Anteil ihres verfügbaren Einkommens zur EEG-Finanzierung aufbringen müssen als wohlhabendere Haushalte [94], [95]. Abbildung 17 stellt die stärkere Belastung der einkommensärmsten zehn Prozent der privaten Haushalte dar. Diese müssen relativ zum Einkommen mehr als das fünffache zur EEG-Finanzierung beitragen, als die zehn Prozent der reichsten Haushalte in 2020 [96]. Die Verteilung der Kosten erfolgt somit nicht sozial gerecht.

Ein weiterer Aspekt der Umlagenproblematik ist die Einzelbefreiung von der EEG-Umlage, die besondere Ausgleichregelung §§63 ff. des EEGs (BesAR). Die Regelung gilt für Strom, der von stromkostenintensiven Unternehmen und Schienenbahnen verbraucht wird, um den Beitrag dieser Unternehmen zur EEG-Umlage in einem Maße zu halten, das mit ihrer internationalen Wettbewerbssituation vereinbar ist, und somit ihre Abwanderung in das Ausland zu verhindern. **Die Einzelbefreiung stellt eine Begrenzung oder Reduktion der EEG-Umlage für privilegierte Verbraucher dar.** Der Ausgleich der fehlenden EEG-Differenzkosten findet über die anderen Verbraucher statt [97], [98]. Die entstehende Diskrepanz zwischen Verbrauch und Anteil der EEG-Umlage der Verbrauchergruppen ist in Abbildung 18 dargestellt.

**Abbildung 17: Anteil der EEG-Umlage am Einkommen nach Einkommensgruppen  
(Projektion: 2020)**

Eigene Darstellung nach dena [96]



Wie sich zeigt wurde die Gesellschaft bisher eher als ein Finanzierungsinstrument gesehen. **Mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien ändert sich allerdings die Rolle der Gesellschaft.** Die Bevölkerung beteiligt sich zunehmend aktiv am Energiesystem.

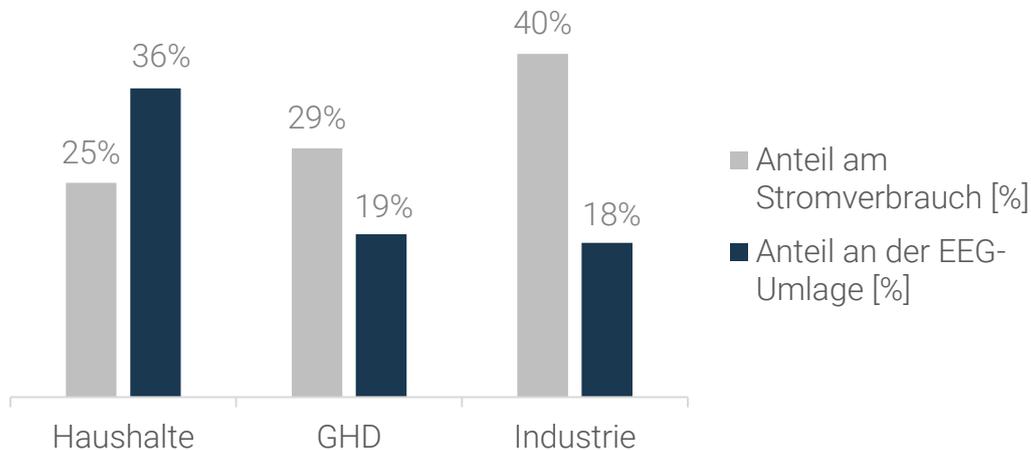
Durch **Bürgerenergie** initiierte Windparks sind ein positives Beispiel für eine erfolgreiche Partizipation der Gesellschaft an der Energiewende. Die regionale Wertschöpfung und Akzeptanz werden hierdurch erhöht. Ein Großteil der Bevölkerung steht auch Solaranlagen positiv gegenüber [57]. Dies ist ebenfalls eine Chance, die Beteiligung zu stärken. In Zukunft werden auch die Dächer von Wohngebäuden immer wichtiger, um ambitionierte Ausbauziele zu erreichen. Die Bürgerenergie machte in Deutschland mit 42 Prozent im Jahre 2016 einen

großen Anteil der installierten Leistung von Erneuerbaren Energien aus (siehe Abbildung 19).

Ein weiteres Konzept der Einbindung der Bevölkerung sind **Mieterstromprojekte**. Seit den 1990er Jahren werden solche in der Bundesrepublik Deutschland durchgeführt – inzwischen bereits mehrere tausend Blockheizkraftwerk-Projekte und mehrere hundert Photovoltaik-Projekte [99]. Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) bezeichnet Mieterstrom als „Strom, der in einem Blockheizkraftwerk (BHKW) oder einer Photovoltaik-Anlage auf dem Dach eines Wohngebäudes erzeugt und an den Letztverbraucher (insbesondere Mieter) in diesem Wohngebäude geliefert wird.“ Es gibt einen Zuschlag von 8,5 ct/kWh. Allerdings unterliegt die Stromlieferung dabei in vollem Umfang der EEG-Umlage [47].

**Abbildung 18: Gegenüberstellung Anteil am Stromverbrauch und an der EEG-Umlage (2015)**

Eigene Darstellung nach IÖW [97] und BMWi, BAFA [98]



\* Gewerbe, Handel und Dienstleistungen

Seit der Einführung des EEG hat sich die Erzeugungsstruktur deutlich geändert und wird sich mit den Bemühungen, die Klimaziele zu erreichen, in Zukunft weiter ändern. Dies wirkt sich besonders auf die **regionale Wertschöpfung** aus. Bei großen zentralen Kraftwerken findet die Wertschöpfung direkt in der Region statt, besonders durch Arbeitsplätze in der Region. Hierdurch profitiert der von den Kraftwerken betroffene Bevölkerungsanteil auch von diesen. Steht eine Windkraftanlage in der Nähe eines Hauses entsteht nicht notwendigerweise ein Arbeitsplatz für die betroffene Person, sondern nur etwaige Nachteile durch die Präsenz der Anlage [100]. Dies ist einer der Gründe, warum EE-Anlagen vermehrt auf Widerstand stoßen. Kommunen können unter anderem durch Steuer-einnahmen von EE-Anlagen profitieren und dem entgegenwirken [101].

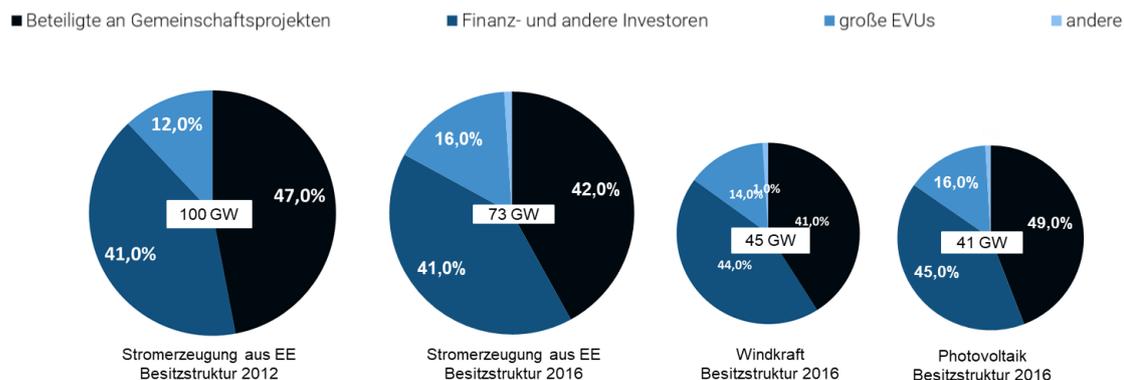
Allgemein ist der Wegfall regionaler Wertschöpfung durch zentrale Erzeuger wie etwa beim Kohleausstieg ein wichtiges Thema. Die Pläne für einen **Strukturwandel** in den Kohleabbau-regionen umfassen neue Möglichkeiten einer regionalen Wertschöpfung in den Regionen, um neue Arbeitsplätze zu schaffen.

**Fehlende Einbindung der Gesellschaft im Status Quo**

Die Betrachtung des Status Quo verdeutlicht, dass das derzeitige zentrale System strukturelle Hemmnisse für die Beteiligung der Bevölkerung aufweist. **Die im Konventionellen System nicht vorge-sehene Teilhabe seitens der Bevöl-kerung führt sowohl zu Problemen der Akzeptanz als auch zu Einschränkungen in der Partizipation.**

**Abbildung 19: Anteil der Bürgerenergie in Deutschland (2012 und 2016); Installierte Leistung zur Erzeugung von erneuerbaren Strom nach Eigentümergruppen und Energiequellen (In Gigawatt und Prozent)**

Eigene Darstellung nach Heinrich-Böll-Stiftung [85]



Die über Abgaben organisierten Investitionen in die Energiewende, die zum größten Teil nicht sozial gerecht erfolgt, hemmt oftmals die Zustimmung für die Energiewende. Die Bevölkerung finanziert die Erneuerbaren Energien und die entstehenden Folgewirkungen, sieht aber nicht immer die Erfolge und Möglichkeiten der Beteiligung. Die Mobilisierung privaten Kapitals und damit die Finanzierung der Energiewende müssen über andere Wege erfolgen als über staatlich induzierte Abgaben.

**Konzepte, wie Eigenverbrauch, Prosumer, Bürgerenergie und Mieterstrom, die zur Aktivierung privaten Kapitals beitragen könnten, werden derzeit nicht genügend durch die aktuellen Regularien gefördert.** Die Umstellung von einer festen Einspeisevergütung zu Ausschreibungen bei der Bürgerenergie hat nicht zu einem Fortschritt geführt.

Ausschreibungen sind kompliziert und aufwändig und gehen daher einher mit erhöhten Transaktionskosten und Risiken, welche von lokalen, kleinen und bürgerschaftlich organisierten Akteuren oftmals nicht getragen werden können. Die Risiken können nicht durch eigenes Kapital getragen werden oder, wie bei größeren Unternehmen, in andere Bereiche gestreut werden und es besteht eine Unsicherheit bei erhaltenem Zuschlag, ob die prognostizierten Erträge wie geplant ausfallen [54]. **Allgemein führte die Neuausrichtung der Förderpraxis zu einer geringeren Investitionssicherheit und einer geringeren Marktoffenheit. Es fördert nicht die Bürgerbeteiligung, sondern hemmt diese und dämmt sie ein** [54], [85].

Durch geänderte Regularien und die allgemein geringen Anreize besteht aktuell die Gefahr, dass der Anteil der **Bürgerenergie** zurückgeht, obwohl diese

durch die Aktivierung privaten Kapitals zur Errichtung neuer EE-Anlagen einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leistet [102]. Die Komplexität und anderen Hürden der derzeitigen Regularien stellen hierbei Hemmnisse dar.

Wie die Ausschreibungen sind auch die Regularien des **Mieterstroms** mit einem größeren Aufwand verbunden. Es besteht eine Lieferantenpflicht für alle Anlagen, welche die Abrechnungs-, Informations- und Mitteilungspflicht beinhaltet [103]. Des Weiteren können sich nach aktueller Rechtslage steuerliche Nachteile für Wohnungsunternehmen ergeben, da diese, wenn sie die Lieferung von Mieterstrom anbieten, den Verlust ihrer Gewerbesteuerbefreiung riskieren [47]. Darüber hinaus findet für den Mieterstrom keine Reduzierung der EEG-Umlage statt, wie es beim Eigenverbrauch der Fall ist. Dies führt trotz des Zuschlages von 8,5 ct/kWh zu einer geringen wirtschaftlichen Attraktivität des Konzepts [99].

Auch bei **Eigenerzeugung und -verbrauch** gibt es Risiken der derzeitigen Ausgestaltung. Dazu gehört das nicht vollständige Nutzen des technischen Potentials von Flächen und eine potentielle Steigerung der Gesamtsystemkosten. Der Eigenverbrauch kann attraktiv sein, da einige Abgaben erst mit dem Stromnetzbezug anfallen. Allerdings führt auch dies zum Vorwurf einer vermeintlichen Entsolidarisierung, da die anfallenden Abgaben auf die restlichen Strommengen verteilt werden müssen.

Ein weiterer Faktor, der die Akzeptanz für die Energiewende gefährdet, ist der nur zögerlich umgesetzte **Strukturwandel** in den Braunkohlegebieten. Besonders wichtig sind hierbei die Beteiligungs- und Kommunikationsformen: Diese sollten gestaltet werden mit Blick auf die Gegebenheiten vor Ort, den beteiligten Akteuren und den erweiterten Rahmenbedingungen, wie Zeit und verfügbare Ressourcen [104]. Eine erfolgreiche Energiewende benötigt die Akzeptanz der Bevölkerung in den Kohleregionen, da es hier eine Rückkopplung zur politischen Akzeptanz gibt. Eine nachhaltige, vorsorgende, sozial gerechte und proaktive Strukturpolitik ist deswegen umso wichtiger [105].

**Eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist auf die Bevölkerung angewiesen.** Die Bevölkerung befürwortet grundsätzlich die Energiewende, doch sieht sie die Umsetzung als ungenügend. So sollte die Akzeptanz und Glaubwürdigkeit durch eine bessere Umsetzung, Kommunikation und Einbeziehung der Bevölkerung erhöht werden [58]. Eine sozial gerechte Energiewende mit der Möglichkeit der aktiven Teilhabe der Gesellschaft am Geschehen, sodass diese nicht nur betroffen ist und die Kosten tragen muss, ist gefordert.

**These:** Zur EnergieSystemWende gehören die Akzeptanz und Teilhabe der Gesellschaft und daher eine sozial gerechte Ausgestaltung des Energiesystems.

### **Lösungsansätze für die Einbindung der Gesellschaft**

Das Erneuerbare Energiesystem muss die aufgeführten strukturellen Hemmnisse überwinden, indem Partizipation und Akzeptanz gefördert werden. **Die Energiewende darf nicht mehr nur als eine technologische Herausforderung gesehen werden, sondern muss als langfristige, gesamtgesellschaftliche Transformations- und Gestaltungsaufgabe in ihren sozialen, ökonomischen, räumlichen und kulturellen Dimensionen wahrgenommen werden** [104].

**Eine sozial gerechte Energiewende kann den Wandel hin zu einer gerechteren, demokratischeren und dezentralen Energieversorgung fördern** [106]. Im Erneuerbaren System muss die Gesellschaft als Akteur aktiv auftreten können und so eine neue Rolle einnehmen. Dazu zählen Konzepte wie Prosumer, Bürgerenergie und Mieterstrom, welche noch weiter ausgearbeitet und vereinfacht werden müssen, insbesondere auf regulatorischer Ebene.

**Ein Weg, die Akzeptanz zu fördern, ist eine Reform der staatlich induzierten Abgaben.** So kann etwa die Besondere Ausgleichsregelung als Teil der EEG-

Umlage aufgehoben werden. Die stromintensive Industrie würde hierdurch in die Pflicht genommen werden und in den Umlagentopf einzahlen [107], [108], [109]. Der Vorteil in Bezug auf die Verteilungswirkung wäre eine stärkere Solidarisierung mit den Gesamtinvestitionen. Allerdings ändert sich die regressive Verteilungswirkung bei den Haushalten durch diese Maßnahme nicht.

Um die einkommensschwächeren Haushalte weniger stark zu belasten, ist eine einkommensbasierte Abgabe möglich. Erreicht werden kann dies über die Abschaffung der EEG-Umlage und die Finanzierung der Energiewende aus Mitteln des Bundeshaushalts, welche dem EEG-Konto zugeschrieben werden [96], [110]. Da die Haushalte mit höherem Einkommen demnach mehr beitragen würden, würde dies zu einer Abschwächung der regressiven Verteilung führen.

Neben der Verteilungswirkung müssen bei einer Reform der EEG-Umlage weitere Aspekte berücksichtigt werden – etwa Anreize zur Sektorenkopplung, politische Durchsetzbarkeit, ökologische Effektivität oder Wechselwirkungen mit weiteren Abgaben und Instrumenten.

**Die Bevölkerung kann durch die Beteiligung an EE-Anlagen einen großen finanziellen Beitrag zur Energiewende beitragen, wenn sie nicht nur über die Abgaben als Finanzierungsobjekt angesehen wird.** Dazu ist es wichtig, dass die Möglichkeit, EE-Anlagen im Rahmen der Bürgerenergie zu bauen, vereinfacht wird.

Eine Möglichkeit wäre es, den Stromverbrauch an die aktuellen Strompreise anpassen zu können, oder auch das Konzept des Peer-to-Peer-Handels, um so den eigenen Strom an benachbarte Haushalte zu verkaufen. Daher wird ein Recht auf **Bürgerstromhandel** für den Kauf und Verkauf regional erzeugten EE-Stroms gefordert [106]. Dies beinhaltet Direktlieferungen innerhalb einer EE-Gemeinschaft (Energy Sharing) und die Möglichkeit, gemeinschaftliche Netze zu betreiben (Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften). Überdies besteht die Forderung, auf Ausschreibungen für Bürgerenergieanlagen zu verzichten. In der europäischen Erneuerbare-Energien-Richtlinie (EE-RL) wird diese Forderung unterstützt durch die Angabe, dass Ausnahmen für Bürgerenergie vorzusehen sind [18], [106].

Eine weitere Möglichkeit der Beteiligung sind **Mieterstromprojekte**. Um deren Attraktivität innerhalb der Gesellschaft zu erhöhen, ist die Anpassung der Rahmenbedingungen notwendig. Dazu gehören die Beseitigung rechtlicher Unsicherheiten sowie die Schaffung ökonomischer Anreize, zum Beispiel durch eine Entlastung bei der EEG-Umlage

oder Unterstützungsleistungen bei einer Erstinvestition [99]. Auch eine Bagatellgrenze für die Lieferantenpflicht kann bei kleineren Anlagen den organisatorischen Aufwand verringern [103].

Die Einbindung der Bevölkerung kann außerdem über Erleichterungen im Bereich der **Eigenversorgung** begünstigt werden. Im Dezember 2018 wurde die EU-Richtlinie 2018/2001 beziehungsweise die Erneuerbare-Energien-Richtlinie verabschiedet mit dem Ziel, den EE-Anteil am Bruttoenergieverbrauch bis 2030 auf 32 Prozent zu erhöhen. Besonders die Möglichkeit zur Eigenversorgung soll besser ausgestaltet werden.

Basierend auf der Erneuerbare-Energien-Richtlinie wird gefordert, den **Eigenverbrauch** durch den Wegfall von Abgaben zu erleichtern, individuellen und gemeinschaftlichen Eigenverbrauch sowie Mieterstrom gleichzustellen, sowie eine Anschluss-Vergütung des Überschussstroms aus Anlagen sicherzustellen, die teilweise für die Eigenversorgung in Anspruch genommen werden und nach 20 Jahren aus der EEG-Vergütung fallen [106]. Außerdem müssen bestehende Regularien konkretisiert und verändert werden, um die Hemmnisse und Risiken zu minimieren, sowie das volle Potential der Eigenversorgung auszunutzen. So darf sich die Optimierung des Eigenverbrauchs hinter dem Zähler nicht mit der Systemoptimierung ausschließen. Ebenfalls muss es einen stabilen Ordnungsrahmen geben, welcher Sicherheit gewährt [18].

**Eigenerzeugung und -verbrauch ist nicht nur für die Bevölkerung von Interesse, sondern auch für Industrie und große (Gewerbe-)Liegenschaften.** Entsprechend kann mit Anpassungen der Regularien zur Eigenversorgung eine Vielzahl von Akteuren aus der Gesellschaft einen aktiven Beitrag zu einem neuen Energiesystem leisten.

Um den dezentralen Erneuerbaren Energien gerecht zu werden und entsprechend dezentralen Einheiten wie Gewerbe- und Industriestandorten sowie Quartieren und Haushalten die Möglichkeit zu geben, die eigene Energieversorgung aktiv mitzugestalten, muss neben der Änderung von Regularien auch der Zugang zum Markt vereinfacht werden. Die neuen Akteure können dann als aktiver Marktteilnehmer auftreten, was im Konventionellen Marktsystem nicht möglich ist.

Hierzu müssen die bürokratischen Hürden überwunden werden. **Dazu zählt auch, die hohen Gebühren für den Netzzugang anzugehen [85], sowie die hohen Transaktionskosten und damit einhergehenden Wettbewerbsverzerrungen anzugehen, etwa durch Bürokratieabbau [54].**

Auch die **regionale Wertschöpfung** kann durch verbesserte Regularien für EE-Anlagen erhöht werden, sowohl durch die Teilhabe und Beteiligung der Kommunen als auch der Bevölkerung. Die Stiftung Umweltenergierecht hat verschiedene **Beteiligungsmodelle** auf ihre finanzielle Teilhabe am Ausbau der Windenergie

untersucht. Dies kann beispielsweise über eine Sonderabgabe der Windkraftbetreiber an die betroffenen Kommunen erfolgen. Allgemein sollte die Bevölkerung schon mit der ersten Antragsstellung mit einbezogen werden und **der Prozess der Öffentlichkeitsbeteiligung sollte professionalisiert werden [111].**

Unterschieden wird bei Beteiligungsmöglichkeiten je nach Möglichkeit der Mitbestimmung, des Kreises der Beteiligungsberechtigten, des damit verbundenen Risikos und der dadurch Belasteten sowie der Auswirkungen auf die Grundrechtspositionen der Vorhabenträger in: investitionsunabhängige Beteiligungen, direkte wirtschaftliche Beteiligungsmodelle und indirekte wirtschaftliche Beteiligungsmodelle. Empfohlen wird eine Kombination der Modelle, da hiermit die Akzeptanz am besten gesteigert wird [112].

Die Umsetzung dieser Punkte ist möglich, sie erfordert allerdings politischen Willen. Ein Erneuerbares Energiesystem verlangt die Partizipation und Akzeptanz der Bevölkerung. **Ein Beharren und Fokussieren auf die zentralistischen Strukturen und der bestehenden Großakteure ist nicht zeitgemäß und führt nicht zu einem Energiesystem, in dem soziale Gerechtigkeit und der aktive Beitrag aller Akteursgruppen gegeben ist.** Abbildung 20 fasst die aktuelle Situation sowie die strukturellen Hemmnisse und die Lösungsmöglichkeiten zusammen.

**Abbildung 20: Energiesystemwende im Bereich Gesellschaft**

Eigene Darstellung



## 3. Rahmenbedingungen für die Zukunft

In den vorangegangenen Kapiteln wurden die bisherige Entwicklung des Energiesystems, die aufgetretenen Transformationshemmnisse und Lösungsansätze für diese aufgezeigt. Dieses Kapitel gibt Handlungsempfehlungen an die Politik, um eine erfolgreiche Energiesystemwende umsetzen zu können.

**Kapitel 3.1** beschreibt die Gründe für das Stocken des bisherigen Transformationsprozesses, **Kapitel 3.2** formuliert die Anforderungen für ein Erneuerbares Energiesystem und **Kapitel 3.3** beschreibt die mögliche Umsetzung.

### 3.1 Woran erkennbar ist, dass das Konventionelle Energiesystem in einer Sackgasse steckt

Die Energiewende braucht neue Anreize und Impulse. Während die Notwendigkeit einer dekarbonisierten Energiewirtschaft in Anbetracht der Klimakrise immer deutlicher wird, fällt der Ausbau der EE weit hinter die Ziele und Erwartungen zurück. Neue Technologien finden nur langsam in den Markt. Und die visionäre Kraft der Energiewende, die vor 10 Jahren noch als deutscher Begriff weltweit Konjunktur hatte, hat im gesellschaftspolitischen Diskurs stark an Bedeutung eingebüßt. Im Barometer der Energiewende 2019 des Fraunhofer IEE wird von einer „Phasengrenze“ gesprochen und dass „[...] so, wie bei einem Phasenübergang der weitere Temperaturanstieg ins Stocken gerät, bei der Energiewende die weitere Ersetzung fossiler Energiequellen ins Stocken geraten [ist]“ [7].

Die Gründe für dieses Stocken sind vielseitig. Im vorangegangenen Kapitel 2 wurden einige der Hemmnisse eingehend beleuchtet. Es zeigt sich: Die Antworten aus dem Konventionellen Energiesystem reichen nicht aus, um die weitere Dekarbonisierung des Energiesystems voranzutreiben. Die Strukturen und Betriebsweise des Konventionellen Systems lassen sich nicht einfach auf das Erneuerbare System übertragen.

Ansätze, die im Konventionellen Energiesystem sinnvoll waren, wie beispielsweise die Trennung der Netzinfrastruktur vom Marktgeschehen unter dem Leitbild der Kupferplatte, stoßen heute an ihre Grenzen. Konnte im Konventionellen System so der Wettbewerb gewährleistet werden, führt heutzutage die fehlende Einbeziehung der Netzinfrastruktur bei der Koordination von Erzeugung und Verbrauch durch die

zunehmend dezentral einspeisenden Erzeuger zu Engpässen in den Verteilnetzen.

Als Lösung wird nun der Ausbau der Netze gehandelt. Dieser Ansatz ist ein gutes Beispiel für das einfache Übertragen von konventionellen Herangehensweisen auf das Erneuerbare Energiesystem. Genügte im Konventionellen System bei vermehrten Engpässen der Ausbau der Netze, so müssen für das Erneuerbare Energiesystem vielseitigere Lösungen gefunden werden. Die aus dem Konventionellen System heraus motivierte Forderung, erst die Netze ausreichend auszubauen, bevor ein weiterer Zubau der Erneuerbaren Erzeuger verfolgt werden kann, ist nicht mehr zeitgemäß und für die Erreichung der festgelegten Klimaziele nicht tragbar.

Dies erfordert ein Umdenken, das sich im regulatorischen Rahmen wiederfinden muss. Denn im Erneuerbaren Energiesystem gibt es zusätzlich zum Netzausbau vielfältige Ansätze, einen hohen Anteil an Erneuerbarer Erzeugung zu integrieren. Hierzu gehört beispiels-

weise der regionale Ausgleich durch Speicher, Smart Grids, virtuelle Kraftwerke und flexible Verbraucher.

Genauso ist die Sichtweise des Endverbrauchers als passivem Teilnehmendem, dessen Verbrauch gedeckt werden muss, der aber sonst nicht am Energiesystem teilnimmt, überholt. Durch Photovoltaik-Aufdachanlagen wird die Bevölkerung zu Prosumern und durch Bürgerenergieprojekte zu aktiven Marktteilnehmern. Durch Ausschöpfung des Potenzials von Demand Side Management (DSM) können sie außerdem zur Flexibilisierung des Energiesystems beitragen. Derzeit findet dies jedoch kaum Berücksichtigung.

Da die grundlegende Struktur des Energiesystems durch die erneuerbaren Erzeuger verändert wird, gilt es jetzt auch Planung und Betrieb, sowie Regularien und Denkweisen anzupassen. Die Netzplanung, das Marktdesign und die Betriebsführung müssen an das Erneuerbare Energiesystem angeglichen werden, um eine erfolgreiche Energiesystemwende zu ermöglichen.

## 3.2 Was das Erneuerbare Energiesystem braucht

Um die Energiesystemwende zu gestalten und den Wandel zum Erneuerbaren Energiesystem erfolgreich zu bewältigen, bedarf es tiefgreifender Veränderungen, um die bestehenden Transformationshemmnisse zu überwinden.

Um die gesetzten energie- und klimapolitischen Ziele zu erreichen, muss etwa eine sinnvolle Bepreisung externer Effekte, insbesondere für ausgestoßene Treibhausgase, gefunden werden. Dies ermöglicht eine Förderung emissions-

armer Technologien, ohne starke regulatorische Eingriffe.

In der technischen Dimension müssen Strukturen geschaffen werden, um die Nutzung vorhandener und neuer Technologien zu gewährleisten. Angepasste Regularien für die Nutzung von Speichern ermöglichen beispielsweise einen weiteren Zubau volatiler Erzeuger, indem die Speicher die Fluktuationen zeitlich ausgleichen.

Aus wirtschaftlicher Sicht gilt es, den Strommarkt an die neuen Gegebenheiten anzupassen. Netzdienliches Verhalten

muss gefördert werden, beispielsweise durch eine Anpassung der Preise an die Netzsituation. Stark belastete Bereiche würden die hohe Auslastung des Netzes durch hohe Preise sichtbar und spürbar machen, womit ein Angleichen des Verbrauchsverhaltens angereizt werden kann. Zudem müssen neue Akteure in das Marktgeschehen integriert werden. So kann die Bevölkerung in die Energiesystemwende mit einbezogen werden, durch dezentrale Märkte oder Bürgerenergie. Die Akzeptanz kann erhöht werden, wenn Endverbraucher die Chance zu Partizipation und Mitgestaltung bekommen.

### 3.3 Wie die Systemwende gelingen kann

Die Möglichkeiten, die Energiesystemwende voranzubringen, sind vielfältig. Punktuelle Anpassungen im Rahmen des konventionellen Systems werden jedoch nur unzureichend und immer weniger den Anforderungen des erneuerbaren Energiesystems gerecht. Der Ausgangspunkt für weitere Reformen kann nur ein neues Denken sein, das in den Vordergrund stellt, wo wir hinwollen, nicht aber wo wir herkommen.

Zum erneuerbaren Energiesystem gehört eine Neugestaltung der Regularien und eine Änderung der Sichtweise auf die bevorstehenden Herausforderungen. Im Vorwort der dena-Leitstudie „Integrierte Energiewende“ heißt es treffend, dass es notwendig ist, sich von „[...] manchen, eher

einfachen Vorstellungen aus der Vergangenheit [zu] verabschieden. Energiewende muss grundsätzlich neu gedacht werden, insbesondere der gegenwärtige politische Rahmen. [...]“ [9].

Bisherige Bestrebungen im Zuge der Energiewende konzentrierten sich auf eine Integration der erneuerbaren Erzeugung in das konventionelle System. Um aber den Aufbruch in ein neues erneuerbares Energiesystem zu meistern, ist ein Umdenken notwendig. Bisher geltende Prämissen und Denkstrukturen müssen hinterfragt werden.

Die erneuerbaren Erzeuger fordern eine durch **Dezentralität** und **Partizipation** geprägte Systemstruktur, die dem

konventionellen Marktansatz widerspricht, jedoch die Systemresilienz erhöhen und eine Teilhabe der Gesellschaft ermöglichen kann. Die **Digitalisierung** birgt Chancen zur Koordination der zunehmend komplexen Interaktionen und Zusammenhänge. Eine **Kopplung der Sektoren** Strom, Wärme und Mobilität kann gemeinsam mit der **Flexibilisierung** zu einem stabileren Gesamtsystem führen.

In der Energiesystemwende müssen daher die Rahmenbedingungen für das Erneuerbare Energiesystem geschaffen werden. Denn die Erneuerbaren Energien werden zunehmend Systemverantwortung übernehmen und Leistungen erbringen, die bisher vor allem zentrale thermische Kraftwerke erbracht haben.

Hierfür müssen nicht nur die technischen Lösungen gefördert und ein angemessenes Marktdesign geschaffen werden, sondern auch die Gesellschaft mit einbezogen werden. Denn bei der Transformation des Energiesystems handelt es sich um ein gesamtgesellschaftliches Großprojekt, bei dem die Unterstützung der Bevölkerung notwendig ist [7].

**Die Politik ist also gefragt. Sie muss die aktuellen Regularien überdenken und die Rahmenbedingungen für das erneuerbare Energiesystem schaffen.**

Hierfür muss eine wirksame CO<sub>2</sub>-Bepreisung eingeführt werden. Das Marktdesign muss an die veränderten Strukturen angepasst werden und den Netzzustand mit abbilden. Der Marktzugang neuer Akteure und Geschäftsmodelle und damit die Einbeziehung der Gesellschaft muss gewährleistet werden. Die bisherigen Regularien brauchen eine Anpassung an neue Technologien und die Weiterentwicklung solcher muss gefördert werden.

**Ein neues Narrativ, das mehr auf der Sicht des Erneuerbaren Energiesystems beruht und sich auf dessen Chancen und Potenziale konzentriert, ist der erste Schritt für den notwendigen, grundlegenden Umbau des Energiesystems. Das Energiesystem muss ganzheitlich neu gedacht und aus den alten Strukturen gelöst werden. Aus der Energiewende muss eine Energiesystemwende werden.**

## 4. Quellen

- [1] Umweltbundesamt (UBA), „Klimaschutzziele Deutschlands.“, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/klimaschutzziele-deutschlands>, abgerufen am 05.06.2019.
- [2] Bundesministerium der Justiz und für Verbraucherschutz (BMJV), „Erneuerbare-Energien-Gesetz vom 21. Juli 2014 (BGBl. I S. 1066), das zuletzt durch Artikel 5 des Gesetzes vom 13. Mai 2019 (BGBl. I S. 706) geändert worden ist“, 2017.
- [3] CDU, CSU und SPD, „Koalitionsvertrag vom 12. März 2018“, 2018.
- [4] Umweltbundesamt (UBA), „Klimabilanz 2018: 4,5 Prozent weniger Treibhausgasemissionen. Umweltbundesamt legt erste detaillierte Schätzung vor“, Gemeinsame Pressemitteilung vom Umweltbundesamt und dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit, 2019.
- [5] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Aktuelle Informationen: Erneuerbare Energien im Jahr 2018“, [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare\\_Energien\\_in\\_Zahlen/Aktuelle-Informationen/aktuelle-informationen.html](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Service/Erneuerbare_Energien_in_Zahlen/Aktuelle-Informationen/aktuelle-informationen.html), abgerufen am 09.08.2019.
- [6] Agora Energiewende, „Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018. Rückblick auf die Wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2019“, 2019.
- [7] Fraunhofer-Institut für Energiewirtschaft und Energiesystemtechnik IEE, „Wo steht die Energiewende in Deutschland? Und wie lässt sie sich erfolgreich fortsetzen?“ Barometer der Energiewende 2019, <https://www.iee.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2019/barometer-energiewende-2019.html>, abgerufen am 09.08.2019.
- [8] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Informationsportal Erneuerbare Energien“, <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Home/home.html>, abgerufen am 09.08.2019.
- [9] Deutsche Energie-Agentur (dena), „dena-Leitstudie Integrierte Energiewende“, [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261\\_dena-Leitstudie\\_Integrierte\\_Energiewende\\_lang.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9261_dena-Leitstudie_Integrierte_Energiewende_lang.pdf), 2018.
- [10] T. Madry, „Klimawandel und Energiesysteme. Verwundbarkeit und Anpassungsoptionen der Energiewirtschaft in Nordrhein-Westfalen“, Wuppertaler Studienarbeiten zur nachhaltigen Entwicklung. Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie, vol. Nr. 2, 2011.
- [11] Energiesysteme der Zukunft (ESYS), „Das Energiesystem resilient gestalten Maßnahmen für eine gesicherte Versorgung“, Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung, 2017.
- [12] V. Quaschnig, „Regenerative Energiesysteme, Technologie - Berechnung - Simulation“, Carl Hanser Verlag, 2009.

- [13] M. Rimmler, „Energietechnik - Systeme zur Energiewumwandlung“, Springer Verlag, 2015.
- [14] D. Sack, „Zwischen europäischer Liberalisierung und Energiewende – Der Wandel der Governanceregime im Energiesektor (1990 – 2016)“, Handbuch Energiewende und Partizipation. Herausgeber: Lars Holstenkamp und Jörd Radtke. Springer VS, 2018.
- [15] C. von Hirschhausen, „German Energy and Climate Policies: A Historical Overview“ in Energiewende "Made in Germany" Electricity Sector Reform in the European Context, Springer, 2018.
- [16] Deutscher Bundestag 13. Wahlperiode, „Drucksache 13/7318. Strompreise in den neuen Bundesländern“, 1997.
- [17] R. Mautz, A. Byzio und W. Rosenbaum, „Auf dem Weg zur Energiewende - Die Entwicklung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien in Deutschland“, Universitätsverlag Göttingen, 2008.
- [18] Agora Energiewende, „Energiewende und Dezentralität. Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte“, 2017.
- [19] ABB, „Im Netz der Zukunft fließen Strom und Informationen“, <https://new.abb.com/ch/smart-grids/smart-grid-technologien/intelligente-gebäude/netz-der-zukunft>, abgerufen am 09.08.2019.
- [20] W. Fischer, J.-F. Hake, D. Martinsen und M. Sander, „Das deutsche Energiesystem im Übergang“, Jülich Forschungszentrum Institut für Energie- und Klimaforschung Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE), STE Preprint, 2009.
- [21] G. Faninger, „Wirtschaftliche Perspektiven von Energiesystemen mit Erneuerbaren Energien - Herausforderungen und Chancen, Visionen und Realität“, Vorlesung am Institut für Energiesysteme und Elektrische Anlagen, Energy Economics Group (EEG), TU Wien, 2012.
- [22] Umweltbundesamt (UBA), „1974–2014. 40 Jahre Umweltbundesamt“, [https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/40\\_jahre\\_umweltbundesamt.pdf](https://www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/376/publikationen/40_jahre_umweltbundesamt.pdf), 2015.
- [23] AG Energiebilanzen (AGEB), „Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Deutschland“, Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, 2015.
- [24] M. Mai, „Die Energiewende als Herausforderung der Zivilgesellschaft - gesamtgesellschaftlicher Konsens und partikuläre Interessen“, Handbuch Energiewende und Partizipation, Herausgeber: Lars Holstenkamp und Jörd Radtke. Springer VS, 2018.
- [25] C. Kemfert, „Märkte unter Strom: Die Folgen der Strommarktliberalisierung“, EINBLICKE Nr. 38 / Herbst 2003 Carl von Ossietzky Universität Oldenburg, 2003.
- [26] Bundesnetzagentur für Elektrizität und Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen und Bundeskartellamt, „Monitoringbericht 2018“, 2019.

- [27] Arbeitsgruppe Erneuerbare Energien – Statistik (AGEE Stat), „Erneuerbare Energien in Deutschland - Daten zur Entwicklung im Jahr 2018“, 2019.
- [28] AG Energiebilanzen (AGEB), „Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern“, [https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article\\_id=29&fileName=20171221\\_brd\\_stromerzeugung1990-2017.pdf](https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=20171221_brd_stromerzeugung1990-2017.pdf), abgerufen am 09.08.2019.
- [29] Agora Energiewende, „Optimierung der Stromnetze. Sofortmaßnahmen zur Senkung der Netzkosten und zur Rettung der deutschen Strompreiszone“, 2017.
- [30] Agora Energiewende und Energynautics, „Toolbox für die Stromnetze - Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement“, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2018.
- [31] A. Werner, S. Kühne, G. Arnold und J. Schmidt, Eds., EES 2013 - Energy EcoSystems Conference 2013, vol. 42, [http://ul.qucosa.de/landing-page/?tx\\_dlf\[id\]=http%3A%2F%2Ful.qucosa.de%2Fapi%2Fqucosa%253A12682%2Fmets](http://ul.qucosa.de/landing-page/?tx_dlf[id]=http%3A%2F%2Ful.qucosa.de%2Fapi%2Fqucosa%253A12682%2Fmets), 2013.
- [32] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Flexibilität im Stromversorgungssystem - Bestandsaufnahme, Hemmnisse und Ansätze zur verbesserten Erschließung von Flexibilität“, Diskussionspapier der Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen, 2017.
- [33] C. Lucha, L. Meinecke, „Alte Energiewelt - Neue Energiewelt Trends und Akteure in einem zunehmend digitalen Energiesystem“, böll.brief Grüne Ordnungspolitik #9, 2019.
- [34] Deutsche Energie-Agentur (dena), „Roadmap Demand Side Management. Industrielles Lastmanagement für ein zukunftsfähiges Energiesystem“, Schlussfolgerungen aus dem Pilotprojekt DSM Bayern, 2016.
- [35] Bundesverband Erneuerbare Energie e.V. (BEE e.V.), „Leistungsfähigkeit des Stromnetzes für die Energiewende verbessern“, [https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere\\_Stellungnahmen/BEE/BEE\\_Hintergrundpapier\\_Redispatch.pdf](https://www.bee-ev.de/fileadmin/Publikationen/Positionspapiere_Stellungnahmen/BEE/BEE_Hintergrundpapier_Redispatch.pdf), 2018.
- [36] Statnett, Tennet, Svenska Kraftnät, PSE, 50Hertz und Energinet, “Explanatory document to the coordinated redispatching and countertrading methodology for Capacity Calculation Region hansa in accordance with Article 35 of the Commission Regulation (EU) 2015/1222 of 24 July 2015 establishing a Guideline on Capacity Allocation and Congestion Management”, 2018.
- [37] Consentec GmbH und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), „Optionen zur Weiterentwicklung der Netzentgeltssystematik für eine sichere, umweltgerechte und kosteneffiziente Energiewende“, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi), 2018.
- [38] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Wie setzt sich der Strompreis zusammen?“, <https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/FAQs/DE/Sachgebiete/Energie/Verbraucher/PreiseUndRechnungen/WieSetztSichDerStrompreisZusammen.html>, abgerufen am 01.08.2019.

- [39] Öko-Institut e.V., „Die Entwicklung der EEG-Kosten bis 2035“, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2015.
- [40] F. Hinz, D. Möst, „Regionale Unterschiede der Netzentgelte“, ifoDresden berichtet, vol. 25, no. 05, pp. 24–30, 2017.
- [41] EEX, „Ten Years of European Energy Trading on the Exchange – the History of EEX“, Jun 15, 2010 EEX Press Release.
- [42] Next-Kraftwerke, „Was bedeutet Merit-Order?“, <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/merit-order>, abgerufen am 01.08.2019.
- [43] M. Fürsch, R. Malischek und D. Lindenberger, „Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien - Analyse der kurzen und langen Frist“, EWI Working Paper 12/14, 2012.
- [44] O. D. Doleski, „Utility 4.0. Transformation vom Versorgungs- zum digitalen Energiedienstleistungsunternehmen“, Springer Vieweg, 2016.
- [45] H. Strese, U. Seidel, T. Knappe und A. Botthof, „Smart Home in Deutschland - Untersuchung der wissenschaftlichen Begleitung zum Programm Next Generation Media (NGM) des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie“, Institut für Innovation und Technik, 2010.
- [46] Institut für ZukunftsEnergie und Stoffstromsysteme (izes gGmbH), „Systemintegration Erneuerbarer Energien durch Marktakteure (SEEMA)“, Projektträger: Forschungszentrum Jülich und gefördert durch das BMWi, 2016.
- [47] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Eckpunktepapier Mieterstrom“, 2017.
- [48] W.-P. Schill, A. Zerrahn und F. Kunz, „Prosumage of solar electricity: pros, cons, and the system perspective“, DIW Discussion Paper 1637, 2017.
- [49] Deutsche Energieagentur (dena), „Grundsatzpapier der Plattform Digitale Energiewende“, 2016.
- [50] acatech – Deutsche Akademie der Technikwissenschaften e. V., Deutsche Akademie der Naturforscher Leopoldina e. V. und Union der deutschen Akademien der Wissenschaften e. V., „»Sektorkopplung« – Optionen für die nächste Phase der Energiewende“, Energiesysteme der Zukunft, 2017.
- [51] Wietschel, Martin et al., „Sektorkopplung: Definition, Chancen und Herausforderungen“, Working Paper Sustainability and Innovation, No. S01/2018, Consentec CmbH und Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe, 2018.
- [52] Agora Energiewende, „Neue Preismodelle für Energie. Grundlagen einer Reform der Entgelte, Steuern, Abgaben und Umlagen auf Strom und fossile Energieträger“, 2017.
- [53] Dr. H. Höfling, J. Milke, „Erfolgreiche Energiewende erfordert CO2-orientierte Energiepreisreform“, KfW Research Fokus Volkswirtschaft, 2019.

- [54] D. Ohlhorst, „Akteursvielfalt und Bürgerbeteiligung im Kontext der Energiewende in Deutschland: das EEG und seine Reform“, Handbuch Energiewende und Partizipation, Herausgeber: Lars Holstenkamp und Jörd Radtke. Springer VS, 2018.
- [55] trend:research, Leuphana Universität Lüneburg, „Definition und Marktanalyse von Bürgerenergie in Deutschland“, Im Auftrag der Initiative „Die Wende – Energie in Bürgerhand“ und der Agentur für Erneuerbare Energien, 2013.
- [56] Institut für ZukunftsEnergie und Stoffstromsysteme (izes gGmbH), „Nutzeneffekte von Bürgerenergieeffekte. Eine wissenschaftliche Qualifizierung und Quantifizierung der Nutzeneffekte der Bürgerenergie und ihrer möglichen Bedeutung für die Energiewende“, 2015.
- [57] D. Setton, „Soziales Nachhaltigkeitsbarometer der Energiewende 2018: Kernaussagen und Zusammenfassung der wesentlichen Ergebnisse“, Institut für transformative Nachhaltigkeitsforschung (IASS), 2019.
- [58] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und nukleare Sicherheit (BMU) und Bundesamt für Naturschutz (BfN), „Naturbewusstsein 2017 - Bevölkerungsumfrage zu Natur und biologischer Vielfalt“, 2018.
- [59] Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB) und Umweltbundesamt (UBA), „Umweltbewusstsein in Deutschland 2016 - Ergebnisse einer repräsentativen Bevölkerungsumfrage“, 2017.
- [60] Umweltbundesamt (UBA), „Treibhausgas-Emissionen in Deutschland“, <https://www.umweltbundesamt.de/daten/klima/treibhausgas-emissionen-in-deutschland#textpart>, - abgerufen am 01.08.2019.
- [61] Öko-Institut e.V., „Sektorale Abgrenzung der deutschen Treibhausgasemissionen mit einem Schwerpunkt auf die verbrennungsbedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen“, 2018.
- [62] Forschungszentrum Jülich GmbH, „Grundlagen für die Transformation von Energiesystemen - Texte und Ergebnisse der Cadenabbia-Tagung 2012 der Konrad-Adenauer-Stiftung und des Forschungszentrums Jülich“, Reihe Energie & Umwelt Vol. 177, 2012.
- [63] C. Gatzes, S. Pietsch, T. Steinfort und D. Grafenhofer, „Technologische Innovationen und neue Geschäftsmodelle für die Energiewende - Die Roller der Deutschen F&I Politik“, Studien zum deutschen Innovationssystem, Nr. 11, 2019.
- [64] Öko-Institut e.V., „Klimaschutz im Stromsektor 2030 - Vergleich von Instrumenten zur Emissionsminderung“, im Auftrag des Umweltbundesamtes (UBA), 2017.
- [65] S. Corsi, B. Hennecke, F. Horn, B. Klusmann, D. Kluge, Dr. R. Mono und G. Schroth, „Finanzierung der Energiewende: Wie ein CO<sub>2</sub> - Preis Gerechtigkeit und Planungssicherheit schafft“, 2017.
- [66] P. Laube, F. Rossé, G. Danielli und N. Backhaus, „Wirtschaft, Umwelt und Raum,“ compendio Bildungsmedien, 2014.
- [67] R. Steinlechner, „Die Schlanke Stadt: Kostenwahrheit als mögliches Steuerungsinstrument für Raumplanung“, GRIN, 2008.

- [68] Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS), „Was die Energieiwende wirklich kostet - Nettokosten des Ausbaus erneuerbarer Energien im Vergleich zur konventionellen Stromerzeugung“, im Auftrag von Greenpeace Energy eG, 2013.
- [69] Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft e.V. (FÖS), „Was Strom wirklich kostet - Vergleich der staatlichen Förderungen und gesamtgesellschaftlichen Kosten von konventionellen und erneuerbaren Energien“, im Auftrag von Greenpeace Energy eG, 2017.
- [70] C. Kost, S. Shammugam, V. Jülch, H.-T. Nguyen und T. Schlegel, „Stromgestehungskosten Erneuerbarer Energien“, *Fraunhofer Institut für Solare Energiesysteme ISE*, 2018.
- [71] Umweltbundesamt (UBA), „Methodenkonvention 3.0 zur Ermittlung von Umweltkosten“, 2019.
- [72] B. Kroposki, B. Johnson, Y. Zhang, V. Gevorgian, P. Denholm, B.-M. Hodge und B. Hannegan, „Achieving a 100% Renewable Grid - Operating Electric Power Systems with Extremely High Levels of Variable Renewable Energy“, *IEEE power & energy magazine*, 2017.
- [73] Agentur für Erneuerbare Energien (AEE), „Metaanalyse: Die Digitalisierung der Energiewende“, *Forschungsradar Energiewende*, 2018.
- [74] Deutsches Institut für Normierung e.V. (DIN e.V.), „Smart Cities“, <https://www.din.de/de/forschung-und-innovation/themen/smart-cities>, abgerufen am 01.08.2019.
- [75] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Abschaltbare Lasten“, [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/AbLaV/AbschbareLasten\\_node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/AbLaV/AbschbareLasten_node.html), abgerufen am 01.08.2019.
- [76] Bundesnetzagentur (BNetzA), „Redispatch“, [https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Engpassmanagement/Redispatch/redispatch-node.html), abgerufen am 01.08.2019.
- [77] Bundesverband Energiespeicher (BVES), „Das Energiesystem 2030 – dekarbonisiert und versorgungssicher mit Speichern!“, *BVES-Klausurtagung in Wilsdruff*, 2019.
- [78] J. A. Taylor, S. V. Dhople und D. S. Callaway, „Power systems without fuel“, *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 57, pp. 1322–1336, 2016.
- [79] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Ein Strommarkt für die Energiewende - Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)“, 2014.
- [80] P. Viebahn, O. Zelt, M. Fishedick, J. Hildebrand, S. Heib, D. Becker, J. Horst, M. Wietschel, S. Hirzel, „Technologien für die Energiewende. Politikbericht an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)“, 2018.

- [81] C. Arghir, T. Jouini und F. Dörfer, "Grid-forming control for power converters based on matching of synchronous machines", *Automatica*, vol. 95, pp. 273–282, <https://doi.org/10.1016/j.automatica.2018.05.037>, 2018.
- [82] Nahid-Al-Masood, N. Modi und R. Yan, "Low inertia power systems: Frequency response challenges and a possible solution," in *2016 Australasian Universities Power Engineering Conference (AUPEC)*, pp. 1–6, DOI:10.1109/AUPEC.2016.7749335, 2016.
- [83] E. Alegria, T. Brown, E. Minear und R. H. Lasseter, "CERTS Microgrid Demonstration With Large-Scale Energy Storage and Renewable Generation", *IEEE Transactions on Smart Grid*, vol. 5, no. 2, pp. 937–943, Mar. 2014.
- [84] Bundesnetzagentur (BNetzA), „'Smart Grid' und 'Smart Market' - Eckpunktpapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems", 2011.
- [85] Heinrich-Böll-Stiftung, Green European Foundation, European Renewable Energies Federation und Le Monde diplomatique, „Energieatlas 2018. Daten und Fakten über die Erneuerbaren in Europa“, 2. Auflage, 2019.
- [86] Ecofys und Fraunhofer Institut für Windenergiesysteme (IWES), „Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetzen“, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2017.
- [87] J. Aengenvoort, J. H. Sämisch, „Die Illusion einer Kupferplatte“, Next-Kraftwerke, <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/kupferplatte-stromnetz>, abgerufen am 01.08.2019.
- [88] CDU, CSU, und SPD, „Ein neuer Aufbruch für Europa. Eine neue Dynamik für Deutschland. Ein neuer Zusammenhalt für unser Land“, Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD. 19. Legislaturperiode, 2018.
- [89] E-Bridge, ZEW und TU Clausthal, „Neue Preismodelle für die Energiewirtschaft. Reform der Struktur von Netzentgelten und staatlich veranlasster Preisbestandteile“, Studie im Auftrag von Agora Energiewende, 2018.
- [90] C. Maurer, C. Zimmer und L. Hirth, „Nodale und zonale Strompreissysteme im Vergleich“, Bericht für das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2018.
- [91] O. Tietjen, „Kapazitätsmärkte. Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einem emissionsarmen deutschen Strommarkt“, Germanwacht e.V., 2012.
- [92] K. Neuhoff, F. Kunz, S. Ruster und S. Schwenen, „Koordinierte Strategische Reserve kann Stromversorgungssicherheit in Europa erhöhen“, DIW Wochenbericht Nr. 30, 2014.
- [93] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), „Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnisrapport des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)“, 2015.

- [94] K. Neuhoff, S. Bach, J. Diekmann, M. Beznoska und T. El-laboudy, „Steigende EEG-Umlage: Unerwünschte Verteilungseffekte können vermindert werden“, DIW Wochenbericht Nr. 41, 2012.
- [95] Leibniz Institut für Wirtschaftsforschung (RWI), „Diskussionspapier: Die Gerechtigkeitslücke in der Verteilung der Kosten der Energiewende auf die privaten Haushalte“, Heft 113, 2017.
- [96] Deutsche Energieagentur (dena), „Alternativen zur Finanzierung des EEG,“, [https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9222\\_dena-Studie\\_Alternativen\\_zur\\_Finanzierung\\_des\\_EEG.pdf](https://www.dena.de/fileadmin/dena/Dokumente/Pdf/9222_dena-Studie_Alternativen_zur_Finanzierung_des_EEG.pdf), 2017.
- [97] Institut für ökologische Wirtschaftsforschung GmbH (IÖW), „Möglichkeiten zur Umgestaltung der EEG-Umlagebasis“, 2017.
- [98] Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (BAFA), „Hintergrundinformationen zur Besonderen Ausgleichsregelung Antragsverfahren 2016 für Begrenzung der EEG-Umlage 2017“, 2017.
- [99] B. Flieger, U. Schachtschneider, H. Wolter, C. Lautermann, A. Aretz, S. Gähns und J. Broekmans, „Zukunftsland Mieterstrommodelle. Potentiale von Mieterstrom in Deutschland auf verschiedenen Ebenen mit einem Fokus auf Bürgerenergie“, 2018.
- [100] Bundesverband WindEnergie e. V. (BWE), „Gemeinsam gewinnen – Windenergie vor Ort. Ein Grundlagenpapier zu den Themen Wertschöpfung, Bürgerbeteiligung und Akzeptanz“, 2018.
- [101] A. Aretz, K. Heinbach, B. Hirschl und J. Rupp, „Wertschöpfungs- und Beschäftigungseffekte durch den Ausbau Erneuerbarer Energien. Hintergrundmaterial“, *Die Studie wurde im Auftrag von Greenpeace durchgeführt vom Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), Berlin.*, 2013.
- [102] B. Gotchev, „Bundesländer als Motor einer bürgernahen Energiewende? Stand und Perspektiven wirtschaftlicher Bürgerbeteiligung bei Windenergie an Land“, *Institute for Advanced Sustainability Studies (IASS) Potsdam, IASS Working Paper*, 2016.
- [103] D. A. Aretz, J. Knoefel, „Mieterstrom - Hindernisse und Potenziale“, Institut für ökologische Wirtschaftsforschung (IÖW), [https://www.ioew.de/fileadmin/user\\_upload/BILDER\\_und\\_Downloaddateien/Publikationen/2017/IOEW-Studie\\_Mieterstrom.pdf](https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2017/IOEW-Studie_Mieterstrom.pdf), 2017.
- [104] Wuppertal Institut für Umwelt Klima gGmbH, „Die Energiewende regional gestalten. Auf dem Weg zu einer Energiewende-Roadmap im Ruhrgebiet“, gefördert durch Stiftung Mercator, 2017.
- [105] T. Wehnert, B. Best, und T. Andreeva, „Kohleausstieg - Analyse von aktuellen Diskussionsvorschlägen und Studien“, Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH. Eine Studie im Auftrag des Naturschutzbund Deutschland (NABU), 2017.
- [106] Bündnis Bürgerenergie (BBEn) e.V., „Regionale Entwicklung mit Bürgerenergie“, [https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user\\_upload/downloads/Bericht\\_2018/Bericht\\_Buergerenergie18\\_WEBV06.pdf](https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/downloads/Bericht_2018/Bericht_Buergerenergie18_WEBV06.pdf), 2018.

- [107] Christian Freericks und Swantja Fiedler, "Ausnahmeregelungen für die Industrie bei Energie- und Strompreisen. Überblick über die geltenden Regelungen und finanzielles Volumen 2005-2016," *unter Mitarbeit von Tommaso Putigano. Kurzanalyse im Auftrag der Bundestagsfraktion Bündnis 90/Die Grünen*, 2017.
- [108] Bayerische Industrie- und Handelskammertag (BIHK) und Verband der Bayerischen Energie- und Wasserwirtschaft, "Alternative Finanzierung des EEG-Umlagekontos", *Vefasser: ECOFYS Germany GmbH*, 2016.
- [109] U. Nestle, "Reformoptionen für die EEG-Umlage", *böll.brief Grüne Ordnungspolitik #5*, 2017.
- [110] Deutscher Industrie- und Handelskammertag (DIHK), „EEG-Finanzierung auf neue Füße stellen“ Beschluss des Vorstands“, <https://www.dihk.de/ressourcen/downloads/vorstandsbeschluss-eeg-finanzierung.pdf>, 2017.
- [111] Agora Energiewende, „Wie weiter mit dem Ausbau der Windenergie? Zwei Strategievorschläge zur Sicherung der Standortakzeptanz von Onshore Windenergie“, [https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Akzeptanz\\_Windenergie/Agora\\_Akzeptanz\\_Onshore\\_Windenergie\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2017/Akzeptanz_Windenergie/Agora_Akzeptanz_Onshore_Windenergie_WEB.pdf), 2018.
- [112] I. Hoffmann, N. Wegner, „Mechanismen finanzieller Teilhabe am Ausbau der Windenergie“, *Stiftung Umweltenergierecht, Würzburger Studien zum Umweltenergierecht Nr. 7, ISSN 2365-7138*, 2018.

## Über die Reiner Lemoine Stiftung

100 % Erneuerbare Energien! Angetrieben von dieser Vision hat sich Reiner Lemoine beharrlich dafür eingesetzt, der Energiewende zum Durchbruch zu verhelfen. Er war davon überzeugt, dass sowohl die Umwelt als auch die Gesellschaft von den technischen Innovationen in der Wind- oder Solarenergie profitieren würden. Die 2006 gegründete Reiner Lemoine Stiftung (RLS) führt das Lebenswerk ihres Namensgebers fort. Die RLS hat die Wissenschaft und anwendungsorientierte Forschung im Bereich der regenerativen Energien bislang mit rund 10 Mio. EUR gefördert. Mit ihren Projekten leistet die RLS einen Beitrag, das Energiesystem für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien fit zu machen.

Weitere Informationen: [www.reiner-lemoine-stiftung.de](http://www.reiner-lemoine-stiftung.de)

## Über das Reiner Lemoine Institut

Das Reiner Lemoine Institut ist ein unabhängiges, gemeinnütziges Forschungsinstitut, das sich für eine Zukunft mit 100 % Erneuerbaren Energien einsetzt. Unsere drei Forschungsbereiche sind „Transformation von Energiesystemen“, „Mobilität mit Erneuerbaren Energien“ und „Off-Grid Systems“. Wir forschen anwendungsorientiert mit dem Ziel, die langfristige Umstellung der Energieversorgung auf Erneuerbare Energien wissenschaftlich zu unterstützen.

Weitere Informationen: [www.reiner-lemoine-institut.de](http://www.reiner-lemoine-institut.de)

---

**Die Ansätze des Konventionellen Energiesystems zur Integration Erneuerbarer Energien reichen nicht mehr aus. Daher besteht die Notwendigkeit umzudenken und es bedarf grundlegender regulatorischer und struktureller Änderungen. Das Energiesystem muss ganzheitlich neu gedacht und aus den alten Strukturen gelöst werden. Aus der Energiewende muss eine Energiesystemwende werden.**

---