

New Deal für das Erneuerbare Energiesystem.

Wie die Energiewirtschaft entfesselt werden kann und so 100 % Erneuerbare Energien möglich werden.

Diskussionspapier der Reiner Lemoine Stiftung

Impressum

Reiner Lemoine Stiftung
www.reiner-lemoine-stiftung.de
info@reiner-lemoine-stiftung.de
Fabian Zuber | fabian.zuber@rl-stiftung.de
Tel.: +49 30 236 178 90

Autoren

Stephan Franz
Eberhard Holstein
Fabian Zuber

Layout:
Matthias Laugwitz

Veröffentlicht:
Februar 2020

Bitte zitieren als

„Reiner Lemoine Stiftung (2020): New Deal für das Erneuerbare Energiesystem. Wie die Energiewirtschaft entfesselt werden kann und so 100 % Erneuerbare Energien möglich werden.“

Kurzzitierweise: „RLS (2020): Energiemarktdesign für das Erneuerbare Energiesystem“

Über das Diskussionspapier

Das vorliegende RLS-Diskussionspapier ist Ende 2019 / Anfang 2020 entstanden. Es basiert auf energiemarktlischen Vorüberlegungen von Eberhard Holstein und wurde im intensiven Austausch mit Energiemarktexpert:innen und Akteuren der Reiner Lemoine Stiftung weiterentwickelt. Zudem baut es auf den Erkenntnissen der „RLS-Übersichtsstudie zur EnergieSystemWende“ auf, die im September 2019 erschienen ist und dafür plädiert, die Energiewende gemäß den Anforderungen des Erneuerbaren Energiesystems weiterzuentwickeln. Wie dieses Zielmodell aussehen kann, wird im Diskussionspapier beschrieben.

Über die Reiner Lemoine Stiftung

100 Prozent 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. Rund 100 Promotionsstipendien hat die RLS vergeben. Mit dem Reiner Lemoine Institut hat sie ein renommiertes Forschungsinstitut aufgebaut. Die Projekte der RLS leisten einen Beitrag dazu, das Energiesystem für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien fit zu machen.

Danksagung

Im Rahmen der Entstehung des Diskussionspapiers standen die Autoren mit zahlreichen Expertinnen und Experten im Austausch. Für deren Teilnahme an Workshops und bilateralen Treffen sowie umfassende Kommentierungen gilt ein besonderer Dank, insbesondere an: Alexander Steinke, Alexandra Krumm, Anja Lemoine, Annegret Jatzkewitz, Arndt Börkey, Anya Heider, Bernhard Strohmayer, Busso von Bismarck, Caroline Schenuit, Carsten Pfeiffer, Celine Göhlich, Clemens Triebel, Editha Koetter, Fabian Reetz, Jakob Gemassmer, Katharina Boesche, Kathrin Goldammer, Marlin Arnz, Mascha Richter, Norman Pieniak, Paul Grunow, Philip Hiersemenzel, Philipp Blechinger, Rene Mono, Ricardo Reibsch und Thorsten Lenck.

Vorwort

Der vergangene Monat war weltweit der heißeste Januar seit Beginn der Wetteraufzeichnungen. Selten geworden sind Tage, an denen nicht von neuen Rekorden in Hinsicht auf die Klimaerhitzung und deren verheerende Folgen berichtet wird. Die Klimakrise ist real. Und sie erfordert unser Handeln.

Vor allem durch die Fridays-for-Future- Bewegung ist das Bewusstsein über diese Krise in der breiten Öffentlichkeit angekommen. Am 20. Sept. 2019 gingen in Deutschland 1,4 Millionen Menschen auf die Straße, um für eine adäquate Klima- und Umweltschutzpolitik zu demonstrieren. Die Zeit und die Menschen sind reif für den Wandel. Und die Politik arbeitet inzwischen an den Stellschrauben für die nötigen Veränderungen. Gerade erst hat das Europaparlament mit von der Leyens „New Green Deal“ ein milliardenschweres Investitionsprogramm für die Klimaneutralität Europas aufgelegt.

Die großen Schritte, die für die nötige Dekarbonisierung unseres Lebens und Wirtschaftens nötig sind, betreffen vor allem auch die Energieerzeugung. Es ist klar: Wir brauchen eine Abkehr von den fossilen Energieträgern für alle Bereiche – Strom, Verkehr, Wärme und Industrie. Und das so schnell wie möglich.

Wir glauben, dass das machbar ist. Die Technologien stehen uns zur Verfügung. Und die ökologischen und ökonomischen Chancen liegen auf der Hand. Man muss es „nur“ wollen und zielgerichtet angehen.

Die Reiner Lemoine Stiftung fördert seit mehr als 13 Jahren Forschungsarbeiten zur Entwicklung und Optimierung erneuerbarer Energien und zur Transformation des Energiesystems. Das vorliegende Diskussionspapier zeichnet ein Zukunftsmodell für die Energieversorgung Deutschlands im Jahr 2035. Die Vision setzt auf eine solidarische Gesellschaft, die sich in zellulären Einheiten vor Ort optimiert mit 100% erneuerbarer Energie versorgt, die aber überregional vernetzt bleibt.

Das Erneuerbare Energiesystem wird anders aussehen als jenes, aus dem wir kommen. Diese Veränderungen können Befürchtungen auslösen, z.B. die vor einem Blackout. Ich persönlich habe aber mehr Angst davor, was passiert, wenn wir das Ziel eines fossilfreien Energiesystems nicht kurzfristig erreichen.

Der Gründer und Namensgeber der Reiner Lemoine Stiftung war ein Visionär und vor allem ein mutiger Mensch. Ihm ist es zu seinen Lebzeiten gelungen, der Photovoltaik-Industrie zum entscheidenden Durchbruch zu verhelfen. Und das vor allem deshalb, weil er an das Ziel und die Möglichkeiten zur Veränderung geglaubt hat. Machen wir in seinem Sinne weiter! Verhelfen wir beharrlich der Transformation des Energiesystems hin zu einer Versorgung mit 100% Erneuerbaren zum Erfolg!

In diesem Sinne wünsche ich dem „New Deal für das Erneuerbare Energiesystem“ interessierte und tatkräftige Leser:innen und danke den Verfassern Eberhard Holstein, Fabian Zuber und Stephan Franz herzlich für die Ausarbeitung dieser wichtigen Diskussionsgrundlage.

Dr. Annegret Jatzkewitz

Vorstandsvorsitzende der Reiner Lemoine Stiftung

Zielvision für das Erneuerbare Energiesystem

Bis 2035 – oder wenige Jahre später – ist die Energieversorgung in Deutschland klimaneutral. Sie basiert dann zu 100 Prozent auf Erneuerbaren Energien. Photovoltaikanlagen sind mit etwa 500 Gigawatt installierter Leistung auf Dächern und Fassaden überall sichtbar. Und landauf, landab drehen sich Windräder, mit denen die Menschen vor Ort Wind ernten und den Strom als heimische Ressource nutzen oder weiterverkaufen. 200 Gigawatt Windkraftwerke an Land und 100 Gigawatt auf dem Meer stillen dann zusammen mit der Sonnenenergie den deutschen Stromhunger.

Im Zuge der Elektrifizierung und durch Effizienzsteigerungen wird der Endenergiebedarf hierzulande auf noch rund 1.650 Terawattstunden im Jahr gesunken sein – von vormals über 2.500 TWh/a. Ineffiziente Verbrennungsmotoren und fossile Kraftwerke gehören dann der Vergangenheit an. Und damit ist die Energieversorgung nicht nur erneuerbar geworden, sondern auch regional. Fast 100 Prozent der Energie basieren dann auf heimisch erzeugtem Strom, ein kleiner Rest wird in Form von grünen Gasen importiert.

Stromnetze bilden auch 2035 noch das Rückgrat der Energieversorgung. Sie werden gespeist von überwiegend verbrauchsnahe Solar- und Windkraftwerken im ganzen Land, aber auch von Offshore-Windanlagen. Wer eine erneuerbare Erzeugungskapazität bereitstellt, tut dies unter Beteiligung der Kommunen und Bürger:innen vor Ort. Betreiber:innen bekommen dafür eine staatlich orchestrierte Gebühr auf die Erzeugungskapazität, sodass sich auch bei Grenzkosten nahe Null die Investitionen in neue Kraftwerke auszahlen.

Denn Preise für Kilowattstunden werden nun vornehmlich auf Flexibilitätsmärkten bestimmt. Anders als im Konventionellen Energiesystem, als Engpässe im Netz faktisch undenkbar waren, prägt der Umgang mit Knappheiten nun die Bewirtschaftung der Stromnetze. Speichertechnologien und dezentrale Power-to-Gas-Anwendungen ergänzen Flexibilitätsoptionen bei der Erzeugung und dem Verbrauch – und der smarte Markt organisiert so eine systemoptimierte Balance zwischen Erzeugung und Verbrauch.

Im Erneuerbaren Energiesystem ist es selbstverständlich, dass die systemdienliche Energieversorgung quasi jedermanns Sache ist. Denn die Anreize sind so gesetzt, dass es sich lohnt, sich im Energiemarkt einzubringen. Kreativität und Innovationen der Menschen und die optimierte Technologie für die sektorengkoppelte Energieversorgung wird vor Ort entfacht, individuelle Ökonomien der Flexibilität entstehen. Lokale Wertschöpfung und lokale Energiemanagementsysteme prägen den Markt ebenso wie die smarte Vernetzung.

Wer es schafft, sich vor Ort weitestgehend selbst mit Strom zu versorgen, ohne dabei Lastspitzen ans Netz weiterzureichen, wird belohnt. Die meisten Menschen tun dies gemeinsam, weil sich ganze Mietshäuser, Quartiere und Siedlungen zu Energiezellen zusammengeschlossen haben, die auch für Wärme und Mobilität sorgen. Mieter:innen wohnen dann nicht nur „warm“ zur Miete, sondern auch „hell“. Denn Mietshäuser und Quartiere bilden Energiegemeinschaften, die mit lokalen Energiemanagementsystemen organisiert sind, die nur noch über einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt verfügen.

Zusammenfassung: Eckpunkte für ein neues Energiemarktdesign

Das vorliegende Diskussionspapier der Reiner Lemoine Stiftung schlägt ein Energiemarktdesign für das Erneuerbare Energiesystem vor. Es zeigt auf, wie die bisherige Energiewirtschaft entrümpelt werden kann und so tauglich wird für 100 Prozent Erneuerbare Energien. Der Vorschlag lädt dazu ein, den Energiemarkt neu zu denken und entsprechend regulativ umzugestalten. Der vorgeschlagene Transformationspfad folgt dem Zielbild des Erneuerbaren Energiesystems und den technischen und sozioökonomischen Anforderungen, die damit einhergehen.

Die Umsetzung dieser Maßnahmen erfordert tiefgreifende Reformen der bisherigen Funktionslogik der Energiemärkte. Zugleich sollen die Vorschläge aber auch eine visionäre Kraft entfalten und den energiepolitischen Gestalter:innen in Politik, Wissenschaft, Unternehmen, Medien oder Verbänden chancenreiche Wege aufzeigen, wie die Energiewende erfolgreich fortgeführt und ausgebaut werden kann.

Ausgangspunkt sind die Annahmen und zentralen Prämissen der Energiesystemwende:

- **Paradigmenwechsel:** Die Energiewende verändert fundamental die Paradigmen der Energieversorgung. Es ergeben sich neue technologische, gesellschaftliche, ökologische und wirtschaftliche Anforderungen. Eine ganzheitliche Transformation vom Konventionellen hin zum Erneuerbaren Energiesystem ist unvermeidbar – und bietet zugleich enorme Chancen.
- **Elektrifizierung:** Der Erfolg von Photovoltaik und Windkraft wird zum Treiber der Dekarbonisierung in allen Energiesektoren: Strom, Mobilität, Wärme. Damit führt die Sektorenkopplung zu einer Verdreifachung des Strombedarfs.
- **Teilhabe:** Der Ausbau Erneuerbarer Energien und der Umbau der Energieversorgung setzen deren gesellschaftliche Akzeptanz voraus. Nur durch Teilhabe und lokale Wertschöpfung können die notwendigen Ressourcen wie Flächen und Investitionskapital aktiviert werden. Die Beteiligung der Menschen ist die Erfolgsbedingung der Energiesystemwende.

Von diesen Prämissen ausgehend soll das Energiesystem in folgenden Bereichen weiterentwickelt werden:

Versorgung



Vernetzte
Energieversorgung vor
Ort

Vor-Ort-Versorgung: In vernetzten Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften wird zukünftig rund ein Drittel der benötigten Energiemengen lokal erzeugt, gespeichert und smart genutzt. Diese energiewirtschaftlichen Zellen müssen regulatorisch etabliert werden. Sie stellen dem Gesamtsystem dringend benötigte, schnell zubaubare Erzeugungskapazität, Flexibilität, Komplexitätsreduktion und Resilienz zur Verfügung.

Vernetzte Zellen: Die Vor-Ort-Versorgung muss weitgehend liberalisiert werden: Bis zum Netzanschlusspunkt hat jeder Akteur die volle Entscheidungsfreiheit. Schnittstelle der Versorgungszellen mit dem Energiesystem ist das Anschlusskabel ans öffentliche Stromnetz. Die Optimierung für das Gesamtsystem sowie für die lokale Versorgung geschieht über ein reformiertes Umlagen- und Entgeltsystem. Es setzt mit einem stärkeren Anteil von Leistungspreisen Anreize für den bestmöglichen Technologiemix und ein systemdienliches Verhalten bei Engpasssituationen.

Netze



Transparenz,
Subsidiarität und
dezentrale
Frequenzhaltung

Engpassbewirtschaftung: Durch die erwartbare Verdopplung des Netzstromvolumens gewinnen die Stromnetze weiterhin an Bedeutung. Das alte Paradigma der Vermeidung von Netzengpässen durch Ausbaumaßnahmen wird jedoch nicht mehr aufrechterhalten. Stattdessen werden auftretende Engpässe bewirtschaftet, unter Einbeziehung der semiautarken Versorgungszellen. Daraus ergibt sich auch ein höherer Bedarf an die transparente Bereitstellung von Netzdaten an die Marktakteure.

Systemdienstleistungen: Versorgungssicherheit und Resilienz des Stromsystems müssen zunehmend durch EE-Anlagen und Energiespeicher gewährleistet werden. Die marktlichen Anreize zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen werden dafür umgestellt. Ehemals zentral gelöste Aufgaben wie die Frequenz- und Spannungshaltung oder die Schwarzstartfähigkeit werden auf die technischen Parameter von dezentralen Wechselrichtern ausgerichtet.

Handel



Flexible und regionalisierte Verknüpfung von Erzeugung und Verbrauch

Smart Markets: Der Stromhandel gewinnt zu Lasten des fossilen Treibstoffhandels signifikant an Bedeutung. Neben der Verdopplung des Netzstromvolumens entstehen neue Handelsgüter insbesondere im Bereich der Bereitstellung von Flexibilitäten. Smart Markets müssen die regionale Einbeziehung von verschiedensten Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen organisieren.

Energiespeicher: Speicher spielen eine zunehmend wichtige Rolle bei der Bewirtschaftung von Netzengpässen. Batteriespeicher stellen auf den Handelsmärkten und innerhalb der Versorgungszellen kurzfristige Flexibilitäten für die Systemstabilität bereit. Die langfristige, saisonale Energiespeicherung kann lokal und überregional insbesondere durch grünes, d.h. erneuerbar erzeugtes Gas abgedeckt werden.

Erzeugung



Klimaneutrale und verbrauchsnahe Kapazitäten zur Stromerzeugung

Kapazitätsmärkte: Durch den Übergang in die Null-Grenzkosten-Stromwirtschaft gewinnen Grundpreise für bereitgestellte (erneuerbare) Kapazitäten sowie CO₂-Abgaben auf den Primärenergieverbrauch an Bedeutung. Es entsteht ein Erneuerbarer Kapazitätsmarkt.

Staatliche Steuerung: Der Zubau von Erzeugungskapazitäten erfolgt durch zentralisierte Planungsprozesse. Für das Gesamtsystem berücksichtigen diese regional das Dargebot der Energiequellen, Flexibilitätsoptionen und die Netzsituation – aber auch die gesellschaftliche Akzeptanz. Neu gestaltete Vergütungssysteme setzen Anreize für einen optimierten Ausbau zu bestmöglichen Gemeinkosten, etwa für den Betrieb von Netzen.

Die Weichen hin zum Erneuerbaren Energiesystem entlang der skizzierten Leitplanken können nur mit einer mutigen Energiepolitik erreicht werden:

New Deal: Das Erneuerbare Energiesystem entsteht nicht von selbst. Es braucht politische Gestaltung. Grundlegend dafür ist anzuerkennen, dass der Energiemarkt nur entfesselt werden kann, wenn das Korsett des Konventionellen Energiesystems aufgebrochen und überwunden wird. Getragen von einer gesellschaftspolitischen Vision für einen New Deal müssen die Grundlogiken des Energiemarkts von der Zukunft her gedacht und grundlegend überarbeitet werden. Diese Systemtransformation braucht Zeit. Aber sie muss mutig und zügig angegangen werden. Und wir sind überzeugt: Sie steckt voller Chancen.

Summary

This discussion paper of Reiner Lemoine Stiftung proposes a new energy market design for the renewable energy system. It indicates how Germany could achieve 100 percent renewable energies within two decades. The proposal invites people to rethink the energy market and redesign the regulatory framework accordingly.

The implementation of these measures requires visionary force and profound reforms of the energy market fundamentals. Starting point are the following assumptions on the energy system transformation (“Energiewende”):

- **Paradigm shift:** The energy system transformation fundamentally changes the paradigms of energy supply. New technological, social, ecological and economic requirements are emerging. A holistic transformation from the conventional to the renewable energy system is unavoidable - and offers vast opportunities.
- **Electrification:** The success of photovoltaics and wind power is becoming the driver of decarbonization in all energy sectors: electricity, mobility, heat. Thus, sector coupling will lead to a tripling of the electricity demand.
- **Participation:** The expansion of renewable energies requires social acceptance. Participation and local value creation are key.

Based on these premises, the energy system should be developed in these areas:

Supply: On-site energy supply complementing grid connection

- **On-site supply:** In the future, one third of the energy supply will be generated, stored and used locally. More and more energy cells will be established in line with regulatory requirements. They provide generation capacity, flexibility, complexity reduction and resilience to the power system.
- **Networked cells:** On-site supply should be largely liberalized: Each actor should have complete freedom of choice behind the meter. The interface between the supply cell and the power system is the connection to the public grid. Optimisation for the overall system as well as for local supply is achieved through a reformed tariff scheme. With a wider range of fixed surcharges, it provides incentives for the best possible technology mix behind the meter and system-compatible behaviour in times of grid congestions.

Grids: Managing bottlenecks and decentralising system services

- **Congestion management:** The power grids continue to gain relevance, as the electricity volume transported over the grids is expected to double, following the electrification paradigm. However, the old paradigm of avoiding congestions through grid expansion will no longer be maintained. Instead, congestions will be

managed, including flexibility potentials of the semi-autonomous supply cells. This also results in the provision of network data to market players.

- **System services:** Security of the system operation must increasingly be provided by renewable energy plants and energy storage systems. Remuneration for system services are to be changed respectively. Tasks that were previously solved centrally, such as frequency and voltage control or black-start capability, are to be adapted to the technical parameters of distributed and increasingly smart inverters.

Trade: Flexible and regionalised link between production and consumption

- **Smart Markets:** Power trading is gaining importance at the expense of fossil fuel trading. In addition to doubling the volume of electricity in the public grid, new trading products are emerging, especially for providing flexibility. Smart markets must organise the integration of a wide range of generation and flexibility options on a regional or even local level.
- **Energy storage facilities:** Storage facilities are playing an increasingly important role in managing grid congestions. Battery storage facilities provide short-term flexibility on the trading markets and within the supply cells. Seasonal energy storage can be covered by renewable gas.

Generation: Climate-neutral and consumption-related capacities for power generation

- **Capacity markets:** With the transition to a zero marginal cost power economy, prices for provided (renewable) capacities and CO₂ taxes on primary energy consumption are gaining importance. A renewable capacity market is emerging.
- **Government control:** The expansion of power generation capacities on the system level is to be organized through centralized planning processes. These consider the regional availability of energy sources, flexibility options and the grid situation - and social acceptance. Newly designed compensation schemes provide incentives for optimized capacity additions considering macroeconomic and social costs.

Such a renewable energy system can only be achieved with an ambitious energy policy:

New Deal: The renewable energy system needs political action. The fundamental point is to recognise that the energy market can only be decarbonized if the conventional energy system is overcome. Supported by a socio-political vision for a new deal, fundamentals of the energy markets must be revised. This system transformation takes time. However, it must be tackled courageously. And we are convinced that it is full of opportunities.

Inhaltsverzeichnis

1. Einleitung.....	14
2. Energiesystemwende: Erneuerbare verändern das System	16
2.1 Die Energiewende als Paradigmenwechsel für das Energiesystem	16
2.2 Erneuerbarer Strom wird zur Leitenergie aller Energiesektoren	19
2.3 Teilhabe wird der Schlüssel zum Erfolg.....	27
3. Versorgung: Vernetzte Energieversorgung vor Ort	30
3.1 Vor-Ort-Versorgung wird zu einer energiewirtschaftlichen Säule	30
3.2 Vernetzung der Zellen erfolgt durch eine neue Netzentgeltsystematik	38
4. Netze: Engpässe bewirtschaften und Systemdienstleistungen dezentralisieren..	44
4.1 Intelligente Bewirtschaftung von Netzengpässen löst Ideal der Kupferplatte ab.....	44
4.2 Bereitstellung von Systemdienstleistungen verlagert sich vom Kupfer zum Halbleiter	49
5. Handel: Flexible und regionalisierte Verknüpfung von Erzeugung und Verbrauch	52
5.1 Der Stromhandel wird zum Energie-Marktplatz	52
5.2 Energiespeicher werden zur zentralen Säule für den Handel von Flexibilitätsoptionen	58
6. Erzeugung: Klimaneutrale und verbrauchsnahe Kapazitäten zur Stromerzeugung	62
6.1 Kapazitätsmärkte für Erneuerbare prägen die Null-Grenzkosten Stromwirtschaft.....	62
6.2 Staatlich orchestrierter Zubau von Erzeugungskapazitäten optimiert das Gesamtsystem	66
7. Was zu tun ist: 3 Phasen für eine mutige Energiepolitik.....	68
8. Offene Fragen	69
9. Quellen	70

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Eigenschaften des Konventionellen und des Erneuerbaren Energiesystems	18
Abbildung 2: Strom ersetzt fossile Energie	22
Abbildung 3: Strom ersetzt fossile Energie (2)	22
Abbildung 4: Endenergieverbrauch und Stromanteil 2016 und 2035e	23
Abbildung 5: EE-Stromerzeugungskapazitäten 2018 und 2035e	25
Abbildung 6: Endenergieverbrauch pro Energiesektor 2018 und 2035e	25
Abbildung 7: Das RLS Energieszenario im Überblick	26
Abbildung 8: Besitzstruktur von EE-Anlagen zur Stromerzeugung in Deutschland 2016	28
Abbildung 9: Die Rolle der Gesellschaft in der Energiesystemwende	29
Abbildung 10: Erneuerbare Energie als lokale Ressource und Wertschöpfung	29
Abbildung 11: Ausprägungen der Vor-Ort-Versorgung	34
Abbildung 12: Entwicklung Vor-Ort-Versorgung	37
Abbildung 13: Vernetzte Zellen	39
Abbildung 14: Entgelte schaffen Anreize für systemdienliches Verhalten	41
Abbildung 15: Netztransparenz ermöglicht smarte Strommärkte	47
Abbildung 16: Flexibilitäten im Wandel	55
Abbildung 17: Regionalisierter Stromhandel	57
Abbildung 18: Zeitliche Flexibilitäten ergänzen die räumliche Flexibilität	59
Abbildung 19: Komplementarität von Speichertechnologien	59
Abbildung 20: Geschäftsmodelle für Energiespeicher	61
Abbildung 21: Erneuerbarer Kapazitätsmarkt als zentraler Investitionsanreiz	63
Abbildung 22: Refinanzierung von Erneuerbaren-Erzeugungsanlagen	65

Abkürzungen

BBE _n	Bündnis Bürgerenergie
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNetzA	Bundesnetzagentur
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz
GW	Gigawatt
kW	Kilowatt
M2M	Machine-to-Machine
P2P	Power-to-Power
PtG	Power-to-Gas: Umwandlung elektrischer Energie in gasförmige Energieträger
PtL	Power-to-Liquid - Umwandlung elektrischer Energie in flüssige Energieträger
PtX	Power-to-X – Oberbegriff für Umwandlung elektrischer Energie in Gas, Treibstoff und Wärme
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
VNB	Verteilnetzbetreiber

1. Einleitung

Die Klimaziele sind klar formuliert. Mit dem Pariser Klimaabkommen strebt die Weltgemeinschaft an, den CO₂-Ausstoß auf einem Niveau zu halten, das eine Erderwärmung von 1,5 Grad nicht übersteigt.

Aus dieser Zielsetzung ergibt sich ein verbleibendes globales CO₂-Budget von rund 420 Gigatonnen, bei jährlichen Emissionen von ca. 42 Gigatonnen (IPCC, 2018, S. 14). Für Deutschland liegt das entsprechende CO₂-Budget bei 7,3 Gigatonnen bei jährlichen Emissionen von rund 0,8 Gigatonnen (Rahmstorf, 2019). Wenn wir nicht massiv umsteuern, haben wir also unser CO₂-Budget bis 2030 aufgebraucht.

Klimaziele verpflichten zu Erneuerbaren Energien

Daraus folgert: Die nächsten zehn Jahre sind entscheidend für den Kampf gegen den Klimawandel – und bis 2035 müssen wir die weitestgehende Dekarbonisierung unserer Volkswirtschaft erreicht haben. Zentral dabei ist der Energiesektor, der in Deutschland rund 85 Prozent der Treibhausgasemissionen ausmacht (UBA, 2019).

Die derzeitige Bundesregierung hat dies in der Grundlogik auch zum Handlungsziel gemacht: 65 Prozent Erneuerbare Energien im Strommix bis 2030 sollen erreicht werden. Und dies unter der Maßgabe, dass auch die Sektoren Wärme

und Transport zunehmend elektrifiziert werden müssen. Ein radikaler Ausbau der Erneuerbaren Energien, insbesondere der Wind- und Solarenergie, ist daher die Generationenaufgabe der nächsten Jahre.

Energiewende-Projekt hat Zugkraft verloren

Allerdings ist die Energiewende in Deutschland zuletzt massiv ins Stocken geraten. Der Ausbau der Windenergie ist 2019 fast zum Erliegen gekommen und könnte 2020 sogar rückläufig sein. Und das, obwohl eine signifikante Steigerung nötig wäre, um die anspruchsvollen Klimaziele zu erreichen.

Das gesellschaftspolitische Projekt der Energiewende hat an Zugkraft verloren. Energiewende steht dabei für den Umstieg von fossil-atomaren auf Erneuerbare Energien. In beeindruckendem Maße ist dies in Deutschland bereits gelungen. Über 40 Prozent des Stromverbrauchs werden heute erneuerbar erzeugt. Und auch weltweit haben die Solar- und Winderzeugung sich als kostengünstige Energiequellen durchgesetzt.

Trotz dieser Erfolge gelangt das „Energiewende-Projekt“ als gesellschaftspolitische Vision zunehmend an seine Grenzen. Das Narrativ bzw. das politische Programm, die neuen Technologien in das alte System zu integrieren, funktioniert

nicht mehr. Vielmehr geht es nun um den Umbau des Energiesystems als Ganzes.

Energiewende braucht Systemwende

Es stellt sich daher die Frage, wie der nötige Ausbau der Erneuerbaren Energien gelingen kann. Dieses Diskussionspapier ist ein Beitrag zu der Debatte um das zukünftige Energiemarktdesign. Es soll Möglichkeiten für einen mutigen und beherzten Umbau des Energiesystems aufzeigen.

Dafür werden zentrale Problemstellungen und Lösungsansätze für den Umbau des Energiesystems erarbeitet. Zunächst wird der Paradigmenwechsel der Energiesystemwende beschrieben (Kapitel 2), um dann systemische und regulatorische Änderungen bei der Vor-Ort-Versorgung (3), den Stromnetzen (4), dem Handel mit Energie (5) und bei der Erzeugung (6) herauszuarbeiten. Am Ende des Diskussionspapiers fasst ein Plan für die Umsetzung einer mutigen Energiepolitik die Erkenntnisse zusammen (7).

2. Energiesystemwende: Erneuerbare verändern das System

2.1 Die Energiewende als Paradigmenwechsel für das Energiesystem

Die Energiewende verändert fundamental die Paradigmen der Energieversorgung. Es ergeben sich neue technologische, gesellschaftliche, ökologische und wirtschaftliche Anforderungen. Eine ganzheitliche Transformation vom Konventionellen hin zum Erneuerbaren Energiesystem ist unvermeidbar – und bietet zugleich enorme Chancen.

Energiesysteme verändern sich in einem kontinuierlichen Anpassungsprozess. Wir befinden uns derzeit am Übergang vom Konventionellen zum Erneuerbaren Energiesystem (RLS, 2019).

Aus konventionell wird erneuerbar

Das Konventionelle Energiesystem des 20. Jahrhunderts war technologisch geprägt durch Öl- und Gasimporte, Kohleförderung und ein Stromsystem, mit fossil-atomaren Großkraftwerken, unidirektionalen Stromflüssen von den Erzeugungsanlagen zu den Letztverbraucher:innen, sowie einer Trennung der Energiesektoren Strom, Wärme und Mobilität charakterisiert wurde. In der Erneuerbaren Energiewelt des 21. Jahrhunderts wird Stromerzeugung immer kleinteiliger und wetterabhängiger. Die ehemals getrennt gedachten Sektoren Strom, Wärme und Mobilität werden zunehmend elektrifiziert, was zu einem erhöhten Strombedarf aus volatilen Erneuerbaren Energien führt.

Wirtschaftlich dominierten im konventionellen Stromsektor zentrale Strukturen mit ausreichenden Netzkapazitäten und einem Handel von Energiemengen (Energy-Only-Markt). Gesellschaftlich gab es kaum Teilhabemöglichkeiten für die Endverbraucher:innen. Im erneuerbaren Stromsystem werden die physikalischen Restriktionen der Stromnetze immer relevanter, wodurch dezentralisierte Marktansätze an Bedeutung gewinnen.

Mit Blick auf den Umweltschutz wurden externe Effekte im Konventionellen Energiesystem nicht internalisiert. Im Erneuerbaren Energiesystem hingegen wächst der Druck aus der Gesellschaft, Umweltaspekte stark bei der Energieversorgung zu berücksichtigen.

In der gesellschaftlichen Dimension steigt die Akteursvielfalt im Energiesystem, und Partizipation und Akzeptanz werden zur Bedingung einer sicheren Energieversorgung.

Systemkonflikte bremsen

Energiewende

Diese Transformation vom alten auf das neue Energiesystem ist geprägt von Systemkonflikten und Widersprüchen, die auch das Voranschreiten der Energiewende erschweren.

Beispiele dafür sind etwa der Disput um den Ausbau der Stromnetze versus den Einsatz von Speichern oder aber die Entgelt-Debatten im Bereich der solaren Eigenerzeugung. Und auch die mangelnde Akzeptanz der Windenergie infolge der vernachlässigten lokalen Wertschöpfungspotenziale ist ein Zeichen des Systemversagens.

Aus technischer Perspektive ist klar, dass die Erneuerbaren Energien stark im Dargebot fluktuieren und die Energieerzeugung immer volatiler wird. Da Brennstoffkosten zunehmend entfallen und die „Sonne keine Rechnung schickt“, kann die Produktion zunehmend zu Grenzkosten nahe Null erfolgen. Wenn man die heutigen Preisbildungsmechanismen zugrunde legt, werden die Strompreise im Großhandel also immer häufiger gegen Null tendieren und so die Refinanzierbarkeit gefährden. Der Anreiz für die Investition in klimafreundliche Technologien ginge verloren.

Aber auch das Netzsystem muss neu gedacht werden. Netzengpässe, die im früheren Ideal der „Kupferplatte“ nicht existierten, dominieren zunehmend das Geschehen. Und die Stabilität der Stromnetze braucht neue technologische Antworten umso dringender, je mehr Großkraftwerke wegfallen.

Neue Anforderungen ans Regelwerk

Das Konventionelle Energiesystem und seine Regulatorik liefern nicht die Antworten auf die Fragen unserer Zeit. Es wird den Anforderungen für einen starken Anstieg der Erneuerbaren nicht mehr gerecht. Diese aktuellen Systemkonflikte gilt es zu überwinden und die anstehenden Herausforderungen zu meistern.

Dafür bedarf es anstelle von Ausbesserungen und Stückwerk am Regelwerk des Konventionellen Energiesystems, das die Energiepolitik der letzten Jahre geprägt hat, nun einen progressiven Schritt in Richtung Zukunft.

Abbildung 1: Eigenschaften des Konventionellen und des Erneuerbaren Energiesystems

Quelle: RLS (2019)

	Konventionelles Energiesystem	Erneuerbares Energiesystem
 Umwelt	<ul style="list-style-type: none"> • Wenig Umwelt- und Klimabewusstsein • Keine Internalisierung von externen Effekten 	<ul style="list-style-type: none"> • Umweltbewegungen, Druck aus Gesellschaft • Emissionsreduktion durch CO₂-Bepreisung
 Technik	<ul style="list-style-type: none"> • Zentrale Energieversorgung durch fossile Energieträger und Kernkraft • Einspeisung auf hohen Spannungsebenen, unidirektionaler Stromfluss • Regelbare Erzeugung folgt Verbrauch • Verbrauch über Standardlastprofile angenähert • Sektoren (Strom, Wärme, Verkehr) weitestgehend getrennt 	<ul style="list-style-type: none"> • Dezentrale Energieversorgung durch erneuerbare Energiequellen • Einspeisung auch auf mittleren und niedrigen Spannungsebenen, bidirektionaler Stromfluss • Volatile wetterabhängige Erzeugung • Flexibilität im Verbrauch, Speichermöglichkeiten • Sektorenkopplung durch Elektromobilität, Power-to-X
 Wirtschaft	<ul style="list-style-type: none"> • Versorgungsmonopole (regional) • Prinzip ‚Kupferplatte‘: Verlustfreier und unbegrenzter Transport zur Gewährleistung des Wettbewerbs • Zentraler europäischer Markt, Marktzone Deutschland, Preisbildung über Merit-Order • Energy-Only-Markt • Starre Umlagen 	<ul style="list-style-type: none"> • Akteursvielfalt • Abbildung der physikalischen Restriktionen des Transportsystems am Markt • Neue dezentrale Marktansätze (Peer-to-Peer, Virtuelle Kraftwerke) • Kapazitätsbezogene Mechanismen • Flexibilisierte Umlagen
 Gesellschaft	<ul style="list-style-type: none"> • Passive EndverbraucherInnen • Kaum Teilhabemöglichkeiten 	<ul style="list-style-type: none"> • VerbraucherInnen als aktive Teilnehmende am Energiesystem: DSM, Prosumer, Bürgerenergie • Partizipation und Akzeptanz als Bedingung

2.2 Erneuerbarer Strom wird zur Leitenergie aller Energiesektoren

Der Erfolg von Photovoltaik und Windkraft wird zum Treiber der Dekarbonisierung in allen Energiesektoren: Strom, Mobilität, Wärme. Damit führt die Sektorenkopplung zu einer Verdreifachung des Strombedarfs.

Strom wird im Erneuerbaren Energiesystem zur Leitenergie. Der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch lag 2019 bereits bei 42,6 Prozent (Agora, 2020, S. 5). Bei der Wärmeversorgung hingegen waren 2018 erst 14,4 Prozent und im Transportsektor nur 5,6 Prozent erneuerbar (BMWi, 2019, S. 2). Auch im Jahr 2019 haben sich Wärme- und Transportsektor mit Blick auf den Erneuerbaren-Anteil nur wenig dynamisch entwickelt (UBA, 2019).

Elektrifizierung aller Sektoren

Der mangelnde Erfolg bei der Dekarbonisierung der Energieversorgung außerhalb des Stromsektors macht es notwendig, dass fossile Treibstoffe weitestgehend durch erneuerbaren Strom ersetzt werden. Öl und Gas, die heute noch maßgeblich als Heizstoff und für die Mobilität benutzt werden, verlieren in einem dekarbonisierten System zwangsläufig an Bedeutung.

Die Elektrifizierung aller Energiesektoren kann dabei direkt erfolgen, z.B. durch Oberleitungen und elektrische Heizungen. Ein komplementärer Elektrisierungspfad verläuft über die elektrochemische

Speicherung in Batteriesystemen für Elektroautos oder für Anwendungen im Strombereich. Der Preisverfall der Lithium-Ionen-Batterien hat in den letzten Jahren zu einem regelrechten Boom der Power-to-Power-Speicherung geführt (P2P). Ein indirekter Elektrisierungspfad erfolgt über die Wasserelektrolyse, wobei unter Einsatz von Wasser und elektrischer Energie Wasserstoff erzeugt wird. In weiteren Verfahrensschritten können aus Wasserstoff Methan (Power-to-Gas - PtG) und Ammoniak hergestellt werden, aber auch synthetische Kraftstoffe (Power-to-Liquid - PtL). Eine solche indirekte Elektrifizierung über die Nutzung strombasierter Kraft- und Rohstoffe auf Basis von Wasserstoff wird trotz relevanter Umwandlungsverluste eine wichtige Rolle auf dem Weg zur vollständigen Dekarbonisierung spielen. Insbesondere bei der großvolumigen Langfristspeicherung von Energie, aber auch beim Transport schwerer Lasten über lange Strecken ist der Einsatz von Lithiumbatterien aufgrund ihres enormen Materialeinsatzes und Gewichts nur wenig erfolgversprechend (vgl. 5.2). Bei Flugzeugen, Frachtern oder in der Industrie werden strombasierte Brenn-

stoffe zu einem wichtigen Ersatz für fossile Energien werden.

CO₂-Preis als Dekarbonisierungsanreiz

Die zur Dekarbonisierung der Sektoren Wärme und Transport nötige Elektrifizierung erfordert einen starken Ausbau der Erneuerbaren Erzeugung, der auch durch einen CO₂-Preis marktlich angereizt wird.

Um sicherzustellen, dass fossile Stromerzeugungskapazitäten, etwa Kohle- und Gaskraftwerke, aber auch fossile Energieträger wie Erdöl und Erdgas zunehmend Platz machen für Solar- und Windkraftwerke, ist ein wirkungsvoller und sektorenübergreifender CO₂-Preis unerlässlich.

Während das konventionelle Energiesystem kein Level Playing Field für die Umweltfreundlichkeit von Technologien vorsah, internalisiert ein CO₂-Preis im Erneuerbaren Energiesystem die negativen externen Effekte der fossilatomaren Folgekosten. Durch die Einführung eines CO₂-Preises auf den Primärenergieeinsatz werden Anreize geschaffen, die fossile Energienutzung nach und nach mit „subventionierten“ erneuerbaren Ressourcen zu ersetzen und die Sektorenkopplung basierend auf sauberem Strom umzusetzen.

Wie wird dies gemacht? Anstelle der vielfachen, einzelnen Abgaben jenseits der Netzentgelte und der Umsatzsteuer tritt eine CO₂-Abgabe auf die

Primärenergie. Der CO₂-Preis muss bei ungefähr 50€/t starten und innerhalb weniger Jahre auf rund 120€/t steigen. Dies wird zu einer Verteuerung der Brennstoffe nach Kohlenstoffanteil führen, und umgekehrt die Erneuerbaren zwar etwas teurer in der Anschaffung, aber preiswerter im Betrieb machen.

Damit werden die CO₂-Vermeidungsmöglichkeiten technologie-neutral und kosteneffizient realisiert und die Fantasie der Nutzer:innen und Planer:innen angeregt. Diese Maßnahme entfaltet erst mit mehreren Jahren Nachlauf die volle Wirkung im Neubau und erst in Jahrzehnten in der Bestandssanierung. Deshalb ist die Festlegung zeitkritisch und muss so schnell wie möglich erfolgen.

Die Einnahmen aus dem CO₂-Preis ersetzen alle bisherigen Abgaben einschließlich der EEG-Umlage, da derzeit der Stromsektor über das EEG die Hauptlast der Energiewende trägt. Alle wirkungsgleichen Elemente wie Stromsteuer oder die diskutierte Fleischsteuer oder ähnliches entfallen dann ebenso. An die Stelle von staatlichem Dirigismus und komplizierten Abrechnungskomponenten und Steuervorgängen tritt eine Klarheit der Vollkosten, die die Bürger zu gesellschaftlich klugem Verhalten bringt.

Wichtig ist: Für prekäre Haushalte darf sich die Kostensituation ohne Auto, aber mit ÖPNV-Ticket im Vergleich zum aktuellen Status nicht verschlechtern. Die Mehreinnahmen müssen zwingend zum

Ausgleich der Nettoeinnahmenposition der schwächeren Seite der Einkommenspyramide verwendet werden. Damit wird auch hier ohne Schlechterstellung ein Anreiz zum Einsparen gesetzt, wo es ohne große Investitionen möglich ist.

Effizienzsteigerung durch Elektrifizierung

Insgesamt ist gegenüber heute von einem Absinken des Endenergieverbrauchs auszugehen, da im Verkehrs- und Wärmesektor effizientere Technologien eingesetzt werden können. So kann mit der Elektromobilität die Effizienz des Primärenergieeinsatzes von 25 Prozent beim Kolbenmotor auf 75 Prozent bei der batteriebetriebenen Elektromobilität erhöht werden. Ähnliche Effizienzgewinne mit Blick auf das Verhältnis von abgegebener Wärme zu aufgenommener Antriebsenergie lassen sich durch die Wärme- und Kältebereitstellung über Wärmepumpen realisieren. Kurzgefasst: Die Elektrifizierung geht mit einer signifikanten Effizienzsteigerung einher.

Verdreifachter Strombedarf

Durch diese Effizienzsteigerungen gehen wir bei einer vollständigen Dekarbonisierung der Energieversorgung von einem Absinken des Endenergieverbrauchs in Deutschland von aktuell rund 2.500 TWh/a (BMW, 2019, S. 4) auf rund 1.650 TWh/a aus.

Der Logik der Elektrifizierung aller Energiesektoren folgend, steigt damit jedoch der Bruttostromverbrauch von aktuell rund 600 TWh/a auf rund 1.600 TWh/a, das bedeutet in etwa eine Verdreifachung.

Mindestens 50 TWh/a dürften von Solarthermie und Bioenergie zur Wärmebereitstellung gedeckt werden. Diese Abschätzung entspricht der Größenordnung des Szenarios „Grünes Gas“ der Enervis-Sektorenkopplungsstudie, die im Auftrag von Firmen des konventionellen Energiesektors erstellt wurde (Enervis, 2017, S. 43). Dort wird von einem Stromverbrauch von 1.450 TWh bei einer weitestgehenden Dekarbonisierung der Energieversorgung ausgegangen. Als Zeitrahmen dafür wird das Jahr 2050 gesetzt, was aus Perspektive des verbleibenden CO₂-Budgets jedoch nicht haltbar ist.

In der Sektorenkopplungsstudie der HTW gehen Volker Quaschnig und Team von einem Strombedarf von 1.320 TWh im Jahr 2040 aus, bei einer klimaneutralen Energieversorgung mit ambitionierten Effizienzmaßnahmen (HTW, 2016, S. 28). Für Europa gibt es verschiedene Energieszenarien, wobei die Annahmen von einer Stagnation der Stromproduktion bis zu einer Verfünffachung reichen (DIW, 2019, S. 12).

Für die nötigen Weichenstellungen in Richtung des Erneuerbaren Energiesystems ist es letztlich nicht entscheidend, wie die exakte Bezifferung des Strombedarfs in einem 100-Prozent-Szenario

lautet. Allein durch technische Innovationen können sich Abweichungen ergeben. Vielmehr geht es aber um

Größenordnungen, die klar machen, dass Handlungsbedarf besteht.

Abbildung 2: Strom ersetzt fossile Energie

Quelle: BMWi (2019)

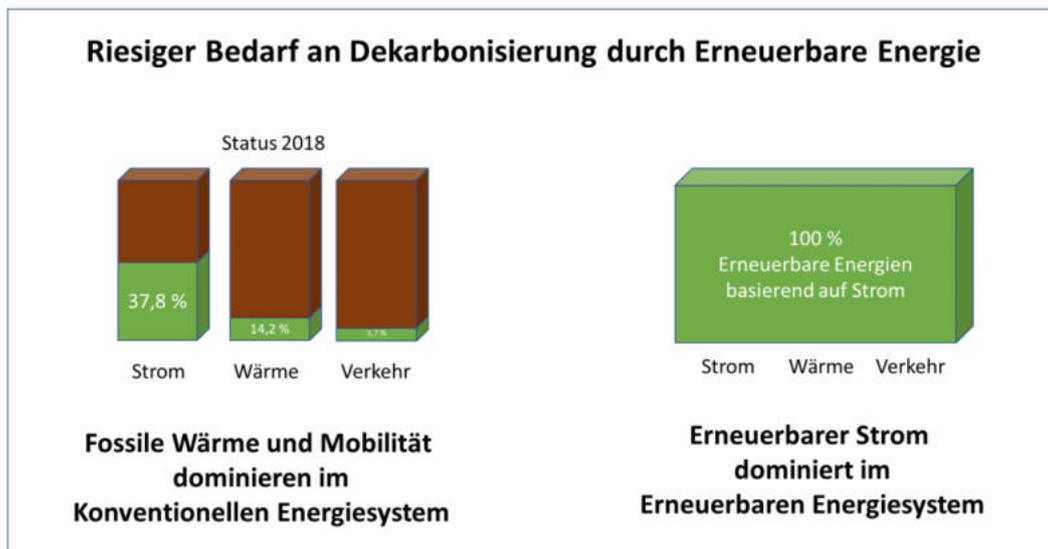


Abbildung 3: Strom ersetzt fossile Energie (2)

Eigene Darstellung

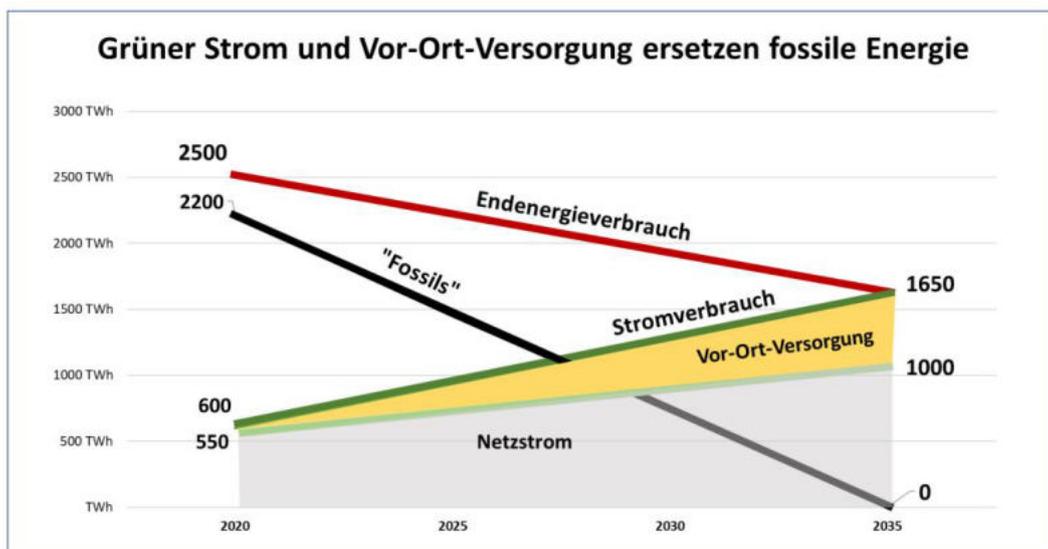
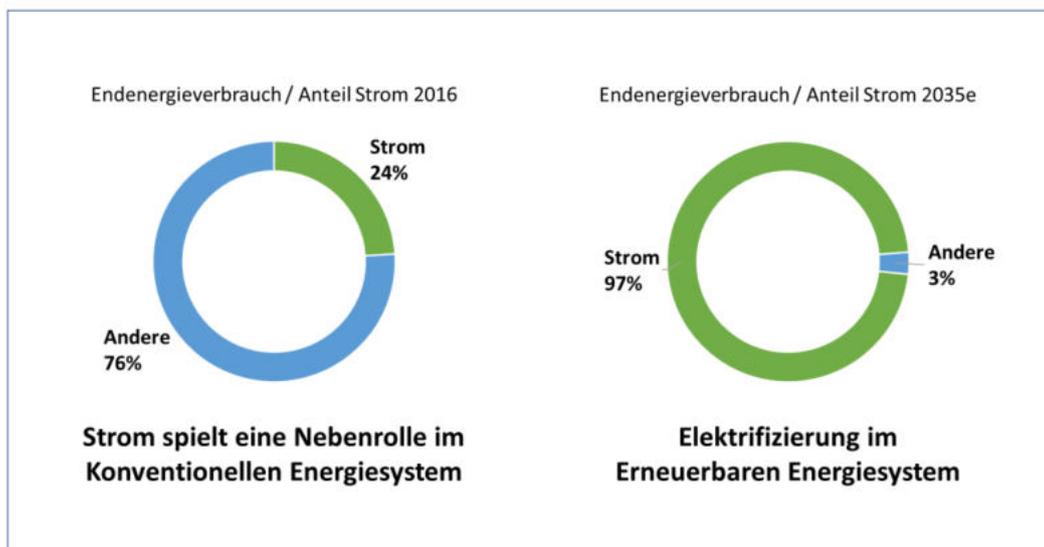


Abbildung 4: Endenergieverbrauch und Stromanteil 2016 und 2035e

Quelle: BMWi (2019) und eigene Berechnungen



Fünf Mal mehr Wind, zehn Mal mehr

Sonne

Je nach erneuerbaren Erzeugungsmix müssten dementsprechend mit aktuellen Technologien rund 200 GW Windkraft Onshore installiert sein (2018: 52 GW), 100 GW Offshore Wind (2018: 6 GW), und 500 GW Photovoltaik (2018: 44 GW).

Diese Abschätzung basiert auf den Annahmen zum Bruttostromverbrauch von 1.600 TWh/a. Der Flächenbedarf für diesen Erneuerbarenbau lässt sich wegen technologischer Entwicklungen und steigender Effizienzen nur schwer abschätzen. Als Faustregel kann man aktuell von einem Flächenbedarf von 5 ha/MW Windkraft (Bayerisches Landesamt für Umwelt, 2018, S. 9) und 1,4 ha/MW Photovoltaik (Fraunhofer ISE, 2020, S. 38) ausgehen. Daraus ergibt sich

ein Flächenbedarf von 17.000 km² für Windkraft Onshore und Photovoltaik, das entspräche rund 5% des Bundesgebiets. Weiterhin ist zu erwarten, dass rund 100 GW an Erzeugungskapazitäten durch andere Erneuerbare bereitgestellt werden, z.B. Bioenergie und Geothermie, denkbar sind auch Weiterentwicklungen bei der Nutzung der Meeresenergie. Somit ist nicht auszuschließen, bzw. zu hoffen, dass technologische Disruptionen komplementäre Erneuerbaren-Technologien zur Marktreife bringen.

Die Bioenergie wird in den kommenden Jahren hingegen nur wenig wachsen, aufgrund von weltweiten Knappheiten in der Verfügbarkeit von Flächen und Wasser, aber auch aufgrund der komplexen Wirkzusammenhänge der Stoffströme. Auch in diesem Bereich sind disruptive Veränderungen jedoch nicht auszuschließen, z.B. durch Biokraftstoffe

der zweiten und dritten Generation, die Verwendung ganzer Pflanzen und nicht nur einiger Pflanzenteile erlauben.

Netzstrom und Vor-Ort-Strom ergänzen sich

In jedem Fall steigt der Anteil der über die Stromnetze zu transportierenden Energiemengen enorm. Rund 1.000 TWh/a werden zukünftig als Netzstrom zur Versorgung der Verbraucher geliefert werden müssen. Demnach verdoppelt sich die Leistung, die überregional erbracht wird gegenüber dem heutigen Stand. Dies bedeutet eine Ausweitung der Bedeutung der Stromnetze und des Stromhandels (vgl. dazu Kapitel 4 und 5).

Ein weiteres Drittel von rund 650 TWh/a muss im Erneuerbaren Energiesystem bereits vor Ort direkt verbraucht werden (vgl. Kapitel 3). Demnach wird auch ein großer Teil der Erzeugungskapazitäten in semiautarken Versorgungszellen, also „vor dem Anschlusspunkt“, errichtet werden. Mit rund 250 GW der solaren Stromerzeugung wird zukünftig rund die Hälfte der Leistung und mit bis zu 50 GW Wind rund ein Viertel der Onshore Windenergie im Rahmen der Vor-Ort-Versorgung erfolgen. Produktion und Verbrauch werden hier lokal gekoppelt.

Aktuelle ÜNB-Szenarien verharren im Konventionellen Energiesystem

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über die grundlegenden Abschätzungen

zur Entwicklung der Energieversorgung in Deutschland. Ausgehend von den heutigen Werten für den Bruttostromverbrauch in Höhe von knapp 600 TWh/a geht aufgrund der Sektorenkopplung die Mehrzahl der Expert:innen von einer Steigerung aus. Während die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in ihrem aktuellen Szenario (ÜNB, 2020) von einem Gesamtstromverbrauch von gerade mal 740 TWh im Jahr 2035 ausgehen, erwarten wir unter der Annahme von 100 Prozent Erneuerbaren Energien im Jahr 2035 einen Bedarf von 1.600 TWh/a. Dieser Mehrbedarf muss aber nur teilweise über die Übertragungsnetzwerke zum Verbraucher transportiert werden. Ein Drittel der Energiemenge wird bereits vor Ort verbraucht.

Folglich bedarf es auch einer höheren Kapazität installierter Leistung bei den Erneuerbaren Energien, als es die Netzbetreiber vermuten. Während diese sich etwa bei der PV mit einer Erhöhung auf 128 GW zufriedengeben, schätzen wir den Bedarf auf rund 500 GW.

Am Ende kommt es bei den Prognosen nicht auf das ein oder andere Gigawatt an. Vielmehr ist das RLS-Szenario als Denkmodell zu verstehen, um die Richtung einer Umstellung auf ein Erneuerbares Energiesystem zu skizzieren und die Dimensionen der benötigten Infrastruktur zu verdeutlichen, wenn erneuerbarer Strom zur Leitenergie wird. So wird auch der Handlungsbedarf deutlich.

Abbildung 5: EE-Stromerzeugungskapazitäten 2018 und 2035e

Quellen: BMWi (2019) und eigene Berechnungen

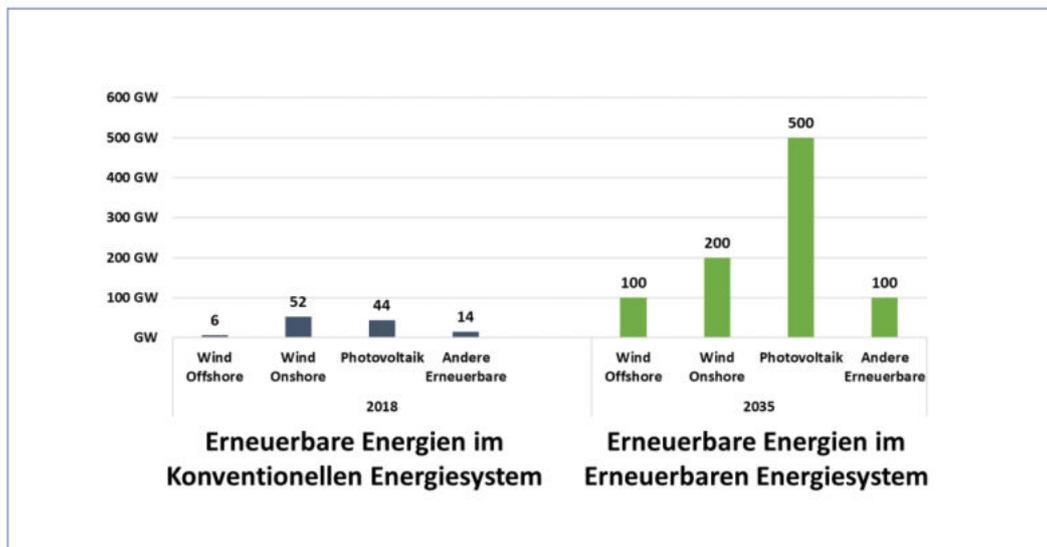


Abbildung 6: Endenergieverbrauch pro Energiesektor 2018 und 2035e

Eigene Darstellung

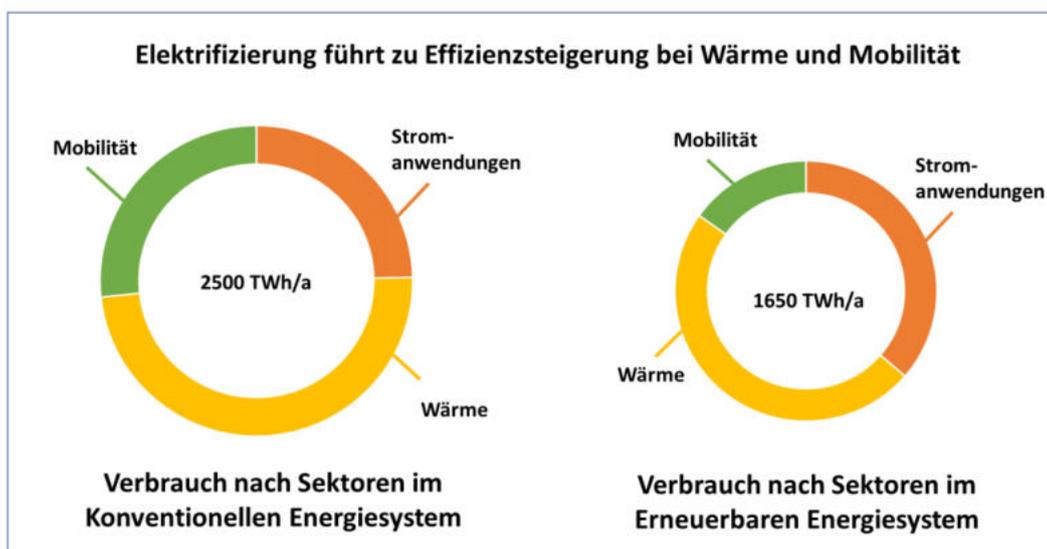


Abbildung 7: Das RLS Energieszenario im Überblick

	2018	2035	2035
Quelle	BMWi 2019	ÜNB 2020	RLS 2020
Endenergieverbrauch Deutschland (TWh)	2.500	n/a	1.650
Bruttostromverbrauch Deutschland (TWh)	595	729	1.600
Anteil erneuerbare Energien im Stromsektor (%)	38%	77%	100%
Installierte Stromerzeugungskapazität			
Wind Onshore	52	98	200
Wind Offshore	6	35	100
Photovoltaik	44	128	500
Andere Erneuerbare	14	15	66

2.3 Teilhabe wird der Schlüssel zum Erfolg

Der Ausbau Erneuerbarer Energien und der Umbau der Energieversorgung setzen deren gesellschaftliche Akzeptanz voraus. Nur durch Teilhabe und lokale Wertschöpfung können die notwendigen Ressourcen wie Flächen und Investitionskapital aktiviert werden. Die Beteiligung der Menschen ist die Erfolgsbedingung der Energiesystemwende.

Der Transformationspfad hin zum Erneuerbaren Energiesystem ist gepflastert mit Kleinteiligkeit und Dezentralität. Die Menschen in ganz Deutschland sind daher auf unterschiedliche Weise direkt von der Energiewende betroffen. Einerseits, weil die Technologien zur Energieerzeugung allorts das Stadt- und Landschaftsbild prägen. Und andererseits, weil sich ihre Rolle bei der Energieversorgung signifikant verändert.

Während im Konventionellen Energiesystem der passive Letztverbraucher der Standardfall war, werden diese nun mehr und mehr zu aktiven Playern am Energiemarkt. Die Beteiligung der Menschen ist daher die Erfolgsbedingung der Energiesystemwende.

Beteiligung schafft Zugang zu Flächen

Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien werden Millionen von Dach- und Freiflächen benötigt. Dies erfordert einerseits das lokale Wissen über Ausbauoptionen sowie Investitionskapital und andererseits den Zugang zu diesen Flächen. Solaranlagen oder Windkraftwerke können zudem nur dann

in erforderlicher Anzahl auf den Dächern der Menschen und an die Horizonte der Dörfer gebaut werden, wenn dafür die erforderliche Akzeptanz vorhanden ist. Wie der aktuelle Einbruch beim Zubau der Windenergie zeigt, verkehrt sich dies jedoch ins Gegenteil, wenn die Unterstützung vor Ort fehlt.

Energiewende brachte Bürgerenergie

Im Zuge des starken Zubaus der Erneuerbaren Energieerzeugung hat sich der Wandel in der Akteurslandschaft in den vergangenen 20 Jahren bereits manifestiert. Über 50 Prozent der Erzeugungsanlagen von Erneuerbarem Strom sind in der Hand von Privatpersonen, Landwirten und Gewerbebetrieben (s. folgende Abbildung 8).

Lokale Nachfrage erzeugen

Der mit der Energiewende eingeschlagene Weg muss nun konsequent weiterentwickelt werden. Die Anreize müssen so gesetzt werden, dass vor Ort eine Nachfrage für den Zubau von Erneuerbaren Energien-Anlagen erzeugt wird. Hauseigentümer:innen, Mieter:innen in Quartieren und Bürgermeister:innen

müssen einen Mehrwert darin sehen, die Energiewende vor Ort zu realisieren. Wind und Sonnenschein müssen als lokal zu erntende Ressourcen mit entsprechenden, lokalen Wertschöpfungspotenzialen verstanden werden. Aber auch die Speicherung und der flexible Verbrauch von erneuerbarem Strom für die Mobilität und Wärmeerzeugung sind Elemente des neuen Energiesystems, das nur mit einer lokalen Verankerung funktionieren kann.

Wertschöpfung als Chance nutzen

Der Ausbau von Windkraft und Photovoltaik hat positive regionale Wertschöpfungs- und Beschäftigungspotentiale. Für die Braunkohleregion Lausitz wurden etwa die regionalökonomischen Effekte durch die Planung, Installation und den Betrieb von Wind- und Solar- sowie PtX-Anlagen im Rahmen des Kohleausstiegs für das Jahr 2030 auf über 120 Mio. Euro

regionale Wertschöpfung und 1.000 Vollzeitäquivalente berechnet (IFOK et al., 2018, S. 15).

Auch wenn zahlreiche Komponenten für die Energiesystemwende auch in Zukunft noch importiert werden: Der Anteil der heimischen Wertschöpfung wird volkswirtschaftlich betrachtet steigen. Und die Menschen vor Ort, die einen großen Teil der technischen Transformationen mittragen müssen, können davon unmittelbar profitieren.

Die Anforderung, die sich aus diesen strukturellen Realitäten des kleinteiligen Energiesystems ergibt, muss im zukünftigen Energiemarktdesign berücksichtigt werden. Akzeptanz und Partizipationsmöglichkeiten sind ebenso inhärente Bedingungen für das neue Energiesystem wie dessen sozial gerechte Ausgestaltung.

Abbildung 8: Besitzstruktur von EE-Anlagen zur Stromerzeugung in Deutschland 2016

Quelle: (AEE, 2018)

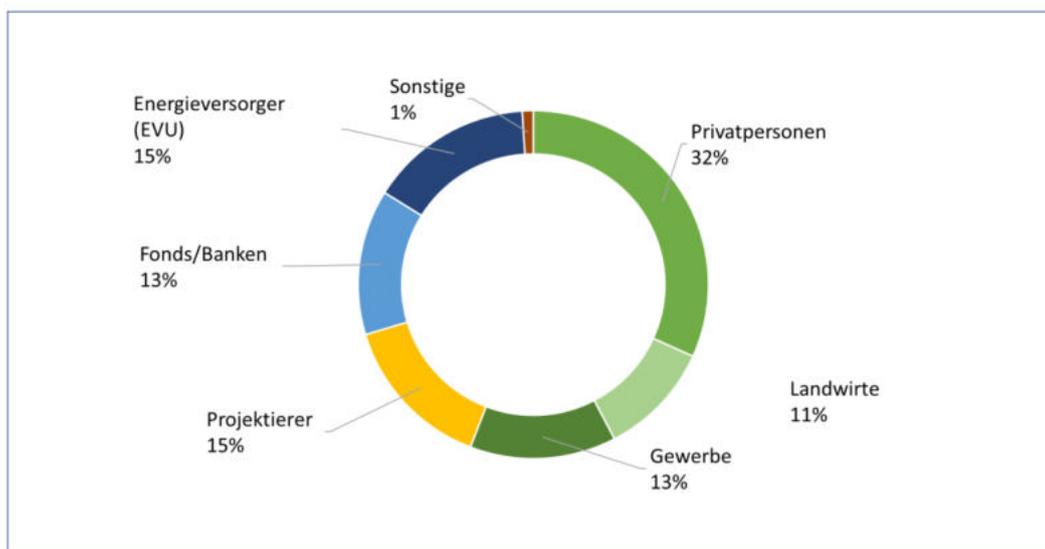


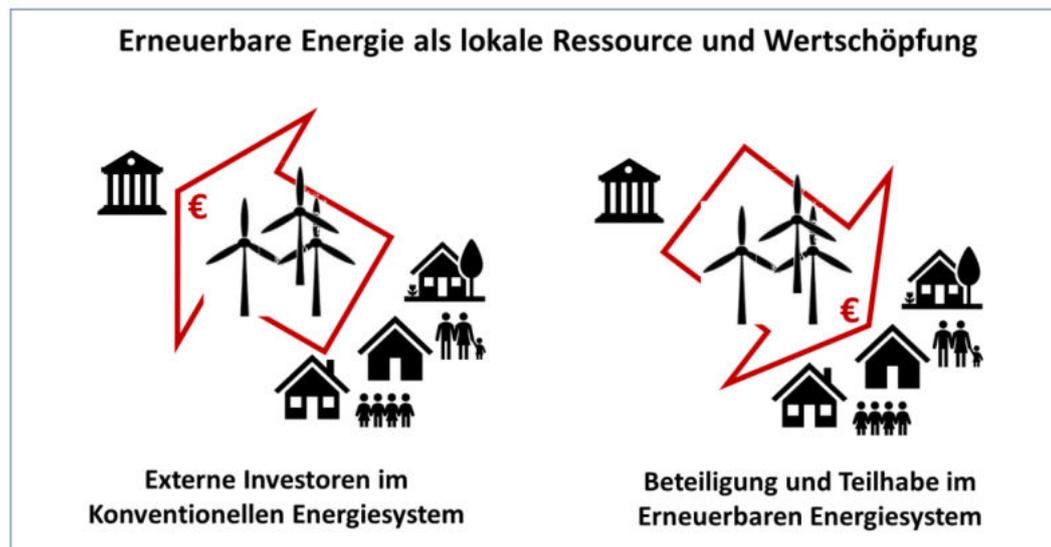
Abbildung 9: Die Rolle der Gesellschaft in der Energiesystemwende

Quelle: RLS (2019)



Abbildung 10: Erneuerbare Energie als lokale Ressource und Wertschöpfung

Eigene Darstellung



3. Versorgung: Vernetzte Energieversorgung vor Ort

3.1 Vor-Ort-Versorgung wird zu einer energiewirtschaftlichen Säule

In vernetzten Erzeuger-Verbraucher-Gemeinschaften wird zukünftig rund ein Drittel der benötigten Energiemengen lokal erzeugt, gespeichert und smart genutzt. Diese energiewirtschaftlichen Zellen müssen regulatorisch etabliert werden. Sie stellen dem Gesamtsystem dringend benötigte, schnell zubaubare Erzeugungskapazität, Flexibilität, Komplexitätsreduktion und Resilienz zur Verfügung.

Die Vor-Ort-Versorgung zeichnet sich grundsätzlich durch einen direkten räumlichen Zusammenhang zwischen Erzeugung und Verbrauch mit Energie aus (Haleakala-Stiftung, 2017). Sie kann vielfältige Ausprägungen haben. Aus dem Konventionellen Energiesystem ist diese Form der Energieversorgung auch als Eigenverbrauch bekannt. In Zukunft wird die Vor-Ort-Versorgung als zentrale Säule des Erneuerbaren Energiesystems etabliert werden müssen.

Eigenverbrauch ist bisher ein Ausnahmetatbestand

Die Eigenversorgung mit Strom und Wärme ist energiewirtschaftlich kein neues Konzept. Vor allem größere Industrieunternehmen versorgen sich in sogenannten Arealnetzen seit Jahrzehnten selbst mit elektrischer Energie. Solche Netze können auf Antrag als „geschlossene Verteilernetze“ von bestimmten Regelungen des Energiewirtschaftsrechts befreit werden

oder fallen gar nicht unter die Regelungen für Netzbetreiber, da sie als „Kundenanlagen“ eingestuft werden (BNetzA, 2020).

Mit ca. 60 TWh Stromerzeugung macht die Eigenerzeugung derzeit rund 10 Prozent des Bruttostromverbrauchs in Deutschland aus (Prognos, 2017). Zur Dekarbonisierung tragen heute schon vor allem die Investitionen zum solaren Eigenverbrauch bei. Im Jahr 2018 wurden Berechnungen zufolge rund 3,1 TWh Photovoltaikstrom zum Selbstverbrauch erzeugt (ZSW, 2019, S. 35).

Dennoch ist der Eigenverbrauch im Konventionellen Energiesystem eher die Ausnahme. Die Blickrichtung ist traditionell auf die Erzeugung in Großkraftwerken über den Transport hin zur Verteilung an die Steckdosen der Letztverbraucher:innen geprägt. Die passiven Energieverbraucher:innen konsumieren in der Regel nach eigenem Bedarf, ohne jeglichen Anreiz, sich am

Energiesystem jenseits einer Konsumentenrolle zu beteiligen.

Das derzeitige Energiesystem führt zu unerwünschten Nebenwirkungen

In der Logik des Konventionellen Energiesystems stellt die Vor-Ort-Versorgung vielmehr einen Störfaktor dar. Denn gemäß der derzeitigen Entgeltsystematik findet eine Beteiligung an den Gemeinkosten z.B. für den Netzbetrieb nur statt, wenn Strom aus dem Netz konsumiert wird. Hingegen führt die Eigenversorgung vor Ort systemisch betrachtet zu einer Optimierung gegenüber der Allgemeinheit und unterliegt daher dem Vorwurf der „Entsolidarisierung“.

Denn je weniger Netzstrom bezogen und damit zusammenhängend Entgelte und Umlagen bezahlt werden, desto weniger Netzstromnutzer:innen kommen für die Deckungssumme auf. Kurz: die Netzstrombezieher:innen zahlen entsprechend mehr für die öffentlichen Netze. Dies ist deshalb ein zentraler Konflikt des derzeitigen Energiesystems und führt wiederholt zur Dämonisierung und Deckelung von Konzepten der Eigenversorgung.

Vor-Ort-Versorgung hat Mehrwert

Diesen systemisch bedingten Gegensatz von Netz- und Eigenverbrauchsstrom gilt es zu überwinden. Beide Formen müssen zunehmend komplementär zusammen-

wirken. Die Eigenversorgung stellt dem Energiesystem notwendige und schnell realisierbare Investitionen in saubere CO₂-freie Erzeugungstechnologien bereit, aber auch Flexibilität und Komplexitätsreduktion für den Systembetrieb. Außerdem erhöht eine Mischung aus zentralen und dezentralen Elementen die Resilienz von großtechnischen Systemen.

Investitionen entfesseln

Auf dem Weg zur vollständigen Dekarbonisierung der Energiewirtschaft sind das Engagement und die Investitionen privater Akteure unverzichtbar. Bei einer Verdreifachung des Strombedarfs braucht es funktionierende Anreize dafür, dass ein signifikanter Teil der zur Versorgung nötigen Energie bereits vor Ort erzeugt, gespeichert und smart genutzt wird. Zumal kleinere, dezentrale Investitionsentscheidungen weitaus schneller getroffen werden, als es die Planung von Großprojekten erlaubt. Dies ist einer der Erfolgsfaktoren der Energiewende: Dezentrale Windkraft- und Photovoltaikanlagen werden weltweit sehr schnell zugebaut, sobald der regulatorische und ökonomische Rahmen dies ermöglicht (Scheer, 2010). Dies zeigt auch die Struktur der Investitionen in die deutsche Energiewende: Im Jahr 2016 waren über 50 Prozent der installierten Erneuerbaren-Kapazitäten im Besitz von Privatpersonen, Landwirten und Gewerbeunternehmen (AEE, 2018). Im Anbetracht der Herausforderung, die Dekarbonisierung der Energiewirtschaft

schnell voranzubringen, kann auf diesen Hebel nicht verzichtet werden, auch aus Gründen der Teilhabe breiter gesellschaftlicher Schichten an der Energiewende (vgl. 2.3).

Flexibilitäten dezentralisieren

Doch auch mit Blick auf die Funktionalität des neuen Energiesystems ergeben sich aus der Einbindung der aktivierten Prosumer enorme Vorteile. Es ist klar, dass die Volatilität der Wind- und PV-Stromerzeugung den Bedarf an Flexibilitäten im Stromsystem erhöht. Wichtige Bausteine eines flexiblen Stromsystems sind regelbare Erzeugungskapazitäten, Stromnetze, Energiespeicher und eine flexibilisierte Nachfrage (Demand Side Management).

Im Bereich der privaten Haushalte entstehen neue Flexibilitätpotentiale mit zunehmender Nutzung von Solarbatterien, Wärmepumpen und Elektroautos. Denkbar ist auch der Betrieb von KWK-Anlagen mit grünem, also erneuerbar hergestelltem Gas, falls keine ausreichende direkte Stromversorgung mit erneuerbaren Energien möglich ist. Im Zusammenspiel können alle Flexibilitätsbausteine die fluktuierende Residuallast ausgleichen, also die schwankenden Strommengen, die nicht aus aktueller Erneuerbaren-Erzeugung gedeckt werden können.

Prosumer und Energiegemeinschaften können als Betreiber von Erzeugungs-

anlagen, Speichern und als smarte Energieverbraucher dem Energiesystem wichtige Flexibilitäten zur Verfügung stellen. Hingegen wäre ein fast ausschließlich auf Netzstrom basiertes Energiesystem, wie wir es heute kennen und wie es beispielsweise die Übertragungsnetzbetreiber in ihrem aktuellen Szenariorahmen für 2035 vorsehen, ohne diesen Beitrag dezentral orchestrierter Flexibilitäten überfordert. Dies gilt vor allem auch in Anbetracht der erforderlichen Verdreifachung der Strommengen.

Komplexitätsreduktion schaffen

Ein weiteres Kennzeichen des dezentralen Stromsystems ist die Vielfalt von Komponenten und Akteuren. Statt knapp 1.500 Kraftwerken Mitte der 1990er Jahre gibt es mittlerweile über 1,8 Millionen Erzeugungsanlagen (BNetzA, 2019), die zum überwiegenden Teil auf Verteilnetzebene einspeisen. Darunter sind etwa 30.000 Windenergieanlagen und 1,76 Mio. Photovoltaikanlagen. Aber auch verbrauchsseitig spielen die inzwischen rund 1 Mio. Wärmepumpen und 200.000 Elektrofahrzeuge aufgrund der starken Wachstumsraten eine wichtige Rolle für das Stromsystem.

Volatilität und Dezentralität der Erzeugung führen zu neuen Rollen für vormals starre Letztverbraucher:innen: Verbraucher:innen werden zeitweise zu Erzeugern:innen, und Energiemengen werden zunehmend auf niederen

Spannungsebenen ein- oder ausgespeist. Der aktivierte Prosumer wird zu einem zunehmend wichtigen Akteur des Energiesystems.

Die Integration der kleinteiligen Erzeugungs- und Speicheranlagen ins Energiesystem erfolgt bislang in der Regel über Aggregatoren und virtuelle Kraftwerke. Ein weiterer Hebel zur Komplexitätsreduktion im Netzbetrieb ist eine Verringerung der Netzanschlusspunkte der sog. Prosumer. Derzeit gibt es rund 50,5 Millionen Zählpunkte von Letztverbrauchern (BNetzA/BKartA, 2019, S. 38). Ein Zusammenschluss von Prosumern zur Vor-Ort-Versorgung mit einem gemeinsamen Netzanschlusspunkt, z.B. in Nachbarschafts- oder Arealnetzen, würde auch an dieser Stelle eine Komplexitätsreduktion für die Netzbetreiber bedeuten.

Resilienz und Versorgungssicherheit durch Zellularität gewährleisten

Die Stromversorgung zählt zur kritischen Infrastruktur und somit sind Widerstandsfähigkeit und Betriebssicherheit zentral. Die Resilienz des Stromsystems beschreibt die Fähigkeit, bei einem Teilausfall nicht vollständig zu versagen und nach einer Störung zum Ausgangszustand zurückzukehren. Im konventionellen Stromsystem wurde die Widerstandsfähigkeit gegenüber Ausfällen durch eine robust ausgelegte Infrastruktur gewährleistet, nach der jedes wesentliche Element im System ausfallen darf.

Die Digitalisierung und die Dezentralisierung der Energieversorgung stellen jedoch neue Anforderungen an die Resilienz: es ist mittlerweile ein energie-wirtschaftlicher Allgemeinplatz, dass die höchste Systemsicherheit durch die Verbindung von zentralen und dezentralen Elementen erreicht werden kann (IÖW, 2018) (VDE, 2015).

Zentrale Strukturen mit großen Kraftwerken, zentralen Steuereinheiten und zentraler Datenverarbeitung stellen sog. Single Points of Failure dar und machen es möglichen Angreifer:innen leicht. Demgegenüber gilt eine stark dezentrale Struktur auch nicht als sehr resilient, da der Aufwand für Koordination und Synchronisation steigt, um den Systembetrieb zu gewährleisten. Eine vollständig automatisierte Koordination in einem stark dezentralen System erhöht die Angriffsfläche noch weiter.

Die größte Resilienz kann auf Grundlage auch prinzipieller Überlegungen zur Sicherheit von sozio-technischen Systemen vor allem durch ein modulares oder zelluläres Organisationsprinzip erreicht werden, in dem die aggregierten Elemente die volle Systemfunktion in den Untersegmenten bieten. Eine Modularität kann durch die Standardisierung von Schnittstellen und die Verwendung offener Protokolle erreicht werden. Für das Stromsystem bedeutet dies, dass Erzeugung und Verbrauch in ausreichend großen Zellen ausgeglichen werden (IÖW, 2018, S. 72f). Ein solches Organisationsprinzip profitiert von der Integration von

semiautarken Versorgungszellen aktivierter Prosumer in das gesamte Stromsystem.

Zellen der Vor-Ort-Versorgung haben viele Gesichter

Aus dem Bedarf der Dekarbonisierung und der Funktionslogik des Erneuerbaren Energiesystems ergibt sich: Das Prinzip der Eigenversorgung des Konventionellen Energiesystems gilt es systematisch weiterzuentwickeln. Die Vor-Ort-Versorgung muss als neue energiewirtschaftliche Einheit gestärkt werden.

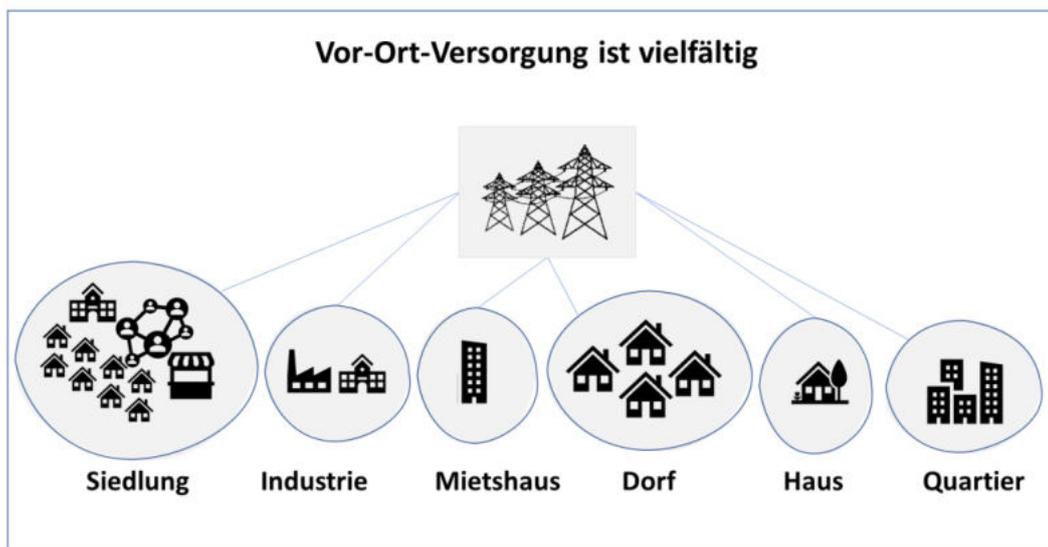
Vor-Ort-Versorgung in energiewirtschaftlichen Zellen hat dabei viele Gesichter: Dies können Privatwohnungen, aber auch Miethäuser, Industriebetriebe, Gewerbegebiete, Quartiere oder Dörfer sein. Die jeweilige Grenze der Zelle ist zu definieren.

Sie sollte nicht fix sein, sondern den Gegebenheiten vor Ort entsprechen und durch die Akteure vor Ort bestimmt werden können. Innerhalb dieser Grenze erfolgt die Erzeugung, aber auch die Speicherung und der smarte Verbrauch, sektorengespeist teilweise bereits vor Ort.

Generell ist die zukünftige Vor-Ort-Versorgung geprägt durch die technologieoffene Bereitstellung der Energieversorgung basierend auf Erneuerbaren Energien und verknüpft mit Speichern und Lösungen für Strom, Wärme und Transport. Hier bestehen vielfältige Möglichkeiten zur Ausgestaltung. Neu geplante Subsysteme wie Quartierslösungen oder Industrieverbünde können je nach den lokalen Gegebenheiten mit moderneren Energiekonzepten realisiert werden.

Abbildung 11: Ausprägungen der Vor-Ort-Versorgung

Eigene Darstellung



EU-Recht verlangt Stärkung dezentraler Versorgung

Die Gestaltung der Vor-Ort-Versorgung wird seit Jahren diskutiert und aufgrund der sich veränderten Marktlogik auch regulatorisch aufgegriffen. So verlangt die jüngste EU-Gesetzgebung, die mit dem „Clean Energy for all Europeans Package“ Ende 2018 durch die europäischen Institutionen beschlossen wurde, erstmals Rechte und Pflichten von Prosumern und Energiegemeinschaften zu regeln. Verbraucher:innen werden ins Zentrum gestellt und lokale Ansätze der Energieversorgung explizit als Rahmen gesetzt.

Die Erneuerbare-Energien-Richtlinie sieht in Artikel 21 und 22 unter anderem vor, die Eigenversorgung so auszugestalten, dass die Akteure vor Ort sich individuell oder gemeinsam in Erneuerbare-Energie-Gemeinschaften mit Energie versorgen können (EU Amtsblatt, 2018).

Die Strombinnenmarkt-Richtlinie definiert in den Artikeln 15 und 16 die Rolle von aktiven Kund:innen und beschreibt, wie Bürgerenergiegemeinschaften ins Marktgeschehen eingreifen sollen (EU Amtsblatt, 2019). Ihnen wird etwa das Recht eingeräumt, individuell, gemeinsam oder mittels Aggregation, Strom zu erzeugen, diesen zu speichern, zu verkaufen und untereinander zu teilen.

Mitgliedsstaaten müssen gemäß den neuen Richtlinien bis 30. Juni 2021 sicherstellen, dass diese Formen der Vor-

Ort-Versorgung frei von unverhältnismäßigen oder diskriminierenden Bedingungen möglich gemacht werden. Die Regulierung lässt den Mitgliedsstaaten dabei weitreichende Interpretationsspielräume, jedoch ist der Auftrag seitens der EU eindeutig, die Rahmenbedingungen für Prosumer und die Vor-Ort-Versorgung zu verbessern.

Prosumer und Gemeinschaftsstrom gefordert

Das Bündnis Bürgerenergie übersetzt diese Ansätze der EU-Kommission in Grünen Gebäudestrom, Grünen Nachbarschaftsstrom und Grünen Gemeinschaftsstrom als Formen einer möglichen Vor-Ort-Versorgung. Diese Formen können unterschiedlich ausgestaltet sein, je nach Radius zwischen Erzeugung und Verbrauch, ob das öffentliche Netz genutzt wird oder aber ob die Energieversorgung in Bürger:innenhand stattfinden soll (BBEn, 2019).

Auch der BDEW hat 2019 ein 3-Säulenmodell vorgelegt, das Prosumer als wesentlichen Teil des neuen Energiesystems anerkennt. Neben der Verknüpfung von Erzeugung und Verbrauch schreibt der BDEW den Prosumern auch die Rolle der Anbieter von Flexibilitäten und Systemdienstleistungen zu (BDEW, 2019).

Graichen'sches Dreiebenenmodell

Ein weiterer Ansatzpunkt, der die Bedeutung der Vor-Ort-Versorgung explizit berücksichtigt, ist das Graichen'sche Dreiebenenmodell. Patrick Graichen ist der Auffassung, dass zukünftig in der Stromwirtschaft zwischen drei Regionalitätsebenen unterschieden werden wird: Neben der „überregionalen Ebene“ würden sich „Stromregionen“ herausbilden sowie eine Eigenversorgung „unmittelbar vor Ort“. Stromerzeugung und -verbrauch würden hier bei letzterem zeitgleich in unmittelbarer Nähe stattfinden, etwa in Form von Eigenverbrauch, Mieterstrom oder auch Nachbarschaftsstrom, der unmittelbar dem Nachbarn zugeliefert wird. Nach diesem Modell wird die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes für die Energieversorgung „unmittelbar vor Ort“ ausgeschlossen. Der zentrale Anreiz soll über eine umfassende Neugestaltung bzw. weitgehende Befreiung von Abgaben, Steuern und Umlagen erfolgen (Agora, 2017).

Das spanische Modell der Eigenversorgung

Modelle der Vor-Ort-Versorgung sind keineswegs nur Theorie. Im Ausland finden sich zahlreiche Beispiele, die in diese Richtung weisen.

Wie weitreichend die Möglichkeiten zum Umbau des Energiesystems – auch inner-

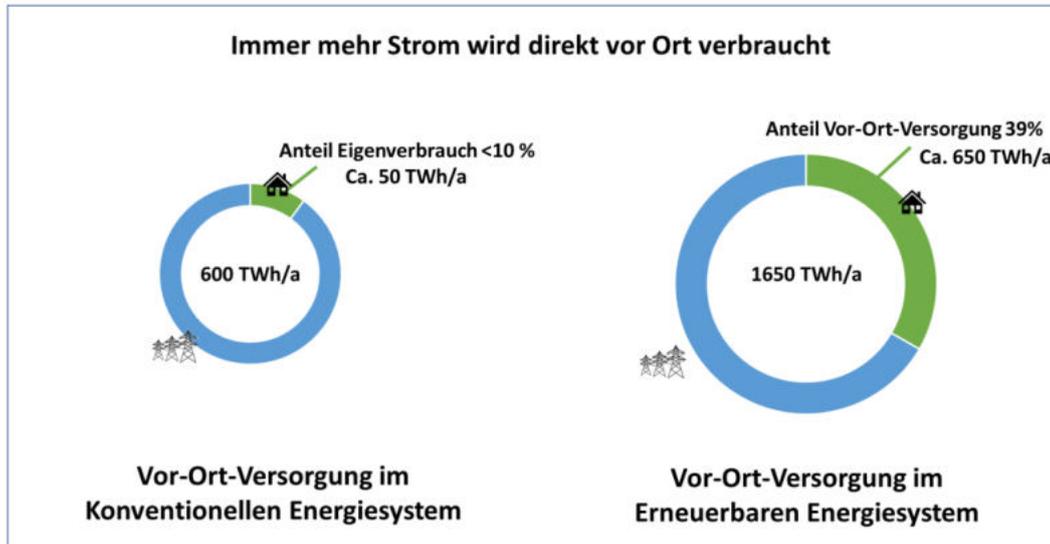
halb der Leitplanken der neuen EU-Richtlinien sind, zeigt etwa Spanien. Hier wurden Schritte hin zur Stärkung vernetzter Energiezellen bereits umgesetzt.

Eine kollektive Eigenversorgung, die sich durch einen gemeinsamen Netzanschlusspunkt definiert, ist hier möglich. Mit bis zu 100 kW installierter Anlagenleistung wird demnach die Eigenversorgung bis zum Netzanschlusspunkt ermöglicht. Das Anreizsystem beinhaltet beispielsweise eine Verringerung der administrativen Anforderungen, die Entbindung der Erzeuger:innen von Betriebsgenehmigungen im Sinne des spanischen Energiewirtschaftsgesetzes, die Aufhebung der Personenidentität sowie die Nutzung von Speichern. Belastungen von Anlagenbetreiber:innen mit Umlagen, Gebühren, Abgaben oder Steuern wurden gestrichen. Und auch die Nutzung des öffentlichen Stromnetzes innerhalb dieser Energiezellen wird ermöglicht, wenn das Niederspannungsnetz und derselbe Transformator genutzt werden oder ein Radius von 500 Metern eingehalten wird (AHK, 2019).

Das spanische Modell zeigt, dass die Schaffung und Einbindung von vernetzten Energiezellen im Energiesystem keine ferne Vision sein muss, sondern dem Willen der politischen Rahmengesetzgebung folgen können – und zwar explizit im Sinne der europäischen Leitlinien für eine klima- und verbrauchergerechte Energiepolitik.

Abbildung 12: Entwicklung Vor-Ort-Versorgung

Eigene Darstellung



3.2 Vernetzung der Zellen erfolgt durch eine neue Netzentgeltsystematik

Die Vor-Ort-Versorgung muss weitgehend liberalisiert werden: Bis zum Netzanschlusspunkt hat jeder Akteur die volle Entscheidungsfreiheit. Schnittstelle der Versorgungszellen mit dem Energiesystem ist das Anschlusskabel ans öffentliche Stromnetz. Die Optimierung für das Gesamtsystem sowie für die lokale Versorgung geschieht über ein reformiertes Umlagen- und Entgeltsystem. Es setzt mit einem stärkeren Anteil von Leistungspreisen Anreize für den bestmöglichen Technologiemix und ein systemdienliches Verhalten bei Engpasssituationen.

Um die Vor-Ort-Versorgung in vernetzten Zellen zu etablieren, braucht es einen neuen energiepolitischen Rahmen. Diesen gilt es auf dem Weg in das Erneuerbare Energiesystem gezielt aufzubauen. Dabei ist eine Reihe von Faktoren zu beachten.

Freiheit bis zum Netzanschlusspunkt gewähren

Ein wichtiger Impuls zur Aktivierung der Vor-Ort-Versorgung als zentralem Baustein der Energiewende ist, sie von regulatorischen Bedingungen zu befreien. Pauschal gesprochen gilt im Strommarkt der Zukunft die Regel: bis zum Netzanschlusspunkt soll jeder Akteur die volle Entscheidungsfreiheit haben.

Die jeweils optimale Energieversorgung wird hier definiert. Dies entspricht weitgehend der Logik der heutigen Autonomie bei der Wärmeversorgung und fördert Innovation, Kosteneffizienz und Teilhabe. Vergütungen für die Stromerzeugung als Marktanreiz für die

eingesetzte Technologie fallen weg, aber auch energiespezifische Abgaben wie Stromsteuer und EEG-Umlage entfallen vor dem Zähler. So kann eine beliebige Optimierung vor Ort erfolgen, die Last- und Erzeugungsspitzen werden vor Ort ausgeregelt.

Individuelle Ökonomie der Flexibilität schaffen

Die energiewirtschaftlichen Anreize für Ausgestaltung der Versorgungszellen sind daher so zu setzen, dass Angebot und Nachfrage bereits vor Ort ausgeglichen werden unter bestmöglicher Nutzung der lokal verfügbaren Ressourcen und technischen Möglichkeiten. Komponentenhersteller und Anbieter von lokalen Energiemanagementsystemen werden hierfür wettbewerbsfähig Angebote machen und den Nutzern konkrete Mehrwerte anbieten. Langfristig legen sich die Akteure vor Ort fest, welche technische und räumliche Gesamtlösung sie wählen, um die

Energieversorgung zu bewerkstelligen. Schnittstelle der Versorgungszellen untereinander ist das öffentliche Netz bzw. die Netzanschlusspunkte.

Die Netzanschlusspunkte werden mit einer gemeinsamen Zählstelle versehen, um Strom, der ins Netz eingespeist wird und Strom, der aus dem Netz bezogen wird, zu bilanzieren. Die interne Abrechnung erfolgt über lokale Energiemanagementsysteme, z.B. Blockchain-basiert wie es in verschiedenen Microgrids derzeit erprobt wird (Project Pebbles, 2020) (pv magazine, 2020).

So entstehen Zellen, die auch über Micro-Netze verfügen können. Jeweils mit dem Ziel, bereits vor Ort Erzeugung und Verbrauch zu verknüpfen. Quartierslösungen können über einfache Entscheidungswege einen schnellen Weg

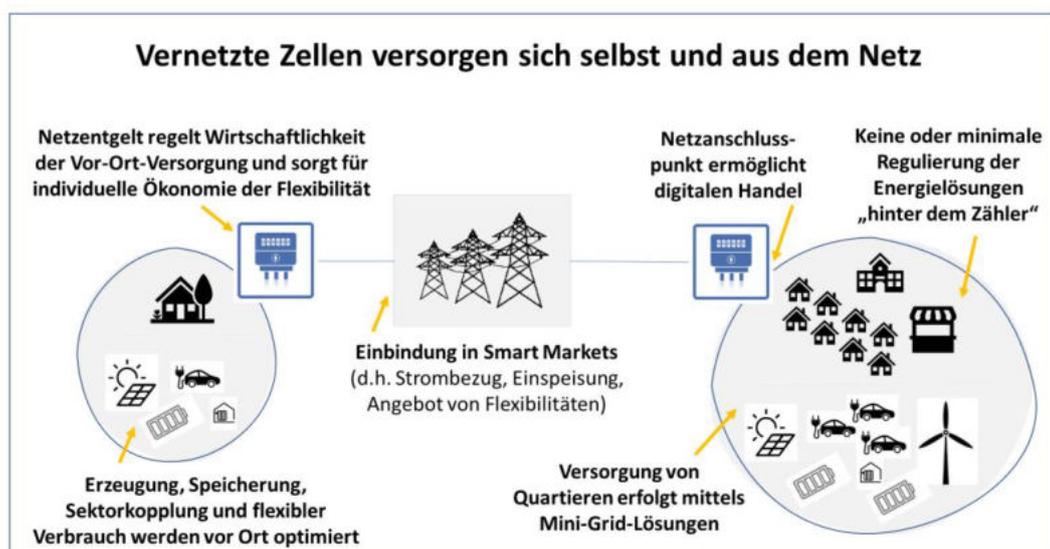
in hochgradig erneuerbare Zellen, die nur noch Residualmengen mit dem Netz bzw. über das Netz austauschen, darstellen. Aus dem alten Prinzip der bedarfsorientierten, vollkommenen Netzstromversorgung wird mehr und mehr eine Reststromversorgung nach erfolgter Optimierung vor Ort.

Verbindliche Leistungsbestimmmenge festlegen

Die Optimierung und Einbindung der energiewirtschaftlichen Konzepte vor Ort in das Gesamtsystem erfolgt über den Netzanschlusspunkt. Zur Vereinfachung der Netzplanung wird sich jede Zelle auf eine verbindliche Leistungsbestimmmenge für ihren Anschlusspunkt festlegen müssen. Diese Bestellleistung sollte bei rund 85 Prozent der bisher gemessenen Anschlussleistung liegen.

Abbildung 13: Vernetzte Zellen

Eigene Darstellung



Die von den Zellen angemeldete Leistungsbestellmenge plant der Verteilnetzbetreiber als Engpassleistung fest ein. Kurzfristig können nicht vorhergesehene Schwankungen beim Verbrauch oder bei der Erzeugung über das Netz abgewickelt werden, abhängig von der allgemeinen Netzsituation.

Um den Zustand des Stromnetzes am jeweiligen Netzanschlusspunkt transparent zu machen, werden sich die Versorgungszellen „Ampeln“ installieren bzw. digital auf die relevanten Informationen zugreifen können. Diese Ampeln übersetzen den Netzstatus in Preissignale. Grün heißt: Erzeugung und Verbrauch sind ausgeglichen und es gibt tendenziell ein Überangebot an Erneuerbaren-Dargebot. Gelb heißt: Flexibilitäten werden benötigt und ein Überschreiten der Mindestbestelleistung kann sehr teuer werden. Rot heißt: Netz in Gefahr (d.h. der Netzbetreiber kann Schalthandlungen nach eigenem Ermessen durchführen bis hin zu lokalem Schwarzfallen). So lange die Netzampel grün ist, kann wie bisher beliebig mehr elektrischer Strom aus dem Netz bezogen werden.

Neben dem (intelligenten) Zähler wird an jedem Stromanschluss eine Kommunikationseinheit installiert, z.B. eine automatisierte „Flex-Box“, die Flexibilitäten innerhalb der Versorgungszelle aggregiert und je nach Netzsituation verfügbar macht. Solche Flexibilitäten können steuerbare Lasten sein, Energiespeicher und Erzeugungsanlagen. Diese

Kommunikationsbox auf der Seite der Versorgungszelle erfährt rechtzeitig von Netzengpässen, teilt aber andererseits Verteilnetzbetreiber und bilanzkreisverantwortlichem Stromvertrieb die Abrufpotentiale an Flexibilitäten mit. Durch den Abruf dieser können VNB und Bilanzkreisverantwortliche ihre Engpassbewirtschaftung bzw. Bilanzkreis-korrektur vornehmen.

Netzentgelte übersetzen Ampel in Preissignale

Der Netzbetreiber erhält ein festes monatliches Leistungsentgelt für die Zusage, die Leistungsbestellmenge als Engpassleistung zur Verfügung zu stellen. Diese Vergütung entspricht übergangsweise ungefähr der Hälfte des bisher über die Arbeitsmenge bezahlten Netzentgeltes. Die andere Hälfte bleibt weiterhin ein Arbeitsentgelt, das dann ebenfalls der Hälfte des Bisherigen entspricht.

Für die ans Netz angeschlossene Versorgungszelle ergibt sich der Tarif für den Netzanschluss und die Residuallast auf Basis der Leistungsbestellmenge. Auf Grundlage der Signale des Netzbetreibers zur Netzsituation wird jedoch für jede Überschreitung der Bestellmenge ein signifikanter Aufpreis berechnet, der ein Vielfaches des Mindestbestelleistungspreises betragen kann. Damit können je nach Marktlage hohe Kosten entstehen. Wer also gut plant und durch Flexibilitäten hohe und häufige Ausschläge beim Stromfluss reduziert, profitiert.

Energiewirtschaftlich zählt somit am Anschlusspunkt der Versorgungszelle lediglich das Verhalten in Bezug auf Engpasssituationen. Bei Überschreiten der Bestellleistung kann z.B. bei Knappheitssituationen ein proportional fünffacher Leistungspreis des Mehrbezugs für die betreffenden Viertelstunden fällig werden.

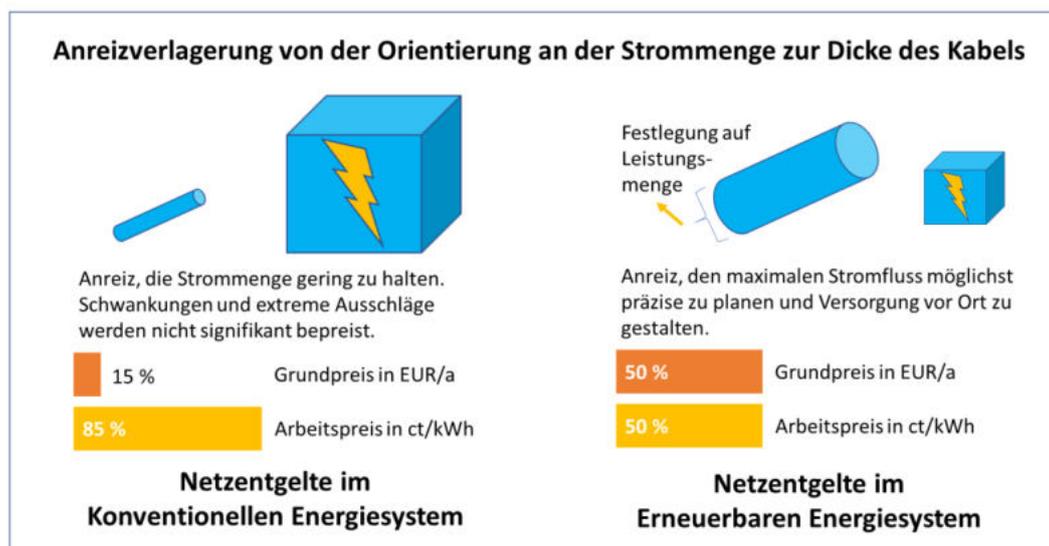
Damit ist ein starker Anreiz gesetzt, die Bereitstellungsleistung nicht zu überschreiten und Flexibilitäten innerhalb der jeweiligen Versorgungszelle zu implementieren. Auf dieser Basis kann der Prosumer dem Systembetreiber bei Knappheitszeiten oder für die Engpassbewirtschaftung auch eine kurzfristige Absenkung seiner

Bestelleistung andienen. Bei einem Überschuss des EE-Dargebots im Stromsystem erhalten die Versorgungszellen die Möglichkeit, zusätzlichen Strom zu nutzen (Energiespeicher laden, Wärmepumpen betreiben, flexible Produktionsprozesse).

Bildlich gesprochen: Die Dicke des Kabels, das die Zelle mit dem Netz verbindet, wird vorab definiert und dafür wird eine entsprechende Gebühr bezahlt. Unvorhergesehene Lastspitzen werden so für das Gesamtsystem vermieden und beherrschbar. Gleichzeitig steigt der Anreiz, die Energieversorgung in der Zelle sektorengespeert zu optimieren und Speicherkapazitäten aufzubauen.

Abbildung 14: Entgelte schaffen Anreize für systemdienliches Verhalten

Eigene Darstellung



Anzahl der Netzanschlusspunkte reduzieren

Im Zuge der Etablierung der Versorgungszellen wird sich auch die Zahl der Netzverknüpfungspunkte zu Letztverbraucher:innen verringern. Derzeit gibt es rund 50 Mio. Zählpunkte in Deutschland. Die meisten dieser „Zellen“ sind heute als passive Verbraucher in das Stromnetz eingebunden oder speisen als Kleinsterzeuger Strom ins Netz ein.

Wenn sich in Zukunft mehr zusammengelegte Zellen bilden, die ihren gemeinsamen Netzanschlusspunkt definieren, werden in der Konsequenz viele Zählpunkte eingespart, dafür aber jeweils intelligenter werden und mehr Strom abnehmen. Ein Beispiel: Wenn etwa heute ein Mietshaus über 12 Stromzähler verfügt, so würde dasselbe Gebäude, wenn es zu einer energetischen Versorgungszelle optimiert wird, nur noch einen mit dem Stromnetz verbundenen Zähler haben.

Die heute eichrechtlich vorgeschriebene Messung des Arbeitsmengenverbrauches jedes Haushaltes bzw. Zellenmitgliedes ist im Erneuerbaren Energiesystem irrelevant: Da die Kosten des Erneuerbaren Energiesystems vor allem bei den Anfangsinvestitionen in die Versorgungsinfrastruktur entstehen und bei der Bewirtschaftung von Engpasssituationen, verliert der Energieverbrauch an Bedeutung für die Abrechnung. Die Verteilung der Kosten für die Energieversorgung

kann der Verwaltung der Stromzelle überlassen bleiben, dabei kann es sinnvoll sein, allgemeine Grenzen und Nachprüfungsrechte dieser Umlage zu definieren.

Nichts ändern wird sich hingegen bei vielen Wohnungen oder Einfamilienhäusern, die sich nicht mit anderen energieoptimiert zusammenschließen. Man kann davon ausgehen, dass es deutschlandweit über den Aufbau der vernetzten Zellen etwa zur Halbierung der Zählpunkte kommen könnte.

Nutzung öffentlicher Netze ermöglichen

Denkbar ist auch, dass innerhalb der Versorgungszellen teilweise das öffentliche Netz genutzt wird, etwa wenn sich ein Straßenzug, ein kleines Dorf oder ein Quartier zu einer Versorgungszelle zusammenschließen. Hier wäre eine entsprechende Gebühr an den lokalen Netzbetreiber denkbar.

Heute wird dies durch die Gesetzgebung verhindert und muss entsprechend liberalisiert werden. Dies ermöglicht etwa, dass die Einbindung von Windkraft in dezentrale Versorgungszellen möglich wird.

Fazit: Erst die Vor-Ort-Versorgung ermöglicht das Erneuerbare Energiesystem

Mit einem neuen Ansatz der Netz-entgeltssystematik wird eine individuelle Ökonomie der Flexibilität und der temporären Autonomie geschaffen. Die Energiezellen bzw. deren Betreiber:innen liefern somit einen Beitrag für eine systemdienliche Gestaltung der überregionalen Energieinfrastruktur. Dabei ist es energiewirtschaftlich zunächst unerheblich, ob der Prosumer eine PV-Anlage, eine Wärmepumpe oder eine KWK-Anlage betreibt.

Auf Systemebene können die teure Bevorratung der Strominfrastruktur und gleichzeitig unnötige Ausgaben in Netzausbau und Erdgaskraftwerke eingespart werden. Der neue Marktmechanismus setzt so auf eine regionalisierte und flexible Preisfindung je nach Engpasslage des Verteilnetzbetreibers, d.h. abhängig von der lokal auftretenden Überlastung oder mangelnden Auslastung und den Möglichkeiten der Letztverbraucher, ihren Verbrauch entsprechend zu steuern.

In Anbetracht der Verdreifachung des Strombedarfs ist ein derartiger Beitrag der Energiezellen notwendig. Die Vor-Ort-Versorgung wird im Erneuerbaren Energiesystem durch die neue Anreizgestaltung zu einer der tragenden Säulen der Energieversorgung.

Entscheidend ist dabei neben der Bewirtschaftung der Zelle: Der Mehrbedarf an Energie, das verfügbare Speicherpotenzial oder die Überschuss-erzeugung einer jeden Zelle werden über das Stromnetz gehandelt. Die Zellen sind somit smarte Prosumereinheiten und werden über die Stromnetze mit den regionalen und überregionalen Smart Markets vernetzt. Dies erfolgt über Energiemanagementsysteme sowie eine digitale Kommunikation zwischen Netzbetreibern, dem Handel und den Letztverbraucher-Zellen.

4. Netze: Engpässe bewirtschaften und Systemdienstleistungen dezentralisieren

4.1 Intelligente Bewirtschaftung von Netzengpässen löst Ideal der Kupferplatte ab

Durch die erwartbare Verdopplung des Netzstromvolumens gewinnen die Stromnetze weiterhin an Bedeutung. Das alte Paradigma der Vermeidung von Netzengpässen durch Ausbaumaßnahmen wird jedoch nicht mehr aufrechterhalten. Stattdessen werden auftretende Engpässe bewirtschaftet, unter Einbeziehung der semiautarken Versorgungszellen. Daraus ergibt sich auch ein höherer Bedarf an die transparente Bereitstellung von Netzdaten an die Marktakteure.

Die Stromnetze sind im Konventionellen Energiesystem die elementaren Verbindungen, um die Erzeugung mit dem Verbrauch zu verknüpfen. Auch das Erneuerbare Energiesystem kommt nicht ohne Netze aus, im Gegenteil – ihre Bedeutung steigt aufgrund der Elektrifizierung der Sektoren Wärme und Verkehr. Aber der Charakter der Netznutzung verändert sich fundamental.

Netze dienen der Versorgungssicherheit

Im Konventionellen Energiesystem übernehmen die Stromnetze die Aufgabe der Verteilung der Kilowattstunden von den großen Erzeuger:innen hin zu den passiven Verbraucher:innen. Insgesamt sind in Deutschland heute 37.000 km Übertragungsnetze in der Hand der Übertragungsnetzbetreiber und 1,8 Mio.

km Stromnetze in der Hand der Verteilnetzbetreiber (BMWi, 2020).

Der Ausbau und die Ertüchtigung dieser Stromnetze werden als zentrale Aufgabe zur Bewältigung der Herausforderungen der Energiewende angesehen. Das ist in weiten Teilen auch richtig so, denn aufgrund der steigenden Anteile volatiler Erzeugung und des insgesamt steigenden Strombedarfs bleibt auch die räumliche Übertragung von Strom systemimmanent für die Versorgungssicherheit.

Neue Anforderungen an das Stromnetz

Dafür müssen die Stromnetze einerseits erweitert werden, insbesondere hinsichtlich der Nord-Süd-Trassen und auch zur kontinentalen Vernetzung. Zudem bedarf es einer massiven Anpassung im Rahmen der Leistungsfähigkeit der Netze

insbesondere auch auf Verteilnetzebene. Mehr und mehr wird die Netzinfrastruktur aber ergänzt werden müssen um weitere Formen der Flexibilitäten, also Batteriespeichern und Power-to-X-Lösungen.

Das Stromnetz verliert zudem seinen Anspruch zur vollständigen Versorgung von Letztverbraucher:innen. Es mischt diese heute übliche Versorgungsart mit der Bewirtschaftung von Pendelstromverträgen mit Versorgungsinseln, die aus Quartieren, Industriegebieten, und auch Einzelhaushalten mit hoher Eigenversorgung bestehen werden.

Das soll explizit nicht bedeuten, dass Netzbetrieb nicht auskömmlich sein soll, aber es werden sich immer größere semiautarke Inseln bilden, die technisch-kaufmännisch im Wettbewerb zum Netzstrom stehen.

Abschied vom Kupferplatten-Ideal

Netze bleiben das Rückgrat des Energiesystems, aber ihre Bedeutung verändert sich. Das Ideal der Kupferplatte, nach dem Strom uneingeschränkt transportiert werden kann, kommt mehr und mehr an seine Grenzen. Um einen liquiden Markt herzustellen war im Zuge der Liberalisierung 1998 regulatorisch entschieden worden, das Stromnetz in Deutschland als engpassfrei zu definieren. Doch dieses Prinzip und das dazugehörige Marktdesign führen heute zu erheblichen Verwerfungen im Markt.

Grund für die zunehmenden Netzengpässe im deutschen Stromsystem ist vor allem die im Zuge des Ausbaus Erneuerbarer Energien veränderte geographische Verteilung der Erzeugungsleistung und damit einhergehende größere Distanzen zwischen Erzeugungs- und Verbrauchszentren.

Engpassvermeidung führt zu hohen Kosten

Dies führt zu Transportengpässen im bestehenden Stromnetz, die durch ein entsprechendes Netzengpassmanagement kompensiert werden müssen (AEE, 2017).

Diese Aufgaben übernehmen die Systembetreiber. Abweichungen vom Kraftwerkseinsatzplan werden entsprechend des Dargebots erneuerbarer Energien, der Verfügbarkeit von Stromleitungskapazitäten und der Stromnachfrage durch Redispatch und Einspeisemanagement angepasst. Die Marktakteure haben jedoch nur wenig ökonomische Anreize, ihr Verhalten an den Begebenheiten und Kapazitäten des Stromnetzes auszurichten.

Die verbundenen Ausgleichszahlungen für abgeregelte Erzeugung sind mittlerweile zu einem relevanten Kostenfaktor im deutschen Stromsystem geworden. Die gesamten Kosten des Engpassmanagements werden für das Jahr 2018 auf 1,35 Mrd. Euro beziffert (BDEW, 2019, S. 6). Um die enormen Kosten für das Engpassmanagement zu

verringern ist es zentral, eine möglichst lokale Ausbalancierung von Erzeugung und Verbrauch anzureizen.

Intelligente Netze etablieren

Während die Stromnetze im Konventionellen Energiesystem plakativ gesprochen die Aufgabe hatten, Strom von A nach B zu transportieren, fungieren die Netze von Morgen als Adern der bidirektionalen Flexibilität.

Dabei bezeichnen Smart Grids die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netzbetriebsmitteln in Energieübertragungs- und -verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik (IKT).

Smart Grids sind damit ein zentraler Baustein zur Flexibilisierung der Stromsysteme, um die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien mit einer zunehmend flexibilisierten Stromnachfrage zusammen zu bringen (BMW, E-Energy, 2014, S. 55).

Damit intelligente Netze zur Integration erneuerbarer Energien beitragen können, müssen von den Netzbetreibern verschiedene Informationsflüsse verarbeitet werden:

- **Prognosen zur Erzeugung erneuerbarer Energien:** Um die Kapazität der in einem elektrischen System installierten erneuerbaren Energien voll auszunutzen, benötigt der Systembetreiber genaue Prognosen der Wind- und Photovoltaik-Erzeugung, um die Einspeisung fossiler Anlagen senken zu können.
- **Betriebsführung:** Die Einbindung digitaler Prozesse in die Betriebsführung von Übertragungs- und Verteilnetzen ermöglicht eine optimierte Einspeisesteuerung von Erzeugungsanlagen, aber auch Speichern und Verbrauchern wodurch Netzengpässe vermieden werden können. Ebenso ermöglicht ein verbessertes Leitungsmonitoring, den Netzbetrieb zu optimieren.
- **Demand Side-Management:** Die Einführung von intelligenten Zählern ermöglicht einen effizienteren und auf die Anforderungen des Gesamtsystems hin optimierten Energieverbrauch. Andererseits ist die Flexibilisierung der Stromnachfrage auf der jeweiligen Nutzerebene ein sehr wichtiger Hebel, um die Kapazität des Stromsystems zu erhöhen und intermittierende Energiequellen einzubeziehen.
- **Elektrische Mobilität:** Mit intelligenten Ladesystemen können der Bedarf des Netzausbaus verringert und relevante Hindernisse für die Elektrifizierung und Dekarbonisierung im Transportsektor abgebaut werden.

Netzplanung muss neue Entwicklungen stärker berücksichtigen

Dieses neue Verständnis der Rolle und Funktionalität des Stromnetzes gilt es auch hinsichtlich der Planung zu berücksichtigen. Das heißt auch, dass der Netzausbau sich an einem zunehmenden zellulären Ansatz mit Vor-Ort-Versorgung sowie der Bewirtschaftung von Flexibilitäten orientieren muss.

Bisher ist dies nicht ausreichend der Fall, was zu Fehlinvestitionen bei der Infrastruktur führen kann. Der sogenannte Netzentwicklungsplan ist heute das zentrale Planungsinstrument. Hierfür setzt die Bundesnetzagentur regelmäßig einen Prozess auf, der in konkrete Vorschläge für den Netzausbau mündet. Dabei wird der Netzentwicklungsbedarf

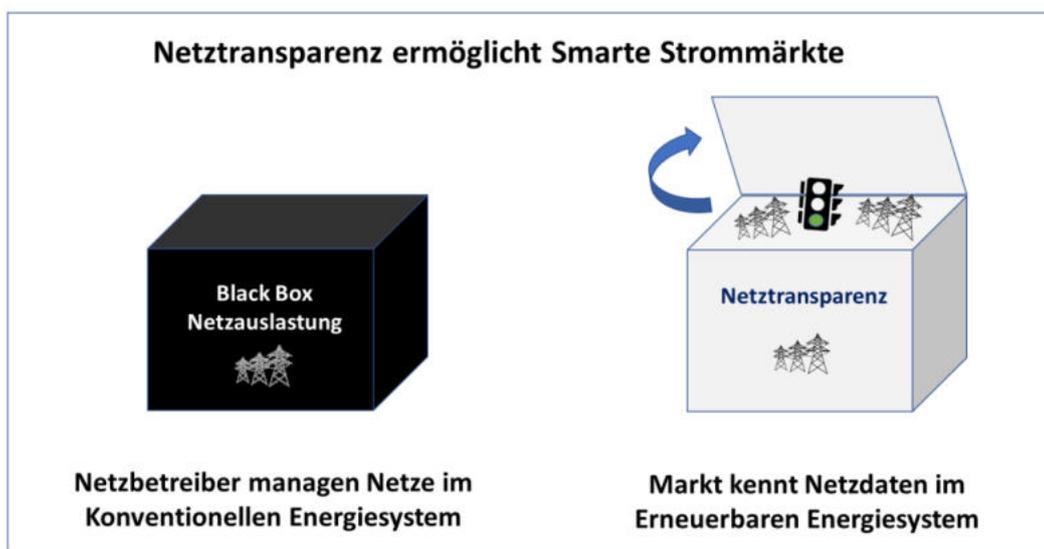
für die nächsten zehn bis zwanzig Jahre ermittelt, indem Szenarien entwickelt und die Märkte und Netze simuliert werden.

Entscheidend ist es daher, dass diese Szenarien mit den richtigen Annahmen gefüttert werden. Bislang wird dabei jedoch zu wenig berücksichtigt, wie der Stromverbrauch steigen wird und welche Potenziale sich aus der gezielten Einbringung von neuen Flexibilitätsanwendungen ergeben.

Bereits heute müsste die Netzplanung die technologischen Entwicklungen antizipieren und berücksichtigen. Eine kluge und effiziente Netzplanung, die Jahre im Voraus Beschlüsse zum Ausbau der Infrastruktur erfordert, muss sich stärker an den Funktionslogiken des Erneuerbaren Energiesystems ausrichten.

Abbildung 15: Netztransparenz ermöglicht smarte Strommärkte

Eigene Darstellung



In diesem Zusammenhang ist es auch elementar, die Netzplanung in Zukunft nicht mehr an der maximalen Last ausrichten. Der Anspruch, beispielsweise bis zur letzten Kilowattstunde ein Haus versorgen zu können, muss im Erneuerbaren Energiesystem nicht aufrechterhalten werden. Allein die Abkehr von diesem Prinzip reduziert den Netzausbaubedarf um ein Vielfaches und schafft zugleich Abhilfe bei vermeintlichen Engpässen.

Netztransparenz für alle schaffen

Damit das Verhalten der zunehmend dezentralen Akteure am Strommarkt an den Erfordernissen des Gesamtsystems ausgerichtet werden kann, ist die Bereitstellung von Informationen zur Netzsituation von großer Bedeutung.

Im Konventionellen Energiesystem wurde die Bereitstellung von Infrastrukturinformationen vor allem als Sicherheitsrisiko gesehen. Durch die dezentrale Bereitstellung von Flexibilitäten erhöht sich jedoch die Resilienz des Stromsystems. Die Funktionslogik des neuen Energiesystems erfordert dabei auch, dass Informationen über Erzeugungs- und Lastprognosen, aber auch über Engpässe und unvorhergesehene Ereignisse, unter hohen Sicherheitsauflagen den Marktakteuren zugänglich gemacht werden.

Ein zentrales Steuerungselement für den regionalisierten Handel mit Energie und Flexibilitäten kann dabei die Netzampel sein, welche aggregierte Indikationen für das Verhalten von Erzeugern, Verbrauchern und Prosumern gibt (C/sells, 2019).

4.2 Bereitstellung von Systemdienstleistungen verlagert sich vom Kupfer zum Halbleiter

Versorgungssicherheit und Resilienz des Stromsystems müssen zunehmend durch EE-Anlagen und Energiespeicher gewährleistet werden. Die marktlichen Anreize zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen werden dafür umgestellt. Ehemals zentral gelöste Aufgaben wie die Frequenz- und Spannungshaltung oder die Schwarzstartfähigkeit werden auf die technischen Parameter von dezentralen Wechselrichtern ausgerichtet.

Der Betrieb von Stromnetzen erfordert ein ausgeklügeltes System an Maßnahmen und Technologien, um jederzeit die Versorgungssicherheit gewährleisten zu können. Frequenz, Spannung und Leistungsbelastung der Netze müssen innerhalb bestimmter Grenzwerte bleiben. Deutschland gehört mit Stromausfällen von durchschnittlich zwischen 12-15 Minuten im Jahr weltweit zu den Besten in puncto Versorgungssicherheit (BMW, 2019, S. 16). Im Zuge des Umbaus des Energiesystems und einer zunehmenden Dezentralisierung gilt dieser Anspruch weiterhin als Maßstab. Die Art und Weise, wie diese Systemdienstleistungen zukünftig erbracht werden, ändert sich jedoch fundamental.

Großkraftwerke liefern bisher die nötigen Systemdienstleistungen

Im bisherigen Stromsystem ist der Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich für die sogenannten Systemdienstleistungen, die den Betrieb der Stromversorgung sichern. Dafür greift er

in der Regel auf konventionelle Erzeugungsanlagen zurück, welche aus netztechnischer und -betrieblicher Sicht erforderliche Systemdienstleistungen bereitstellen. Dazu zählen folgende Maßnahmen (BTU Cottbus, 2017, S. 18):

1. **Frequenzhaltung** (Momentanreserve, Regelenergie, zuschaltbare Lasten)
2. **Spannungshaltung** (Umschaltungen, Blindleistungsregelung, Transformatorstufung)
3. **Betriebsführung** (Steuerung und Überwachung des Stromnetzes, Koordination der Systemdienstleistungen, Netzengpassmanagement wie Redispatch/Einspeisemanagement)
4. **Versorgungswiederaufbau** (Schwarzstart, Koordinierung)

Da nun die konventionellen Kraftwerke, die bisher die Systemdienstleistungen bereitgestellt haben, zunehmend durch erneuerbare Energieträger ersetzt werden, müssen neue Wege zur Erbringung der Systemdienstleistungen etabliert werden. So könnten zur Frequenzerhaltung die

rotierenden Massen von Generatoren konventioneller Kraftwerke durch Windkraftanlagen ersetzt werden.

Wechselrichter übernehmen

Frequenzhaltung

Ein anderer Ansatz ist der Einsatz von Wechselrichtern mit netzbildenden Eigenschaften. Heutige Photovoltaik-Wechselrichter stützen die Netzspannung nur sekundär im stationären Bereich durch die Bereitstellung von Blindleistung. Des Weiteren haben sie eine Primärregelungseigenschaft einprogrammiert, so dass auf Grund der Netzfrequenz eine Leistungsregelung erfolgt. Damit reagieren heutige Wechselrichter bereits auf die Signale des Netzes und dessen Betreiber. Das bedeutet aber auch, dass sie nur dann Energie ins Netz einspeisen können, wenn auch eine Netzspannung vorhanden ist.

In verschiedenen Projekten, z.B. im Rahmen des Forschungsprojekts „Zukunftskraftwerk PV“ wurden in den vergangenen Jahren netzbildende Wechselrichter entwickelt und erprobt, die mit Regelalgorithmen die Netzspannung und -frequenz aktiv stützen. Dafür müssen sie die Frequenz im Millisekundenbereich runterregeln können, wenn die Spannung im Netz ansteigt. Im Ergebnis ist es gelungen, dass dezentrale Wechselrichter die netzdienlichen Funktionen konventioneller Generatoren gut ersetzen können (Fraunhofer ISE, 2018). Darüber hinaus

wurden die Funktionen des Wechselrichters und eines angeschlossenen Batteriespeichers um die Schwarzstartfähigkeit erweitert, wonach das Kraftwerk unabhängig von der Netzspannung anfahren und einspeisen kann.

Netzdienliche Wechselrichter unterstützen also bei der Spannungs- und Frequenzhaltung und bei der Umstellung auf einen Inselbetrieb und sind damit in der Lage, zentrale Systemdienstleistungen zur Verfügung zu stellen (BINE, 2018, S. 2). Zunehmend wird so die Erbringung von Systemdienstleistungen „vom Kupfer hin zum Halbleiter“ übertragen.

Dezentrale Regelleistung ist technisch kein Problem

Systemisch gedacht muss die Bereitstellung der Systemdienstleistungen auf die Erfordernisse und Fähigkeiten der erneuerbaren Energieerzeuger ausgerichtet werden. Insbesondere bei Präqualifizierung und Ausschreibungen zur Bereitstellung von Regelleistung ist in den vergangenen Jahren schon neues Terrain betreten worden. Die Einbindung insbesondere von Batteriespeichern in die Erbringung von Regelleistung ist gut vorangeschritten, trotz einiger regulatorischer Auseinandersetzungen (Next Kraftwerke, 2019). Doch auch Windkraftanlagen wurden schon für die Erbringung von Regelleistung (Minutenreserve) präqualifiziert. Tests von Statkraft und 50 Hertz haben gezeigt, dass Windparks

negative Regelleistung präziser als konventionelle Erzeuger erbringen können. (Statkraft, 2020).

Regulatorische Weichenstellungen vornehmen

Die Erbringung von Systemdienstleistungen muss auch zukünftig weiter dezentralisiert werden und auf die Erfordernisse des Erneuerbaren Energiesystems ausgerichtet werden. Die Verantwortlichkeit wandert von zentralen fossilen Kraftwerken und Übertragungsnetzbetreibern hin zu dezentralen netzbildenden Wechselrichtern und Verteilnetzbetreibern.

Dafür muss zukünftig regulatorisch vorgegeben werden, dass alle Wechselrichter eine Inselbetriebsfähigkeit haben. Denkbar ist auch, dass Verteilnetzbetreiber Anreize erhalten, um einen vorübergehenden Betrieb ihres Verteilnetzes bei Schwarzfall des Höchstspannungsnetzes zu ermöglichen.

Diese regulatorischen Aspekte müssen flankiert werden durch marktliche Organisationsformen zur Bereitstellung von flexiblen Lasten, Leistungen zum Versorgungswiederaufbau, aber auch zur Bereitstellung von Kurzschlussleistung. Ergänzend sollte des Weiteren die Bereitstellung von Ausgleichsenergie für die Bilanzkreisbewirtschaftung über Ausschreibungen organisiert werden.

5. Handel: Flexible und regionalisierte Verknüpfung von Erzeugung und Verbrauch

5.1 Der Stromhandel wird zum Energie-Marktplatz

Der Stromhandel gewinnt zu Lasten des fossilen Treibstoffhandels signifikant an Bedeutung. Neben der Verdopplung des Netzstromvolumens entstehen neue Handelsgüter insbesondere im Bereich der Bereitstellung von Flexibilitäten. Smart Markets müssen die regionale Einbeziehung von verschiedensten Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen organisieren.

Das Erneuerbare Energiesystem zeichnet sich dadurch aus, dass die Versorgung dekarbonisiert und zugleich in hohem Maße elektrifiziert ist. Systemisch betrachtet bedeutet dies, dass der Handel mit Strom den Handel mit fossilen Brennstoffen weitestgehend ersetzt und überlagert. Im Rahmen der Systemtransformation entstehen so neue Anforderungen an den Energiehandel.

Der heutige Stromhandel verläuft nach eingespielten Mustern

Mit der Liberalisierung der Strommärkte ab 1998 wurden die Grundvoraussetzungen für Wettbewerb und freien Handel bei leitungsgebundenen Energien geschaffen. Insbesondere der Stromhandel zwischen den verschiedenen Marktakteuren hat seitdem kontinuierlich an Bedeutung gewonnen.

Im Konventionellen Stromsystem regelt die von den Händlern erwartete Nach-

frage den heutigen Markt. Diese „zukünftigen Strommengen“ sind das zentrale Handelsprodukt. Angebotsseitig ist das Bieterverhalten der konventionellen Erzeuger ausschlaggebend. Deren Interesse ist es, über die verkauften Strommengen mindestens ihre Brennstoffkosten zu refinanzieren.

Daraus ergibt sich auf dem Markt eine Reihung der Angebote. Sie reichen von der Grundlast mit niedrigen Brennstoffkosten und hohen Fixkosten (also vor allem aus Wasser-, Atom- und Braunkohlekraftwerken) bis hin zu sogenannten Spitzenlastkraftwerken, die sich durch niedrige Fixkosten, aber hohe Brennstoffkosten auszeichnen (insbesondere Gas- und Ölkraftwerke ohne Wärmeauskopplung). Je nach nachgefragter Last ergibt sich so eine teuerste Maschine, die für diese Viertelstunde den Preis für Alle setzt. Die Gemeinkosten werden also dadurch verdient, dass es fast immer einen teureren Kollegen gibt.

Generell wird im Stromhandel unterschieden zwischen dem Spotmarkt, bei dem Vertragsabschluss und -erfüllung zeitlich sehr dicht beieinander liegen (Day Ahead und Intraday), und dem Terminmarkt, bei dem Vertragsabschluss und -erfüllung mindestens eine Woche auseinander liegen. Solche „Futures“ gehen als Jahresband auf der Börse bis in das Jahr vier der Zukunft, bilateral auch länger. Eine weitere zentrale Unterscheidung ist die zwischen Börsenhandel und bilateralem Handel (over the counter). Prinzipiell ist der Strommarkt in Deutschland als Energy-Only-Markt konzipiert, bei dem Energiemengen gehandelt werden, und keine (Reserve-) Kapazitäten.

Die Handelsvolumina in Deutschland lagen im Jahr 2017 bei rund 433 TWh im Spotmarkt (davon 67 Prozent börslich) und 6.312 TWh im Terminhandel (davon 12 Prozent börslich) (BNetzA/BKartA, 2019, S. 227; 237; 246). Wie immer kommt es dabei vor allem im Terminhandel zu Doppelbilanzierungen und verschiedenen zeitlichen Bezugspunkten.

Stromhandelsvolumen verdoppelt sich

Generell ist zu erwarten, dass die Volumina des Stromgroßhandels steigen werden, in etwa analog zur Verdopplung des Netzstroms durch die Sektorenkopplung. Mit der Vor-Ort-Versorgung kann rund ein Drittel des Strombedarfs im Erneuerbaren Energiesystem gedeckt

werden. Daraus folgt, dass auch der Bedarf an Netzstrom zur Bereitstellung von elektrischer Energie steigt.

Auf den Netzstrom zurückgreifen werden Zellen, die über keine ausreichende eigene Erzeugung verfügen können, wie etwa Wohnungen im städtischen Raum, oder auch Proumenten-Gemeinschaften, deren Erzeugung nicht für die Deckung des gesamten Bedarfs ausreicht. So werden zukünftig rund 1.000 TWh/a über die Spotmärkte gehandelt werden müssen. D.h. dass das Volumen der Kilowattstunden, die letztlich zwischen Erzeuger:innen und den Verbraucher:innen gehandelt werden müssen, sich nahezu verdoppeln wird im Vergleich zu heute.

Einsparungen bei fossilen Energieimporten

Die Investitionen in die neue Energieinfrastruktur werden teilweise durch den Wegfall der fossilen Energieimporte kompensiert. Allein in den vergangenen 15 Jahren betragen diese Importkosten rund eine Billion Euro. Anstelle der Verlagerung von Einkommen ins Ausland verbleibt dann ein Großteil der Investitionen in der Region.

Der Anteil der Nettoenergieimporte am inländischen Primärenergieverbrauch liegt aktuell bei rund 70 Prozent des Energieverbrauchs (AGEB, 2019). Im Jahr 2018 importierte Deutschland Mineralöl, Erdgas und Steinkohle im Wert von 67,9

Mrd. Euro (AGEB, 2019, S. 10). In einer Studie für das BMWi wird davon ausgegangen, dass die verringerten Importe für den Endenergieverbrauch durch Energiewende und –effizienzmaßnahmen im Jahr 2015 bereits 16,14 Mrd. Euro betragen (Lehr, 2018, S. 19).

Bisherige Preisbildung verliert ihre

Wirkung

Die Preisbildungsfunktion des Stromhandels wird sich deutlich wandeln. Durch den zunehmenden Einsatz von Erneuerbaren Energien Technologien steigt der Anteil der Strommengen, deren Grenzkosten gleich Null tendieren. Bereits ab einem Anteil von 55 Prozent erneuerbaren Energien ist nach unseren Berechnungen davon auszugehen, dass über 1000 Stunden im Jahr einen Börsenpreis Null haben werden. Ab einem EE-Anteil von 75 Prozent und einer Übernahme der Systemregelung durch die EE sinkt der Börsenpreis auf über 50 Prozent der Zeiten zu null, je nach Systemdesign und Erzeugungsarten auch eher.

Eine Refinanzierung aus dem Arbeitspreis aus dem Stromgroßhandel ist angesichts der notwendigen Teilabregelung der Erneuerbaren zur Systemstabilisierung und der ungewissen Einkommenssituation nur mit hohen Risikoaufschlägen möglich bzw. es besteht die Gefahr von explodierenden Engpasssituationen mit den resultierenden Kosten für den

Letztverbraucher:innen. Daraus folgt, dass die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten (vgl. Kapitel 6.1) eine wichtige zukünftige Vergütungskomponente für Kraftwerksbetreiber darstellen wird. Mit einer graduellen Umstellung auf Kapazitätsmärkte verringert sich die Preisbildungsfunktion des Stromhandels.

Flexibilitäten werden zu neuem

Handelsgut

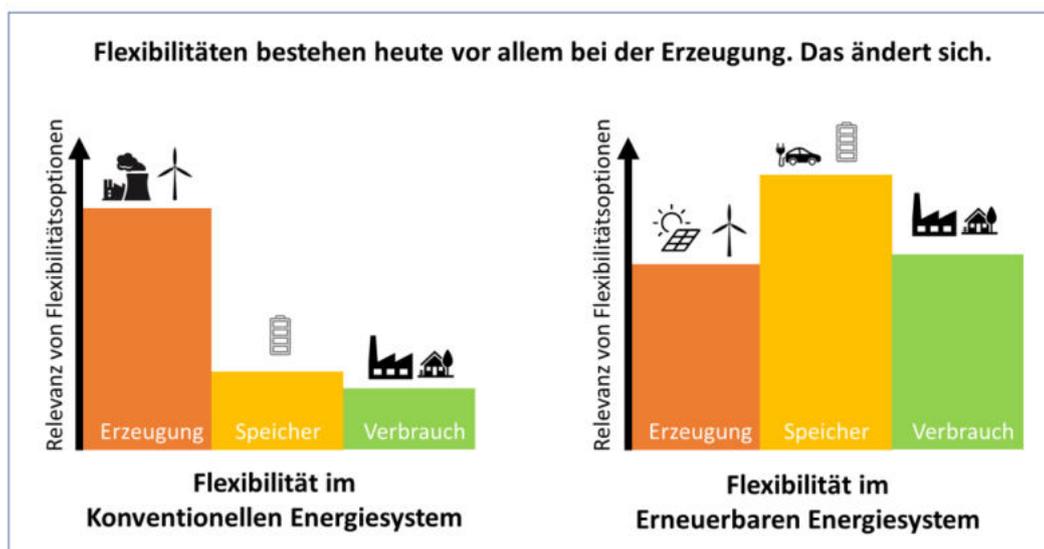
Die Flexibilisierung des Stromsystems ist eine der Grundbedingungen für die Etablierung eines Erneuerbaren Energiesystems. Die Bundesnetzagentur definiert Flexibilität im Stromsektor wie folgt (BNetzA, 2017, S. 7):

Flexibilität ist die Veränderung von Einspeisung oder Entnahme in Reaktion auf ein externes Signal (Preissignal oder Aktivierung) mit dem Ziel, eine Dienstleistung im Energiesystem zu erbringen.

Wichtige Bausteine eines flexiblen erneuerbaren Stromsystems sind regelbare Erzeugungskapazitäten, Energiespeicher und eine flexibilisierte Nachfrage (Demand Side Management). Die Relevanz der Erzeugung als Flexibilitätsoption sinkt im Zuge des Ausbaus von Erneuerbaren Energien. Da Wind- und Sonnenenergie dargebotsorientiert schwanken, kann hier nur durch Abregelungen Flexibilität erzeugt werden. Im Zusammenspiel müssen also

Abbildung 16: Flexibilitäten im Wandel

Eigene Darstellung



flexible Nachfrager und Speicher die fluktuierende Residuallast ausgleichen, also die schwankenden Strommengen, die nicht aus aktueller Erneuerbaren-Erzeugung gedeckt werden können. Um den Zustand des Stromnetzes den verschiedenen Akteuren des Erneuerbaren Energiesystems transparent zu machen, übersetzen Ampeln den Netzstatus in Preissignale.

Es gilt nun, Handelsprodukte, die (regionale) Flexibilitäten abbilden, weiterzuentwickeln. Das Einbeziehen von Flexibilitäten Dritter (ggf. im selben Teilnetz) muss daher informatorisch und physikalisch möglich gemacht werden.

Die Bewirtschaftung von Netzengpässen bedeutet in zunehmendem Maße den lokalen Ausgleich von Engpässen. Mögliche Produkte umfassen erweiterte Vergütungen für zuschaltbare

Lasten, einen Markt für die Bereitstellung von Ausgleichsenergie, aber auch von Systemdienstleistungen (vgl. 4.2).

Regionaler Handel ermöglicht Engpassbewirtschaftung

Neben der stärkeren Berücksichtigung von Flexibilitäten und der Einführung von Smart Markets wird auch die Regionalität im Erneuerbaren Energiesystem eine gesteigerte Rolle spielen.

Anders als im System der idealen „Kupferplatte“ dominieren Netzengpässe im Erneuerbaren Energiesystem das Marktgeschehen. Dadurch entstehen Anreize für einen regionalisierten, auch bilanziellen Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch.

Neben der unmittelbaren Vor-Ort-Versorgung, die in Mietshäusern, Gewerbegebieten oder Quartieren bereits eine gezielte Verknüpfung von Erzeugung und Verbrauch vornehmen, übernimmt zukünftig auch der Handel mehr und mehr eine Rolle bei der Regionalisierung der Strommärkte. Marktplätze, auf denen der regionalisierte Handel von Strommengen und Flexibilitäten in Ergänzung zu den überregionalen und internationalen Handelsströmen stattfindet, werden zunehmend dezentralisiert.

Digitalisierung schafft Liquidität auf kleinen Märkten

Die Digitalisierung über Blockchain oder andere Technologien fungiert dabei als Enabler. Digitale Technologien ermöglichen die Regionalisierung und Flexibilisierung des Stromhandels in „nahezu-Echtzeit“, was technologisch früher schlicht nicht möglich war (SNV, 2017).

Während im Konventionellen Energiesystem etwa der Vortag, der Tag, die Stunde, und die 1/4-Stunde dominieren, wird daraus zukünftig mittels Digitalisierung mehr und mehr ein Minuten-

intervall. Handel kann also schneller, granularer und flexibler werden.

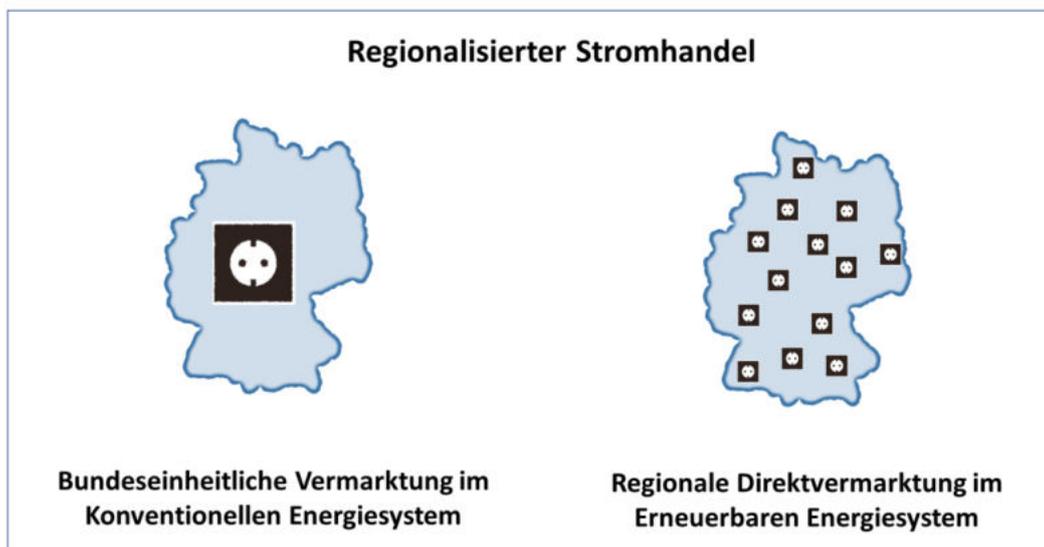
Am Ende steht das Ziel, den tatsächlichen Fluss der Elektronen besser durch das Handelssystem abzubilden. In Deutschland gibt es bereits verschiedene Pilotprojekte zum lokalen Energiehandel, u.a. das Allgäu Microgrid, bei dem ein Konsortium einen lokalen Peer-to-Peer-Handel erprobt (Project Pebbles, 2020). Verschiedene Stadtwerke bieten bereits Lösungen für regionale Energiehandels-Plattformen an.

Die wesentliche Basis für neue, dezentrale Handelsplattformen, die aktivierte Prosumer einbinden, wird die Ausstattung von Zählpunkten mit intelligenten Messsystemen liefern. Dafür werden alle energiewirtschaftlich relevanten Zählpunkte mit intelligenten Messsystemen ausgestattet und so Zählerstandsgangmessungen möglich gemacht. Überall da, wo also etwa PV-Anlagen, Batterien, Lastschaltungen, E-Mobil-Ladestellen oder ähnliches verbaut sind, sollte ein Smart Meter verbaut sein.

Zukünftig sind auch andere Lösungen denkbar, wie die direkte Machine-to-Machine (M2M) Kommunikation über netzgebundene Sensoren.

Abbildung 17: Regionalisierter Stromhandel

Eigene Darstellung



Stromhandel ersetzt fossile Märkte

Verlierer der Energiesystemwende ist damit der fossile Treibstoffhandel für Mineralölprodukte, Erdgas und Co. Im Jahr 2018 importierte Deutschland Mineralöl, Erdgas und Steinkohle im Wert von 67,9 Mrd. Euro (AGEB, 2019, S. 10).

Dieser internationale Handel mit fossilen Energieträgern und auch der Vertrieb in Deutschland wird zunehmend durch den

Stromhandel ersetzt werden. Die Handelsbilanz verbessert sich, da weniger Mittel in die Exportländer fossiler Rohstoffe abfließen. So entfaltet die Energiewende positive Wohlfahrts- und Beschäftigungseffekte. Dennoch ist klar, dass in den fossilen Wertschöpfungsketten Arbeitsplätze wegfallen werden, die sich hin zum Erneuerbaren Energiesystem oder auch dem internationalen Handel mit grünem Wasserstoff verlagern müssen.

5.2 Energiespeicher werden zur zentralen Säule für den Handel von Flexibilitätsoptionen

Speicher spielen eine zunehmend wichtige Rolle bei der Bewirtschaftung von Netzeinsparungen. Batteriespeicher stellen auf den Handelsmärkten und innerhalb der Versorgungszellen kurzfristige Flexibilitätsoptionen für die Systemstabilität bereit. Die langfristige, saisonale Energiespeicherung kann lokal und überregional insbesondere durch grünes, d.h. erneuerbar erzeugtes Gas abgedeckt werden.

Die Rolle von Speichertechnologien für den Umbau der Energieversorgung ist im Prinzip unstrittig. Allerdings ist die derzeitige Debatte stark von abweichenden Vorstellungen zum Zeitpunkt des umfassenden Einsatzes und der Rolle im Energiemarkt geprägt. Auch gibt es unterschiedliche Ansichten zur Zweckmäßigkeit unterschiedlicher Speichertypen und der Frage, wie ein geeigneter regulatorischer Rahmen aussehen kann.

Speicher werden zur vierten Säule des Energiesystems

Die Markteinführung von Energiespeichertechnologien ist der „Missing Link“ der Energiewende, um die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien auszugleichen. Traditionell sind Erzeugung, Übertragung/Verteilung und Verbrauch die drei Säulen der Energiewirtschaft. Mittlerweile etabliert sich jedoch die Energiespeicherung als vierte Säule des Stromsektors.

Zur funktionellen Unterscheidung: die Stromnetze ermöglichen den räumlichen Transport von Strom von den Erzeugungs- zu den Verbrauchspunkten (Raumachse), wohingegen Speichersysteme den zeitlichen Ausgleich der fluktuierenden Erzeugung durch erneuerbare Energien mit der Stromnachfrage ermöglichen (Zeitachse). Vor allem zur Bewirtschaftung von Netzeinsparungen spielen Speichertechnologien damit systemisch gesehen eine immer größere Rolle als Komplement zu anderen Flexibilitätsoptionen.

Kosten für Speichersysteme sinken

In Ländern mit hohen Erneuerbaren-Anteilen wie Australien, Deutschland und einigen Regionen der USA boomen Investitionen in elektrische Energiespeichersysteme für verschiedenste Anwendungen. Darunter fallen die Optimierung des Eigenverbrauchs, zumeist in Verbindung mit Systemdienstleistungen wie Frequenzhaltung etc.

Abbildung 18: Zeitliche Flexibilitäten ergänzen die räumliche Flexibilität

Eigene Darstellung

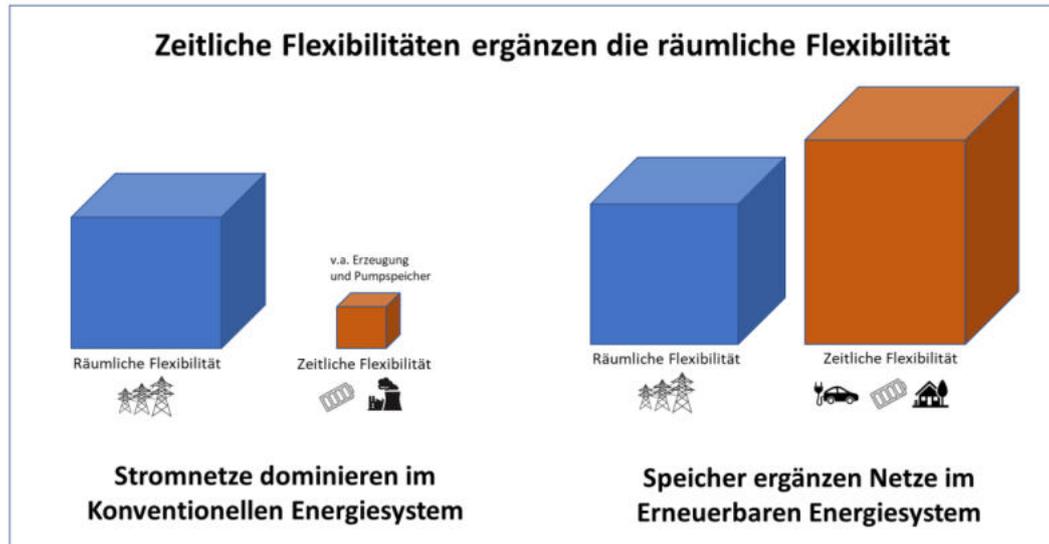


Abbildung 19: Komplementarität von Speichertechnologien

Quelle: Büro F (2016), nach Dirk Sauer



Das weltweit größte Batteriespeichersystem hat eine Kapazität von 100 MW / 129 MWh und befindet sich in Australien (Neoen 2019). In Deutschland wurden in den Jahren 2014-2018 rund 50 stationäre Großbatteriespeicher >1 MWh speicherbarer Energie angeschlossen, die meisten für die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten. Ende 2018

waren in Deutschland Batteriespeicher mit einer Leistung von rund 0,8 GW und einer Kapazität von etwa 1,5 GWh angeschlossen (FZ Jülich, 2019).

Bei Lithiumbatterie-Speicherkosten von weniger als 0,10 Euro/kWh im industriellen Maßstab ist zu erwarten, dass immer größere Energiemengen in

Lithiumbatterien gespeichert werden. Doch auch im Bereich der Prosumer ist die Marktentwicklung rasant: Ende 2018 waren rund 120.000 Solarbatterien installiert (RWTH Aachen, 2019), für 2019 wird ein Anstieg auf mehr als 180.000 kumulierte Heimspeicher mit Kapazitäten <10 kWh nutzbarer Speicherkapazität erwartet (EuPD Research, 2019).

Speichertechnologien ergänzen sich komplementär

Das Segment der kurzfristigen Speicherung von elektrischer Energie wird durch den Preisverfall der Lithium-Ionen-Batterietechnologien auf absehbare Zeit durch Batteriespeicher erfolgen. Dies können einerseits stationäre Solar- oder Großbatterien sein, oder aber mobile Batterien in Elektroautos, die in das Stromsystem eingebunden werden. Für Gebäude- und Prozesswärme werden zunehmend Wärmespeicher eingesetzt werden, z.B. Heißwasser-Wärmespeicher (gedämmte Behälter mit Wasser), Kies/Wasser-Wärmespeicher (gedämmte Behälter mit Kies/Wasser-Gemisch).

Im Bereich der Speicherung großer Energiemengen über lange Zeiträume mit wenigen Lade- und Entladezyklen bleibt Raum für andere, weniger materialintensive Speichertechnologien, z.B. die Speicherung von Wasserstoff in Salzkavernen oder weiterverarbeitet zu Methan in der bestehenden Erdgasinfrastruktur. Zudem ist davon auszugehen, dass auch die Erzeugung

von grünem Gas immer kleinteiliger wird, sodass auch eine Liberalisierung der Gaseinspeisung für Kleinsterzeuger eine Lösung darstellen kann. Die oben stehende Abbildung 19 illustriert die Komplementarität der verschiedenen Energiespeichertechnologien.

Offen ist, welche Speichertechnologien sich zu optimalen Kostenstrukturen in welchen Anwendungsfällen durchsetzen.

Speichermarkt regulatorisch entfesseln

In jedem Fall ist es längst überfällig, die private Investitionsbereitschaft in Batteriespeichersysteme und Speichertechnologien insgesamt besser für das Energiesystem nutzbar zu machen. Die Vielzahl der möglichen systemdienlichen Geschäftsmodelle für den Betrieb von Speichersystemen ist bisher aufgrund von regulatorischen Hürden und Doppelbelastungen noch nicht umsetzbar.

Der wesentliche Grund dafür ist das Festhalten am Prinzip der Engpassvermeidung im Stromnetz, das aus der Denkweise des Konventionellen Energiesystems herrührt. Im Erneuerbaren Energiesystem werden die Speichertechnologien zur Engpassbewirtschaftung eine zentrale Funktion einnehmen müssen.

Diese Potenziale und die Innovationen in diesem Bereich gilt es zu entfesseln und regulatorische Leitplanken so zu setzen, dass marktliche und technologische Lösungen sich entwickeln können.

In diesem Sinne ist auch in diesem Bereich eine Überarbeitung der Abgaben-, Umlagen- und Entgeltsystematik erforderlich, um die Benachteiligung von Energiespeichern gegenüber konventionellen Erzeugungsanlagen bei der Erbringung von Systemdienstleistungen aufzuheben (BNE, 2019).

Speicher prägen zukünftig den Stromhandel

Im Energiesystem der Zukunft werden Energiespeicher also eine zentrale Rolle beim Handel von Flexibilitätsoptionen

auf zunehmend regionaler Ebene spielen. Um die notwendigen Kostensenkungen zu erzielen, sollte die bestehende Investitionsbereitschaft durch regulatorische Klarheit aktiviert werden, statt sie durch Unschärfen und Doppelbelastungen zu bremsen. Des Weiteren sollte die komplementäre Funktion von Energiespeichern zu den Stromnetzen anerkannt werden: bei der Bewirtschaftung von Netzengpässen erweitern die zeitlichen Flexibilitäten der Speichersysteme die räumliche Flexibilität, die durch die Stromnetze zur Verfügung gestellt wird.

Abbildung 20: Geschäftsmodelle für Energiespeicher

Quelle: Büro F (2016)

Direkte vor-Ort Nutzung	
Stromerzeuger	<ul style="list-style-type: none"> • Bilanzkreisbewirtschaftung • Ausgleich PV & Wind-Erzeugung
Stromverbraucher	<ul style="list-style-type: none"> • Peak Shaving • Lastverschiebung • Verminderung Netzentgelte • Spannungsqualität • Blindleistungsbezug • UPS
Prosumer	<ul style="list-style-type: none"> • Optimierung Eigenverbrauch
Netzbetreiber	<ul style="list-style-type: none"> • Optimierte Nutzung bestehender Netzinfrastruktur • Schwarzstart Services • Engpassmanagement • Verminderung Redispatch
Ortsunabhängige Nutzung	
<ul style="list-style-type: none"> • Märkte für Regelleistung • Day-Ahead- und Intradaymarkt • Einbindung in virtuelle Kraftwerke und Bilanzkreise z.B. für Regionalstromtarife / Deckung des Reststrombedarfs von Prosumern („Community-Strom“) 	

6. Erzeugung: Klimaneutrale und verbrauchsnahe Kapazitäten zur Stromerzeugung

6.1 Kapazitätsmärkte für Erneuerbare prägen die Null-Grenzkosten Stromwirtschaft

Durch den Übergang in die Null-Grenzkosten-Stromwirtschaft gewinnen Grundpreise für bereitgestellte (erneuerbare) Kapazitäten sowie CO₂-Abgaben auf den Primärenergieverbrauch an Bedeutung. Es entsteht ein Erneuerbarer Kapazitätsmarkt.

Im Konventionellen Energiesystem sorgte die Vergütung der Kilowattstunde für die Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten. Die Menge des produzierten und des konsumierten Stroms definiert derzeit den Preis. Gibt es Engpässe, steigt der Preis für die Kilowattstunde. Bei Überangebot fallen die Preise hingegen in den Keller – immer häufiger auch zu Negativpreisen. Der Energy-Only-Markt kommt an seine Grenzen. Daher braucht es über kurz oder lang ein neues Vergütungssystem, um Investitionen in Erneuerbare Energien anreizen zu können.

Gleichzeitigkeit der Energieerzeugung führt zu Preisverfall am Energy-Only-Markt

Entscheidend für einen funktionierenden Erzeugungsmarkt wird es daher sein, dass der Preisbildungsmechanismus für die Bereitstellung der Erzeugungskapazitäten funktioniert. Hier bedarf es neben dem wichtigen Preisvorteil für nicht-fossile Erzeugungsarten ein

fundamentales Umdenken zum bisherigen System.

Mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien wird der Effekt des Preisverfalls im derzeitigen Systemdesign immer häufiger eintreten. Der Grund dafür ist die Gleichzeitigkeit der Energieerzeugung. Denn die Sonne scheint tagsüber und um die Mittagszeit am stärksten. Es entsteht ein Überangebot an Strom und der Preis sinkt. Und auch Wind und Windflauten treten häufig regional geballt auf.

Grenzkosten fallen auf Null

Der Preisbildungsmechanismus der Gegenwart hat aber ein weiteres Problem. Denn die Grenzkosten der Erzeugung sinken gegen Null. Salopp ausgedrückt: Während sich die Ölbarone ihre Barrels teuer bezahlen lassen, schickt die Sonne keine Rechnung. Es wird also ein Marktdesign benötigt, dass dem Charakter des Erneuerbaren Energiesystems gerecht wird, bei dem die Kosten nicht beim Betrieb, sondern bei den

Investitionen anfallen. Kurz: ein investives Marktdesign.

Zwar fallen überschaubare Kosten für den Betrieb und die Wartung der Anlagen an, aber betriebswirtschaftlich gesehen macht es kaum einen Unterschied, ob die Anlage läuft oder nicht läuft. Relevant ist hingegen vor allem die Anfangsinvestition in das Solar- und Windkraftwerk. Brennstoffkosten, etwa für die Tonne Kohle, die in einem Kraftwerk verbrannt wird, entfallen in einer Erneuerbaren Energiewelt.

Erneuerbare Kapazitätsmärkte etablieren

Im Erneuerbaren Energiesystem wird daher ein anderer Mechanismus für die Refinanzierung der Anfangsinvestitionen

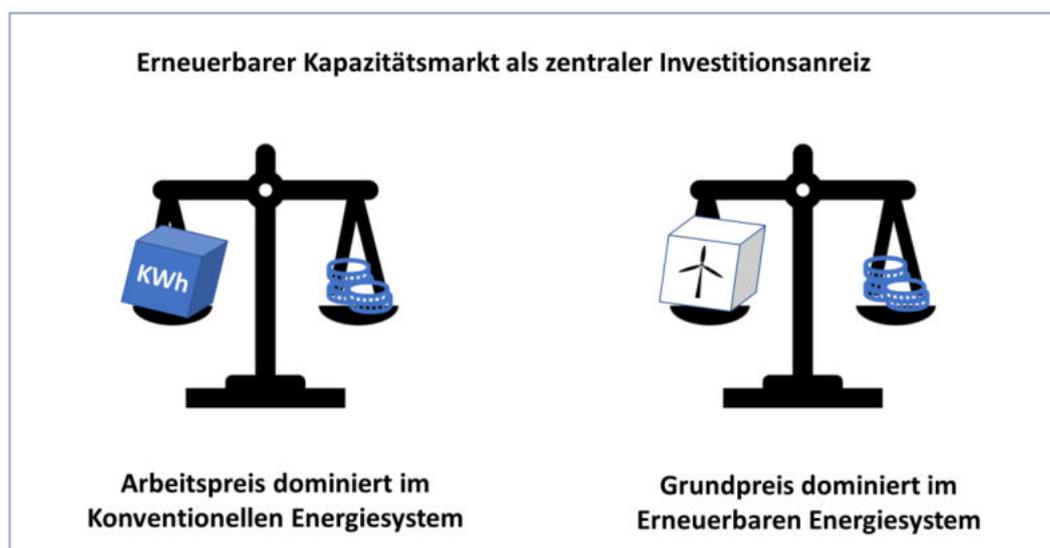
gebraucht. Die Lösung liegt in der Vergütung für die bereitgestellte, erneuerbare Kapazität. Und zwar sowohl für die Erzeugung als auch für die Speicherung in netzdienlichen Speichern.

Eine Option ist, dass für jede Erzeugungskapazität ein monatlicher Grundpreis gezahlt wird. Dies entspricht einer Vergütung der Leistung, also der bereitgestellten Kilowatt.

Betreiber von Erzeugungsanlagen haben auf diese Weise ihre Finanzierungskosten abgesichert. Das Aufstellen von netzgekoppelten Wind- und Solaranlagen kann so wirtschaftlich erfolgen. Investitionen in die Energiewende werden angereizt.

Abbildung 21: Erneuerbarer Kapazitätsmarkt als zentraler Investitionsanreiz

Eigene Darstellung



Weitere Erlösmöglichkeiten schaffen

Damit der Markt für Erneuerbare Erzeugungskapazitäten funktionieren kann, braucht es Anreize, welche die entsprechenden Investitionen attraktiv und Investitionsrisiken überschaubar machen. Ein Grundpreis sollte die Investitions- und Finanzierungskosten decken. Eine Betreibervergütung sollte die Betriebskosten und Gewinnerwartungen abdecken.

Die Betreibervergütung kann z.B. durch die Bereitstellung von Systemdienstleistungen erwirtschaftet werden (vor allem Regelleistung, Blindleistung und Kurzschlussstrom). Oder es können regionale Strombezugsverträge (PPA) abgeschlossen werden.

Grundvergütung muss

Lenkungswirkung entfalten

Damit die Grundvergütung, oder auch Basisvergütung, eine Steuerungsfunktion im Energiesystem übernehmen kann, muss diese an eine Reihe von Faktoren geknüpft werden. Der monatliche Grundpreis hängt entsprechend von der Technologie, dem Standort und dem Grad der lokalen Wertschöpfung ab.

Eine technologiespezifische Unterscheidung der Erzeugungsanlagen ist nötig, da sich auch die energiewirtschaftlich mögliche Leistungsfähigkeit unterscheidet. D.h. die Grundprämie für eine Solar- oder Windkraftanlage kann sich aufgrund

des Auslastungsfaktors unterscheiden. So produzieren Windkraftwerke an windreichen Standorten in Norddeutschland mit rund 2.500 bis 3.000 Volllaststunden pro Jahr mehr als Anlagen, die im Binnenland stehen und weniger als 2.000 Volllaststunden erreichen. Bei der Photovoltaik liegt dieser Wert bei etwa 900-1.000 Volllaststunden pro Jahr. Kapazitäten sind also nicht gleich Kapazitäten, sondern abhängig von der Technologie und dem Standort.

Ebenso sollte die Grundvergütung berücksichtigen, wie nachhaltig die Erzeugungsanlagen die lokale Akzeptanz beeinflussen. Bei einer nachweislich hohen lokalen Wertschöpfung sollte dies entsprechend berücksichtigt werden.

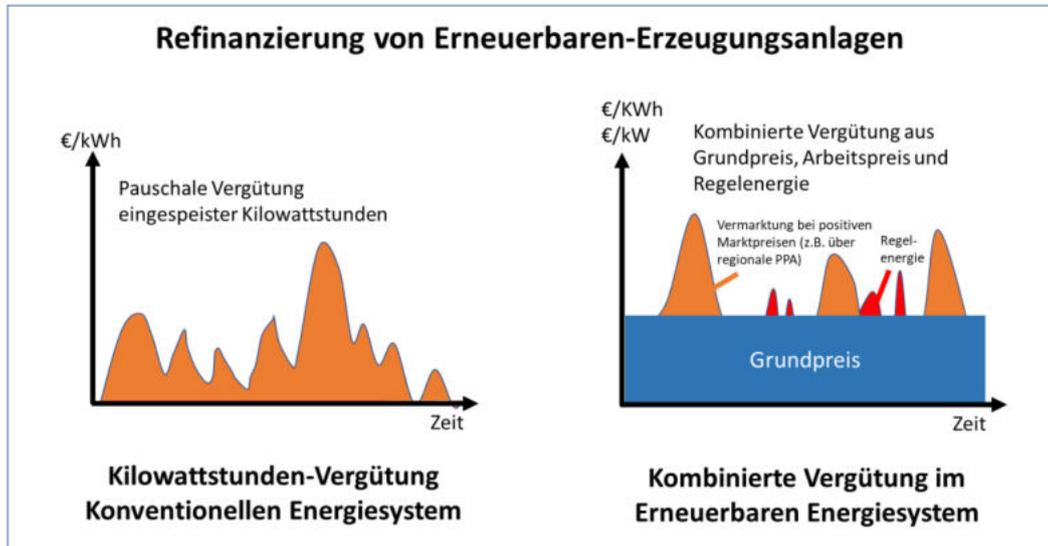
Übergang zu neuer Vergütungsstruktur gestalten

Klar ist, dass die Abkehr vom bisherigen System nicht von heute auf morgen erfolgen kann. Daher ist der Übergang in Abhängigkeit der brennstoffbasierten Energieerzeugung zu gestalten.

Der Verkauf von Arbeitsmengen sollte von den Erzeugern so lange als Zusatzerlös genutzt werden können, wie der Markt auch durch fossile Kraftwerke mitbestimmt wird. Je mehr die fossile Erzeugung abnimmt, desto mehr wird die Bereitstellung von Systemdienstleistungen zum Teil des Geschäfts der Erzeuger:innen (vgl. 4.2 und 5.1).

Abbildung 22: Refinanzierung von Erneuerbaren-Erzeugungsanlagen

Eigene Darstellung



6.2 Staatlich orchestrierter Zubau von Erzeugungskapazitäten optimiert das Gesamtsystem

Der Zubau von Erzeugungskapazitäten erfolgt durch zentralisierte Planungsprozesse. Für das Gesamtsystem berücksichtigen diese regional das Dargebot der Energiequellen, Flexibilitätsoptionen und die Netzsituation – aber auch die gesellschaftliche Akzeptanz. Neu gestaltete Vergütungssysteme setzen Anreize für einen optimierten Ausbau zu bestmöglichen Gemeinkosten, etwa für den Betrieb von Netzen.

Im Erneuerbaren Energiesystem steigt der Strombedarf in Deutschland auf rund 1.600 TWh/a. Auch wenn rund ein Drittel dieser Leistung bereits vor Ort innerhalb von energiewirtschaftlich agierenden, vernetzten Zellen erzeugt und verbraucht wird, ist der Mehrbedarf an Erzeugungskapazitäten, die netzgebunden installiert werden müssen, gewaltig. Rund 1.000 TWh Netzstrom müssen erzeugt und über die Stromnetze an die Verbraucher:innen geliefert werden.

Den Aus- und Aufbau dieser Kapazitäten gilt es entsprechend zu gestalten. Rund 500 Gigawatt an solarer Erzeugung und 300 Gigawatt an Windenergieerzeugung an Land und zur See werden dafür benötigt, was einer Verzehnfachung bzw. Verfünfachung der derzeitigen Installationen entspricht.

Zubau von Erzeugungskapazitäten am Verbrauch ausrichten

Der Ausbau der Erneuerbaren Energien gilt bislang dann als effizient, wenn die Stromgestehungskosten gering sind.

Windkraftanlagen werden also vor allem dort gebaut, wo der Wind stärker weht. Zunehmend spielt jedoch aufgrund von Netzengpässen die Distanz der Erzeugungsanlagen zu den Lastzentren eine Rolle. Die Entfernung schlägt makroökonomisch als Kostenfaktor für den Übertragungsnetzausbau zu buche. Daher bedarf es im Erneuerbaren Energiesystem einen Anreiz für den Zubau von Erzeugungskapazität mit Bezug zum Stromverbrauch.

Regionale Differenzierung einführen

Um ein Optimum zwischen Netzkosten, regionalem Dargebot an Wind, Sonne und gesellschaftlicher Akzeptanz herzustellen, muss der Zubau an Erzeugungskapazität stärker am Strombedarf ausgerichtet werden. Der ungesteuerte Zubau von Erzeugungskapazitäten fern der Lastzentren muss zum Ende kommen. Diese Entwicklung wird beschleunigt durch die Widerstände beim Bau der Übertragungsnetze.

Denkbar ist ein nach Netzknotenpunkten gesteuerter Zubau an Erzeugung, der einem Optimum der verschiedenen zu berücksichtigender Faktoren nahekommt. Dafür müssten die Vergütungssysteme für Erzeugungskapazitäten und Flexibilitäten lokalisiert werden. Windparks in weniger windhöffigen Lagen in Süddeutschland könnten so höhere Vergütungen bekommen und die notwendigen regionalen Flexibilitäten initiiert werden.

Starke staatliche Steuerung erforderlich

Ein gelenkter Anreiz zum Aufbau von Erzeugungskapazitäten setzt voraus, dass es eine legitimierte Planungsinstanz gibt. Dies kann nur die Rolle des Staates sein, der mit starker gesellschaftlicher Beteiligung einen optimalen Ausbau der Erzeugungsanlagen mit Blick auf die Klimaziele sicherstellen muss. Ähnlich der Netzplanung sollte er ermitteln, an welchen Standorten und zu welchen Konditionen Erneuerbare Kapazitäten erforderlich sind, um einerseits den Verbrauch zu decken und andererseits die Optimierung des Netzes sicherzustellen.

In Form der Auslobung einer Grundvergütung reizt der Staat gewissermaßen im Sinne der Gesellschaft den Zubau von Erzeugungskapazität an, und lenkt den Markt, indem er die Zielvorgaben für die Dekarbonisierung bestimmt.

Anstelle des bisherigen Vergütungsmodells, das für kleinere Anlagen gemäß Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eine Einspeisevergütung garantiert oder aber über Ausschreibungen Zuschläge vermittelt, sollte ein neues Modell entwickelt werden, das die jeweiligen Vorteile vereint.

7. Was zu tun ist: 3 Phasen für eine mutige Energiepolitik

Das Erneuerbare Energiesystem entsteht nicht von selbst. Es braucht politische Gestaltung. Grundlegend dafür ist anzuerkennen, dass der Energiemarkt nur entfesselt werden kann, wenn das Korsett des Konventionellen Energiesystems aufgebrochen und überwunden wird. Getragen von einer gesellschaftspolitischen Vision für einen New Deal müssen die Grundlogiken des Energiemarkts von der Zukunft her gedacht und grundlegend überarbeitet werden. Diese Systemtransformation braucht Zeit. Aber sie muss mutig und zügig angegangen werden. Und wir sind überzeugt: Sie steckt voller Chancen.

Schritt 1: Zeit für eine neue energiepolitische Vision (2020)

Die aktuelle Energiepolitik ist von Blockaden und Trippelschritten geprägt. Um die Energie- und Klimawende zu schaffen, braucht es aber einen großen Wurf. Die Zeit bis zur nächsten Bundestagswahl muss genutzt werden, um den New Deal für das Erneuerbare Energiesystem weiterzuentwickeln und dafür zu werben. Denn es bedarf nichts weniger als einer neuen, energiepolitischen Vision, die mutig ist und Lust macht auf Veränderung.

Schritt 2: Konzept für die Systemtransformation im Energiemarkt (2021-2022)

Neben der Umsetzung einiger Sofortmaßnahmen, die den Ausbau der Erneuerbaren Energien wieder beschleunigen, braucht es eine neue energiepolitische Agenda. Geleitet von einer neuen Vision für den Energiemarkt sollte eine neue Bundesregierung einen grundlegenden Reformprozess einleiten. Dazu sollte beispielsweise ein Grün- und Weißbuchverfahren organisiert werden, das ausgehend von den neuen Prämissen das bestehende Energierecht und seine Anreizwirkung grundlegend hinterfragt und Wege für die Umgestaltung des Energiemarktes vorgibt.

Schritt 3: Umsetzung einer Reform der Energiemarktgesetze (2023-2024)

Das Energierecht muss grundlegend überarbeitet und für die Anforderungen des Erneuerbaren Energiesystems fit gemacht werden. Dafür sollten das Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und das Erneuerbare-Energien-Gesetz zu einem Energiemarktgesetz weiterentwickelt werden, das stringent und zukunftsgerichtet formuliert ist und den Markt so für den breiten Einsatz von Erneuerbare Energien in allen Sektoren öffnet.

8. Offene Fragen

Der vorliegende Diskussionsvorschlag umreißt in groben Zügen, wie ein New Deal für das Erneuerbare Energiesystem aussehen kann. Naturgemäß können hier an vielen Stellen nur Leitplanken vorgegeben werden. Für die Umsetzung müssen Detailfragen weitergehend analysiert und geklärt werden. Einige der offenen Fragen haben wir hier aufgeführt.



Offene Fragen

- Wie hoch liegt der Stromverbrauch bei 100 Prozent Erneuerbaren Energien in Deutschland?
- Wie hoch sollte der jährliche Zubau an Erneuerbaren Kapazitäten jeweils sein?
- Wie genau sollte die Vor-Ort-Versorgung ausgestaltet werden? Was ist das Idealbild für die Größe und Anzahl der Zellen? Wie viele Zellen sollte es zukünftig geben? Wie groß sollten Zellen sein und wie kann das rechtsicher gestaltet werden?
- Wie genau wird der Vergütungsmechanismus ausgestaltet und wo liegt zu bestimmten Zeitpunkten der ideale Preisanreiz hinsichtlich der Netzentgelte?
- Wie kann der Speichermarkt so angereizt werden, dass technologieoffen auch gasbasierte Lösungen für einen idealen Mix sorgen?
- Sollte der Betrieb der Übertragungsnetze verstaatlicht werden?
- Wie kann der Übergang der Vergütungsstrukturen optimal organisiert werden?
- Wie kann Marktmacht auf den Smart Markets verhindert werden?
- Was passiert mit Bestandsanlagen in Zeiten des Übergangs?
- Wie wird das Optimum für die Allokation der Erneuerbaren Erzeugungskapazität durch den Staat ermittelt?
- ... und viele mehr.

Wir freuen uns über Feedback und weitergehende Fragen und die Identifikation von Forschungsbedarf, die dazu beitragen können, das Zielbild des Erneuerbaren Energiesystems präzise zu formulieren und den Übergang zu gestalten.

Gerne an info@rl-stiftung.de.

9. Quellen

- AEE. (2010). *Erneuerbare Energien 2020. Potenzialatlas Deutschland*. https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/319.Potenzialatlas_2_Auflage_Online.pdf
- AEE. (2017). *Netzausbau, Redispatch und Abregelung Erneuerbarer Energien*. https://www.unendlich-viel-energie.de/media/file/1511.Renews_Kompakt_Redispatch_okt17.pdf
- AEE. (2018). *Bürgerenergie bleibt Schlüssel für erfolgreiche Energiewende*. <https://www.unendlich-viel-energie.de/buergerenergie-bleibt-schluessel-fuer-erfolgreiche-energiewende>
- AGEB. (2019). *Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2018*. https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_jahresbericht2018_20190326_dt.pdf
- AGEB. (2019). *Importabhängigkeit der deutschen Energieversorgung 2018*. https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_infografik_04_2019_importabhaengigkeit_2018.pdf
- Agora. (2017). *Energiewende und Dezentralität*. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2016/Dezentralitaet/Agora_Dezentralitaet_WEB.pdf
- Agora. (2020). *Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019*. https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf
- AHK. (2019). *Spanien: Eigenverbrauch und Speicherung von erneuerbaren Energien*. https://www.german-energy-solutions.de/GES/Redaktion/DE/Publikationen/Marktanalysen/2019/zma_spanien_2019_eigenverbrauch-ee.pdf?__blob=publicationFile&v=2
- Bayerisches Landesamt für Umwelt. (2018). *Energie-Atlas Bayern, Information zur Berechnung*. https://www.energieatlas.bayern.de/file/pdf/1232/Berechnung_Mischpult_Strom.pdf
- BBEEn. (2019). *Neue Kraft mit der Nachbarschaft - Positionspapier des Bündnis Bürgerenergie zur Eigenversorgung im Sinne des Clean Energy for all Europeans Package*. https://www.buendnis-buergerenergie.de/fileadmin/user_upload/2019-09-19_Positionspapier_Eigenversorgung_BBEEn.pdf
- BDEW. (2019). *Das "3-Säulen-Modell"*. https://www.bdew.de/media/documents/Stn_20190605_Ueberblick-3-Saeulen-Modell.pdf
- BDEW. (2019). *Redispatch in Deutschland*. https://www.bdew.de/media/documents/Awh_20191115_Redispatch-Deutschland.pdf
- BINE. (2018). *Photovoltaik wird netzdienlich*. http://www.bine.info/fileadmin/content/Presse/Projektinfos_2018/PM_13_2018/ProjektInfo_1318_internetx.pdf

- BMWi. (2015). *Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch)*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/weissbuch.pdf?__blob=publicationFile&v=33
- BMWi. (2019). *Energiedaten: Gesamtausgabe*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Energiedaten/energiedaten-gesamt-pdf-grafiken.pdf?__blob=publicationFile&v=40
- BMWi. (2019). *Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/monitoringbericht-versorgungssicherheit-2019.pdf?__blob=publicationFile&v=18
- BMWi. (2019). *Zeitreihen zur Entwicklung der erneuerbaren Energien 1990 bis 2018*. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/zeitreihen-zur-entwicklung-der-erneuerbaren-energien-in-deutschland-1990-2018-excel.xlsx?__blob=publicationFile&v=21
- BMWi. (2020). *Das deutsche Stromnetz*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/netze-und-netzausbau.html>
- BMWi, E-Energy. (2014). *Smart Energy Made in Germany*. https://www.digitale-technologien.de/DT/Redaktion/DE/Downloads/Publikation/abschlussbroscchuere-e-energy.pdf?__blob=publicationFile&v=4
- BNE. (2019). *Batteriespeicher als wichtiges Element der Energiewende*. https://www.bne-online.de/fileadmin/bne/Dokumente/Positionspapiere/2019/20191210_Batteriespeicher_Grundsatzpapier_final.pdf
- BNetzA. (2017). *Flexibilität im Stromversorgungssystem*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/NetzentwicklungundSmartGrid/Flexibilitaet/Flexibilitaet_node.html
- BNetzA. (2019). *Kraftwerksliste*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste.html
- BNetzA. (2020). *Geschlossene Verteilernetze*. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/EntflechtungKonzessionenVerteilernetze/geschlVerteilernetze/verteilternetze-node.html
- BNetzA/BKartA. (2019). *Monitoringbericht 2018*. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Monitoringbericht_Energie2018.pdf?__blob=publicationFile&v=6
- BTU Cottbus. (2017). *Systemdienstleistungen für Netz- und Systemsicherheit*. https://mwae.brandenburg.de/media/bb1.a.3814.de/SDL_Studie_BB_Abschlussbericht.pdf
- Büro F. (2016). *Batteries, Bits and Business*. https://www.burof.de/s/1_Buro_F_Storage_Batteries_Bits_Business_Market_Study.pdf
- C/sells. (2019). *Positionspapier*. www.csells.net/downloads/Csells_Positionspapier.pdf

- DIW. (2019). *Energy Outlooks Compared: Global and Regional Insights*. DIW Discussion Papers: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.700386.de/dp1837.pdf
- DIW. (2019). *Energy Outlooks Compared: Global and Regional Insights* DIW Discussion Papers: https://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.700386.de/dp1837.pdf
- Enervis. (2017). *Klimaschutz durch Sektorenkopplung: Optionen, Szenarien, Kosten*. https://vng.de/sites/default/files/enervis_klimaschutz_durch_sektorenkopplung.pdf
- EU Amtsblatt. (2018). *Richtlinie (EU) 2018/2001 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/DE/TXT/?uri=CELEX:32018L2001">
- EU Amtsblatt. (2019). *Richtlinie 2019/944 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt*. <https://eur-lex.europa.eu/legal-content/de/TXT/?uri=CELEX:32019L0944>
- EuPD Research. (2019). *Deutscher Markt für Heimspeicher wächst um ein Drittel im 1. Halbjahr 2019*. <https://www.eupd-research.com/startseite/detailansicht/deutscher-markt-fuer-heimspeicher-waechst-um-ein-drittel-im-1-halbjahr-2019-bayerischer-hersteller/>
- Fraunhofer ISE. (2018). *Zukunftskraftwerk PV*. <https://www.ise.fraunhofer.de/de/forschungsprojekte/zukunftskraftwerk-pv.html>
- Fraunhofer ISE. (2020). *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik*. Von <https://www.ise.fraunhofer.de/content/dam/ise/de/documents/publications/studies/aktuelle-fakten-zur-photovoltaik-in-deutschland.pdf> abgerufen
- FZ Jülich. (2019). *Energiespeicher*. *BWK*, pp. 33-48.
- Haleakala-Stiftung. (2017). <https://www.haleakala-stiftung.de/vor-ort-strom/>
- HTW. (2016). *Sektorkopplung durch die Energiewende*. <https://pvspeicher.htw-berlin.de/wp-content/uploads/2016/05/HTW-2016-Sektorkopplungsstudie.pdf>
- IFOK et al. (2018). *Erneuerbare Energien-Vorhaben in den Tagebauregionen*. <https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/Berichte/erneuerbare-energien-vorhaben-in-den-tagebauregionen.pdf>
- IÖW. (2018). *Vulnerabilität und Resilienz des digitalen Stromsystems*. https://www.ioew.de/fileadmin/user_upload/BILDER_und_Downloaddateien/Publikationen/2018/Schlussbericht_Strom-Resilienz.pdf
- IPCC. (2018). *Global Warming of 1.5°C. Summary for Policy Makers*. https://report.ipcc.ch/sr15/pdf/sr15_spm_final.pdf
- Lehr, L. B. (2018). *Zur Berechnung der durch den Ausbau erneuerbarer Energien und durch Energieeffizienz verminderten Importe fossiler Brenn- und Kraftstoffe*. <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/berechnung->

verminderter-importe-fossiler-brenn-und-kraftstoffe.pdf?__blob=publicationFile&v=6

- Next Kraftwerke. (2014). *Die Illusion einer Kupferplatte #1*. <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/kupferplatte-stromnetz>
- Next Kraftwerke. (2019). *Regelarbeitsmarkt: Leistung soll sich wieder lohnen*. <https://www.next-kraftwerke.de/energie-blog/regelarbeitsmarkt-einfuehrung>
- Next Kraftwerke. (2020). *Was versteht man unter Systemdienstleistungen?* <https://www.next-kraftwerke.de/wissen/systemdienstleistungen>
- Prognos. (2017). *Eigenversorgung*. https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Energie/forschungsvorhaben-ee-02.pdf?__blob=publicationFile&v=3
- Project Pebbles. (2020). <https://pebbles-projekt.de/projekt/>
- pv magazine. (2020). *Schweiz: Testphase des lokalen Photovoltaik-Stromhandels auf Blockchain-Basis erfolgreich abgeschlossen*. <https://www.pv-magazine.de/2020/02/06/schweiz-testphase-des-lokalen-photovoltaik-stromhandels-auf-blockchain-basis-erfolgreich-abgeschlossen/>
- Rahmstorf, S. (2019). *Wie viel CO2 kann Deutschland noch ausstoßen?* <https://scilogs.spektrum.de/klimalounge/wie-viel-co2-kann-deutschland-noch-ausstossen/>
- RLS. (2019). *Übersichtsstudie zur EnergieSystemWende*. https://www.reiner-lemoine-stiftung.de/pdf/RLS_Uebersichtsstudie_zur_EnergieSystemWende_2.pdf
- RWTH Aachen. (2019). *Markt- und Technologieentwicklung von PV-Heimspeichern in Deutschland*. www.speichermonitoring.de/fileadmin/user_upload/Speicher_monitoring_2019_Marktentwicklung_Heimspeicher_ISEA_RWTH_Aachen.pdf
- Scheer. (2010). *Der energetische Imperativ: 100 Prozent jetzt: Wie der vollständige Wechsel zu erneuerbaren Energien zu realisieren ist*.
- SNV. (2017). *Welche Chancen ein digitales Energiemarktdesign bietet*. https://www.stiftung-nv.de/sites/default/files/chancen_eines_digitalen_marktdesigns.pdf
- Sonnen. (2018). *Haushalte ersetzen Kraftwerke - sonnen nimmt größte, virtuelle Batterie für das Stromnetz der Zukunft in Betrieb*. <https://sonnen.de/haushalte-ersetzen-kraftwerke-groesste-virtuelle-batterie-fuer-das-stromnetz-der-zukunft/>
- SRU. (2017). *Instrumente für eine verbesserte Steuerung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien*. https://stiftung-umweltenergierecht.de/wp-content/uploads/2016/09/stiftung_umweltenergierecht_endbericht_irsee_2017.pdf
- Statkraft. (2020). *Regel Energie*. <https://www.statkraftdirektvermarktung.de/produkte/statkraft-regelenergie-wind/>
- UBA. (2019). *Bilanz 2019: Erstmals mehr Strom aus erneuerbaren Energien als aus Kohle*. <https://www.umweltbundesamt.de/presse/pressemitteilungen/bilanz-2019-erstmals-mehr-strom-aus-erneuerbaren>

- UBA. (2019). *Energiebedingte Emissionen*. <https://www.umweltbundesamt.de/daten/energie/energiebedingte-emissionen#textpart-1>
- ÜNB. (2020). *Szenariorahmen zum Netzentwicklungsplan Strom 2035, Version 2021*. https://www.netzentwicklungsplan.de/sites/default/files/paragraphs-files/Szenariorahmenentwurf_NEP2035_2021.pdf
- VDE. (2015). *Der Zellulare Ansatz*. <https://www.vde.com/de/etg/publikationen/studien/vdeetg-studiederzellulareansatz>
- ZSW. (2019). Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Downloads/bmwi_de/zsv-boschundpartner-vorbereitung-begleitung-eeg.pdf?__blob=publicationFile&v=7

Über die Reiner Lemoine Stiftung

100 Prozent 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. Rund 100 Promotionsstipendien hat die RLS vergeben. Mit dem Reiner Lemoine Institut hat sie ein renommiertes Forschungsinstitut aufgebaut. Die Projekte der RLS leisten einen Beitrag dazu, das Energiesystem für den weiteren Ausbau der Erneuerbaren Energien fit zu machen.

Weitere Informationen: www.reiner-lemoine-stiftung.de

Das Erneuerbare Energiesystem entsteht nicht von selbst. Es braucht politische Gestaltung. Grundlegend dafür ist anzuerkennen, dass der Energiemarkt nur entfesselt werden kann, wenn das Korsett des Konventionellen Energiesystems aufgebrochen und überwunden wird. Getragen von einer gesellschaftspolitischen Vision für einen New Deal müssen die Grundlogiken des Energiemarkts von der Zukunft her gedacht und grundlegend überarbeitet werden. Diese Systemtransformation braucht Zeit. Aber sie muss mutig und zügig angegangen werden. Und wir sind überzeugt: Sie steckt voller Chancen.
