

Energie für Deutschland

Fakten, Perspektiven und Positionen
im globalen Kontext | 2017



SCHWERPUNKTTHEMA:

BLOCKCHAIN – DIGITALER TREIBER FÜR DIE ENERGIEWENDE

Impressum

Energie für Deutschland 2017
Redaktionsschluss: April 2017

Herausgeber:

Weltenergieerat – Deutschland e.V.
Gertraudenstraße 20 | 10178 Berlin
Deutschland
T (+49) 30 2061 6750
F (+49) 30 2028 2462
E info@weltenergieerat.de
www.weltenergieerat.de
 WEC_Deutschland

Verantwortlich im Sinne des Presserechts (V. i. S. d. P.):

Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer

Redaktion:

Redaktionsgruppe „Energie für Deutschland“, Vorsitz: Dr. Hans-Wilhelm Schiffer
Nicole Kaim-Albers

Druck:

DCM Druck Center Meckenheim GmbH
www.druckcenter.de

Titelbild:

© madgooch – Fotolia.com

Bilder S. 124–126, 132, 134: © Weltenergieerat – Deutschland

Bilder S. 127–129: © Weltenergieerat – Deutschland/Ole Spata

Bilder S. 130–131: © World Energy Council

Bild S. 133: © BMWi

Vorwort



Liebe Leserin, lieber Leser,

kein Land stuft den Einfluss der Digitalisierung auf die Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft höher ein als Deutschland: Eine überraschende Erkenntnis unseres jährlichen „World Energy Issues Monitor 2017“. Dies unterstreicht einmal mehr die Pionierrolle, die der deutsche Energiemarkt für neue Technologien weltweit besitzt.

Die Blockchain-Technologie ist eine dieser neuen „digitalen Treiber für die Energiewende“, und damit mehr als nur ein Modewort. Als echter Hoffnungsträger für ein zukünftiges „Internet der Energie“ lassen sich hierbei Angebot und Nachfrage in Echtzeit darstellen. Der Stromhandel beispielsweise wäre damit direkt zwischen Erzeuger und Verbraucher möglich, ohne einen vermittelnden Dritten. Die Vorteile liegen auf der Hand: Transaktionskosten werden drastisch gesenkt, der Handel wird schneller, aber auch sicherer, da die Datenhoheit bei jedem einzelnen Teilnehmer liegt. Doch da nichts so einfach ist, wie es klingt, müssen vor Marktreife noch einige Hürden bewältigt werden, vor allem rechtlicher und regulatorischer Natur.

Die Digitalisierung ist nur eines der zentralen Themen im Issues Monitor 2017. Auch die Bedeutung von Speichern und dezentralen Energiesystemen bestimmt immer stärker die Agenda. Global gesehen bleiben vor allem das verlangsamte Wirtschaftswachstum sowie die volatilen Rohstoffpreise die Sorgenkinder, die die Entscheider in der Energiebranche nachts wach halten. Geopolitisch hat die Unsicherheit um den energie- und klimapolitischen Kurs der USA das Thema „Russland“ abgelöst. Mit dem „America First Energy Plan“ wird die Ausrichtung der neuen US-Regierung deutlich. Sie zielt ab auf eine stärkere Energieunabhängigkeit, die Schaffung neuer Arbeitsplätze und das Ankurbeln des Wirtschaftswachstums. Auch internationale Abkommen werden dabei in Frage gestellt. Erste Vorhaben wurden bereits umgesetzt, doch dem Gestaltungsraum der US-Regierung sind

Grenzen gesetzt, wie unser Kapitel 2.6 „Energiepolitik in den USA“ beleuchtet – durch die Kompetenz der Bundesstaaten und durch die Dynamik der Märkte.

Einen Beleg dafür, dass sich weltweit Marktdesigns und Anforderungen an das System verändern, liefert auch die „Blueprint“-Umfrage innerhalb unseres weltweiten Netzwerks. Hier zählen neben der Digitalisierung der Ausbau der Stromnetze, Speichertechnologien und die Sektorkopplung zu den Themen höchster Relevanz. Energiewenden gibt es auch in anderen Ländern, jedoch aus unterschiedlichen Gründen. Während 45 Prozent der Europäer Klimaschutz als wichtigste Motivation angaben, waren dies außerhalb Europas nur 5 Prozent. Dort sind die Treiber vor allem der Hunger nach sicherer Energie (27 Prozent) und Wirtschaftswachstum (36 Prozent).

Die deutsche Energiewende dient zwar vielerorts als Inspiration, wird aber aus unterschiedlichen Gründen nicht als Blaupause für die Welt gesehen. Vier von fünf Befragten gaben an, dass zumindest Teile davon in ihrem Land adaptiert werden könnten. Mit rund 20 Prozent am häufigsten genannt wurde die Reduktion der Treibhausgasemissionen. Zur Erinnerung: Hinsichtlich des Klimaschutzes schnitt in unseren „World Energy Scenarios“ dasjenige Zukunftsszenario am erfolgreichsten ab, das auf einer breiten internationalen Kooperation fußt. Allerdings reicht es in keinem unserer Szenarien zur Einhaltung des 2-Grad-Ziels aus. Dazu wäre eine Verringerung der CO₂-Intensität von jährlich 6 Prozent erforderlich – und eine internationale Kooperation über lange Zeiträume in bisher nicht dagewesenem Ausmaß. Ein starkes Argument, die Arbeit in unserem globalen Energienetzwerk weiterhin zu unterstützen und zu verstärken.

Im „Jahr der Entscheidungen“ 2017 werden die Weichen für die Zukunft gestellt: Kann auf dem G20-Gipfel im Juli in Hamburg eine nachhaltige globale Transformation der Energiesysteme angestoßen werden? Welche energiepolitischen Pläne wird die neue Bundesregierung nach der Wahl im September verfolgen? Und wie wird die UN-Klimakonferenz COP 23 im November in Bonn das Pariser Weltklimaabkommen weiter vorantreiben? Ich freue mich gemeinsam mit Ihnen auf ein ereignisreiches Jahr mit weiteren innovativen Entwicklungen und Lösungsansätzen für unsere Branche.

A handwritten signature in blue ink that reads "U. Franke".

Dr. Uwe Franke
Präsident, Weltenergieerat – Deutschland e.V.

Inhaltsverzeichnis

1. Blockchain – digitaler Treiber für die Energiewende	7
Executive Summary	8
1.1 Einführung	9
1.2 Funktionsweise und Evolution	13
1.3 Systematisierung Blockchain	16
1.4 Nutzen der Blockchain-Technologie in der Energiewirtschaft	19
1.5 Pilotprojekte in der Energiewirtschaft, Anwendungen, Impulse	23
1.6 Chancen und Herausforderungen, technologische, rechtliche und regulatorische Grenzen	27
1.7 Empfehlungen und Ausblick	28
2. Energie in der Welt	31
2.1 Zahlen & Fakten	32
2.2 Perspektiven der weltweiten Energieversorgung bis zum Jahr 2060	41
2.3 Klimaverhandlungen COP 22 in Marrakesch	51
2.4 Klimapolitische Instrumente unter besonderer Berücksichtigung von Emissionshandelsystemen	53
2.5 Die globale Entwicklung erneuerbarer Energien	56
2.6 Energiepolitik in den USA	59
2.7 Liquefied Natural Gas – Entwicklungen und Perspektiven	64
3. Energie in der Europäischen Union	69
3.1 Zahlen & Fakten	70
3.2 Das „Winterpaket“ der EU	80
3.3 Die Reform des EU-Emissionshandels	83
3.4 Aufteilung der grenzüberschreitenden Strompreiszone	85
3.5 Ausschreibungen für Offshore-Windenergie in Europa	86

4. Energie in Deutschland	89
4.1 Zahlen & Fakten	90
4.2 Klimaschutzplan 2050	106
4.3 Sektorkopplung in Deutschland	108
4.4 Energiespeicher im geologischen Untergrund für die Energiewende	113
4.5 Netzausbau in Deutschland – Status & Ausblick	117
5. WEC Intern	121
World Energy Council und Weltenergieerat – Deutschland	122
5.1 Höhepunkte 2016/2017	123
5.2 Publikationen 2016/2017	136
5.3 Gremien des Weltenergieerat – Deutschland	139
6. Abkürzungsverzeichnis	141
7. Energieeinheiten	142

Schwerpunktthema: Blockchain – digitaler Treiber für die Energiewende*

„Wie beim Internet ist Blockchain eine offene, globale Infrastruktur, auf der weitere Technologien und Anwendungen aufgebaut werden können. Und wie das Internet erlaubt sie es den Menschen, Intermediäre zu umgehen, wodurch Transaktionskosten reduziert oder sogar eliminiert werden.“

Quelle: Mihaela Ulieru, Founder and President, IMPACT Institute for the Digital Economy @ World Economic Forum, 2016.



* Der Weltenergieat – Deutschland dankt den Autoren dieses
Schwerpunktkapitels, Robert Schwarz und Dr. Eckart Lindwedel,
ausdrücklich für die vorliegende Analyse und Bewertung.

Robert Schwarz, Dr. Eckart Lindwedel, Pöyry Management Consulting
E-Mail: robert.schwarz@poyry.com, eckart.lindwedel@poyry.com

Executive Summary

Blockchain (englisch für Blockkette) scheint genau die Technologie zu sein, um dezentrale Energieversorgungsstrukturen sicher umzusetzen und damit der Energiewende neuen Schub zu verleihen. Die Blockchain-Technologie genießt daher bei Entscheidern in der Energiewirtschaft aktuell sehr hohe Aufmerksamkeit.

Blockchain ist eine dezentrale Datenbank, deren Einträge unwiderruflich gespeichert und theoretisch nicht manipuliert werden können. Eine Transaktion kommt sofort zustande, nachdem die beteiligten dezentralen Knoten oder Parteien ihre Bedingungen, unter denen sie einer Transaktion/Entscheidung zustimmen würden, in der Blockchain dokumentiert und deren Erfüllung verifiziert haben. Der Einsatz von Blockchain ermöglicht Marktteilnehmern eine Reihe von Vorteilen:

1. Vereinfachtes Einbinden von zahlreichen, kleinen, dezentralen, erneuerbaren Erzeugungsanlagen in das Strom-Verteilssystem
2. Reduzieren und Einsparen von Prozessschritten, Transaktionen und damit Verringern von Transaktionskosten für die Abwicklung einer Energielieferung
3. Höhere, vertrauensbildende Transparenz und gleichzeitig höhere Datensicherheit – Stichwort Herkunftsnachweis
4. Verbessertes Umsetzen von Flexibilitätsprodukten zur Glättung der fluktuierenden Einspeise- und Verbraucherprofile
5. Vereinfachen der Regulierung (direkte Beteiligung eines Regulierers an theoretisch jeder Transaktion und damit Echtzeitdokumentation)
6. Geringeren Aufwand für die nachträgliche Lastverteilung (Redispatching), die aufgrund von Fehlprognosen erforderlich wird

Die Blockchain ebnet damit dem „Internet der Dinge“ den Weg und öffnet dem „Internet der Energie“ Tür und Tor, weil auch ein direkter Tür-zu-Tür-Verkauf von Elektrizität aus privaten Erzeugungsanlagen an Nachbarn in räumlicher Nähe, ohne „Zwischeninstanzen“, z. B. mit Blockchain-Technologie möglich ist.

Blockchain ist damit die digitale Lösung, die hilft, eine Echtzeit-Energiewirtschaft aufzubauen, die das Angebot- und Nachfragegeschehen regelt und auch auf kleinsten Nachbarschaftsmärkten physikalische Stromflüsse in Echtzeit mit geringen Transferkosten umsetzt.

Für die Energiewirtschaft sind mit Blockchain nicht nur neue Geschäftsmodelle oder Abläufe möglich, sondern Optimierungspotenzial wird für schlanke Transaktionsprozesse, insbesondere bei kleinteiligen spezifischen Transaktionswerten, erschließbar.

Prominente energiewirtschaftliche Pilotanwendungen sind TransActive Grid aus den USA, Powerledger aus Australien sowie das Enerchain-Stromgeschäft aus Deutschland. Ein bereits kommerziell eingeführtes Produkt ist das Transaktions- und Authentifizierungsverfahren „Blockcharge“ an Ladestationen für Elektro-Fahrzeuge.

Herausforderungen beziehen sich auf den Energieverbrauch verbunden mit dem Einsatz der Technologie, eine geringe Skalierbarkeit, technische Implementierungsprobleme sowie Unklarheiten über adäquate Organisationsformen der Blockchain.

Darüber hinaus sind vor allem die rechtlichen und regulatorischen Fragestellungen hervorzuheben. Dazu zählen beispielsweise die rechtliche Einordnung der sogenannten „Smart Contracts“, ein lückenhafter Rechtsrahmen hinsichtlich des Betriebes von Blockchain-Technologien, die Haftung und Rückabwicklungsmöglichkeiten der Vertragsparteien und vor allem die Fragen des Datenschutzes.

Wir erwarten, dass Blockchain in den kommenden zwei bis drei Jahren in der Energiewirtschaft vor allem in hybriden Formen Fuß gefasst hat und entsprechende Anwendungen marktreif sein werden. Damit steht erstmals eine digitale Technologie zur Verfügung, die neue, schnelle, sichere und wirtschaftliche Prozesse und Abläufe, insbesondere für die dezentrale Echtzeit-Energiewirtschaft ermöglicht und sich so als Industriestandard in transaktionsintensiven Bereichen etabliert.

1.1 Einführung

2017 dürfte als das Jahr der Blockchain in künftige energiewirtschaftliche Publikationen eingehen – analog dem Jahr 1999, das als Jahr der Liberalisierung der europäischen Energieversorgung in Erinnerung geblieben ist. Die bisher bekannt gewordenen und teilweise auch erprobten Blockchain-Technologien eröffnen bereits heute Chancen für die Energiewirtschaft. Sie ermöglichen neue Formen der Abwicklung von Transaktionen, indem sie zentrale Abrechnungsstellen oder Broker verdrängen, oder deren Aufgaben mindestens optimieren können.

Blockchain kann besonders sinnvoll dort zum Einsatz kommen, wo Informationen zuverlässig sowie kostengünstig verwaltet, verifiziert und verbreitet und eine Vielzahl an Transaktionen durchgeführt werden müssen. Was technisch grundsätzlich möglich ist und auch in der Energiewirtschaft sinnvoll erscheint, bedarf zur praktischen Umsetzung neben der Lösung technischer und rechtlicher Fragestellungen auch der Modifikation des regulatorischen Rahmens.

Aktuell werden weltweit Blockchain-Pilotprojekte mit energiewirtschaftlichem Fokus umgesetzt, die vor allem die technologische Entwicklung vorantreiben. Sobald diese Entwicklung und deren Pilotprojekte im Ergebnis nachhaltig wirtschaftlich und skalierbar werden, wird eine sinnvolle Einordnung in die Rechtsnormen bzw. Anpassung der Gesetze und des regulatorischen Rahmens notwendig. Dafür werden Analysen anhand von spezifischen Pilotprojekten erforderlich, bevor man neue Geschäftsmodelle etablieren kann.

Blockchain verschafft der Energiewende einen neuen Schub

Das Zusammentreffen zweier Entwicklungen könnte sich positiv auf die Energiewirtschaft auswirken, d.h. gegenwärtige Probleme lösen oder neue Möglichkeiten ausloten:

- Die Energiewende ist gekennzeichnet durch die Dezentralisierung der bisher zentral organisierten großen Erzeugungs- und Speichermöglichkeiten vorrangig auf Basis von Kernenergie und fossilen Energieträgern. Diese Anlagen werden sukzessive ersetzt durch dezentral verteilte, vergleichsweise kleine witterungsabhängige Erzeugungsanlagen auf der Basis regenerativer Energiequellen im Zusammenspiel mit kleinen Speichersystemen (stationäre oder mobile elektrische Batterien). Die Energieversorger und Netzbetreiber sehen sich veranlasst, hier mit neuen auf diese Strukturen zugeschnittenen Geschäftsmodellen und gleichzeitig kurzlebigen Produktangeboten zu reagieren und kostengünstige Transaktionen zu ermöglichen.
- Die Blockchain-Technologie, die zunächst für Finanztransaktionen (Stichwort „Bitcoin“) genutzt und be-

kannt gemacht wurde, ist generell geeignet, dezentrale Strukturen in einem Echtzeitumfeld umzusetzen und in diesem Umfeld Daten bzw. datenbegleitete Warenströme zu verfolgen. Das gilt auch für den Verkauf von oder den Handel mit elektrischer Energie – vor allem im Bereich der erneuerbaren Energien.

Die Entwicklung in der Energiewirtschaft schafft sinnvolle Anwendungsbeispiele für die Nutzung, ja die Notwendigkeit der Ausschöpfung neuer Möglichkeiten durch Blockchain.

Das liegt daran, dass Daten- und Informationstransaktionen für das kleinteilige, dezentrale Energiegeschäft, den Handel und die Bilanzierung über die heutigen zentralen Handels- und Energiedatenplattformen im Verhältnis zum Transaktionswert zu aufwendig kostenintensiv sind.

Dezentrale Daten-Transaktionsformen, die ohne einen zentralen Händler, einen Aggregator oder den Vertrieb auskommen, z.B. mit der Blockchain, lassen Nachbarschaftsgeschäfte wirtschaftlich attraktiv werden. Auch der zentrale Systembetrieb kann von einer dezentralen Datenverarbeitungsstruktur profitieren.

Denkbar wäre, dass ein Niederspannungsnetz hinter einem Ortsnetztransformator (z. B. ein Bilanzkreis mit 100 Hausanschlüssen in einem Straßenzug, PV-Anlagen und Batteriespeichern) über eine dezentrale Datenverarbeitungsstruktur die Einspeisung und Abnahme zellular ausbalanciert. Wenn das nicht gelingt, oder technische Grenzwerte verletzt werden, wird an eine nächst höhere Ebene übergeben.

Ein solcher dezentraler „Bottom-up-Datentransaktionsansatz“ würde demnach die dezentrale Stromversorgungsstruktur mit dem kleinteiligen Stromgeschäft und dem entsprechenden physikalischen Betrieb zellulärer dezentraler Systeme vereinfachen, da die Transaktionsprozesse für die Marktkommunikation zur Abrechnung, Bilanzierung und zum Systembetrieb ohne zentrales Datenverarbeitungssystem auskommen könnten. Genau das bietet die Blockchain und kann zu einer radikalen Transformation der gesamten Branche führen. Blockchain verspricht also genau die Transaktionsprozesse

wirtschaftlich umzusetzen, die eine dezentrale Energiesystemstruktur unterstützen.

Blockchain scheint genau die Technologie zu sein, um dezentrale Strukturen effizient umzusetzen und damit der Energiewende einen Schub zu geben. Ein derartiger Schub ist angesichts einer gedämpften Investitionstätigkeit in kleine dezentrale erneuerbare Energien auch nötig, um die gesteckten Effizienz-, Klima- und E-Mobilitätsziele zu erreichen. Die Blockchain-Technologie „fällt daher auf fruchtbaren Boden“.

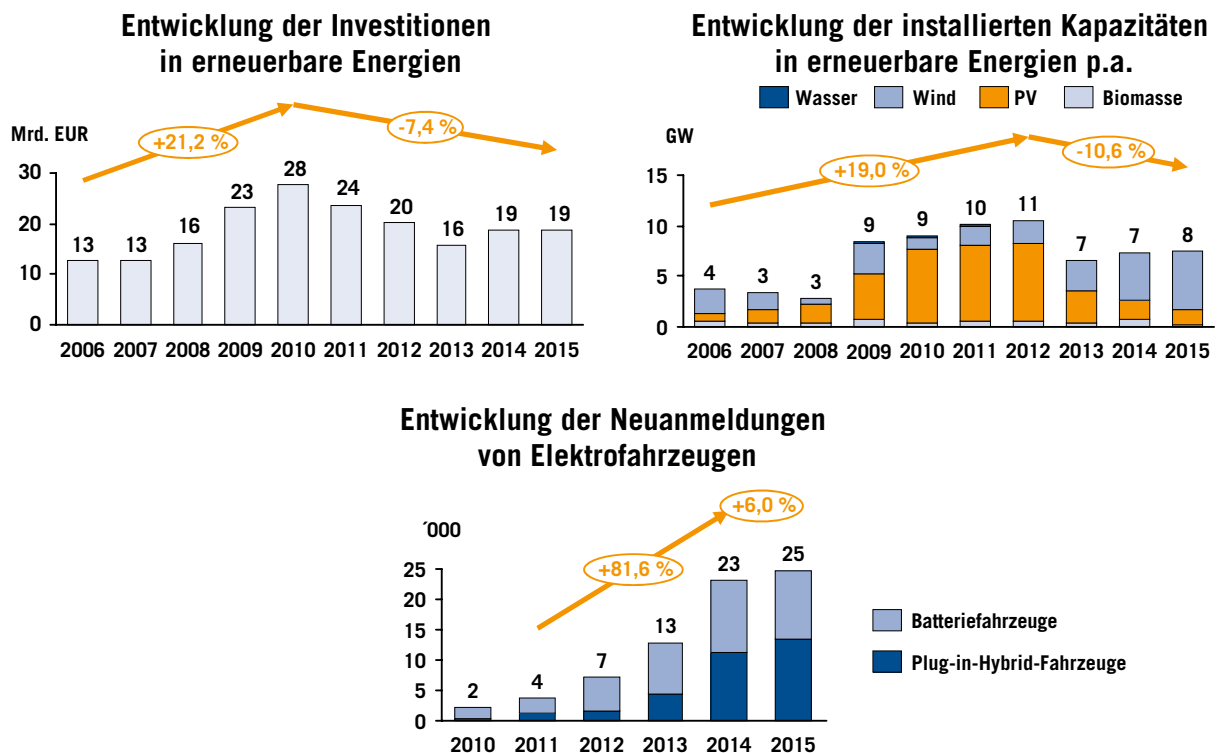
➔ Blockchain scheint genau die Technologie zu sein, um dezentrale Strukturen effizient umzusetzen und damit der Energiewende einen Schub zu geben.

Der erforderliche Schub kann mit der Blockchain ausgelöst werden, da Endverbraucher, sowohl Industrie- als auch Gewerbe- und Privatkunden, konkrete technologi-

sche und wirtschaftliche Vorteile wahrnehmen werden. Die Politik könnte für die heute praktizierten Investitionsanreize, Fördergelder oder Zuschüsse durch erhöhte Transparenz auch höhere Akzeptanz in der breiten Bevölkerung erzielen durch:

- Vereinfachen der Einbindung von zahlreichen, kleinen, dezentralen, erneuerbaren Erzeugungsanlagen in das Strom-Verteilssystem
- Reduzieren und Einsparen von Prozessschritten, Transaktionen und damit Verringern von Transaktionskosten für die Abwicklung einer Energielieferung
- Höhere, vertrauensbildende Transparenz und gleichzeitig höhere Datensicherheit – Stichwort Herkunftsnachweis
- Verbesserte Umsetzung von Flexibilitätsprodukten zur Glättung der fluktuierenden Einspeise- und Verbraucherprofile

Abbildung 1.1: Investitionen in und Kapazitäten von erneuerbaren Energien sowie Neuanmeldungen Elektrofahrzeuge bis 2015



Quellen: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Kraftfahrt-Bundesamt, 2016



- Vereinfachungen der Regulierung (direkte Beteiligung eines Regulierers an theoretisch jeder Transaktion und damit Echtzeitdokumentation)
- Geringeren Aufwand für die nachträgliche Lastverteilung (Redispatching), die aufgrund von Fehlprognosen erforderlich wird

Bestes bekanntes Beispiel für die rasante Entwicklung der Blockchain, ist die seit einigen Jahren bereits eingesetzte digitale Währung Bitcoin (englische Kurzform für: digitale Münze). Die Beschreibung dessen, was Bitcoin leistet, vermittelt eine Idee von den Möglichkeiten, welche die Blockchain für Unternehmen und Prosumer bietet: Erstmals wurden finanzielle Transaktionen direkt möglich – ohne Banken und Vermittlungsinstanzen.

Blockchain – „Enabler“ der Dezentralisierung

Die Einführung des PCs Anfang der 1980er Jahre und der darauf folgende Aufstieg des Internets seit Anfang der 1990er ermöglichten die zunehmende Vernetzung der Rechner weltweit, zunächst von privaten Haushalten, Unternehmen und weiteren Institutionen. Darauf folgend kam es zur Vernetzung mit mobilen Endgeräten. Mit dem „Internet der Dinge“ (IoT) vernetzen sich in einem nächsten Schritt immer mehr autonome Geräte miteinander. Das Internet hat neue Freiheitsgrade für disruptive Geschäftsmodelle geschaffen und zu einer Informationsrevolution geführt. Blockchain mit ähnlich fundamentalem disruptiven Potenzial zeigt in der Entwicklung viele Parallelen zum Internet und verspricht eine radikale Veränderung.¹

Auch die digitalen Informations- und Kommunikationstechnologien selbst, die für den Einsatz der Blockchain-Technologie (IKT) benötigt werden, entwickeln sich schnell und exponentiell weiter², so dass zu erwarten ist, dass dieses Versprechen in den nächsten Jahren auch eingelöst wird:

- Immer mehr Menschen besitzen einen mobilen Internetzugang mit einer hohen Bandbreite, häufig zu einer Flatrate ohne Datenlimitierung.
- Steigende Leistung bei gleichzeitig sinkenden Preisen für Mikroelektronik und Sensorik ermöglichen komplexe Anwendungen auch auf Kleinstgeräten.

¹ Ewald Hesse, CEO GridSingularity Interview 3/2017

² Martin Roßmann, Viessmann Group, House of Energy-Congress, Frankfurt, März 2017

- Die Kosten für Datenspeicherung und Rechenleistung sinken. Daten sind immer und überall verfügbar.
- Die Verarbeitung von großen Datenmengen in Echtzeit ermöglicht detailliertere Analysen und Prognosen sowie exaktere Steuerung und Regelung von Systemen.
- Die Entwicklungen zur „Künstlichen Intelligenz“ schreiten schnell voran.

Die Digitalisierung ist die Überführung von analogen Informationen in digitale Daten und wird speziell in der Energiewirtschaft als Synonym für die Nutzung der Informations- und Kommunikationstechnologie, sowohl zur Prozessverbesserung als auch zum Effizienzgewinn angesehen. Sie kann zur Entwicklung und Umsetzung neuer Produkte und Geschäftsmodelle genutzt werden.

Blockchain kann in diesem Kontext in der Energiewirtschaft auf besondere und grundlegende Art und Weise eingesetzt werden, denn sie unterstützt bzw. ermöglicht zwei wichtige Aufgaben von Energieunternehmen:

1. Die sichere elektronische Abbildung und Optimierung der Prozesse in der Energiewirtschaft.
2. Die sichere Einrichtung neuer Prozesse und Geschäftsabläufe mit Nutzung autarker Plattformen, zu denen bisher – also ohne den Einsatz von Blockchain – weder Kunden noch Unternehmen das erforderliche Vertrauen aufbauen konnten.

Mit diesen neuen Möglichkeiten lassen sich die vielen – zum Teil kurzlebigen und kleinteiligen – Produkte und Dienstleistungen, die Energieversorger oder Servicegesellschaften entwickeln (z. B. kundenspezifische Smart-home-Anwendungen, Flatstrom-Produkte, oder Energiedienstleistungen in Verbindung mit IoT-Applikationen für Haushalte), zunächst einmal wirksamer und schneller gestalten und mit geringeren Transaktionskosten als bisher realisieren.

 **Viele Experten erwarten, dass die Blockchain-Technologie dem „Internet der Dinge“ den Weg ebnet und dem „Internet der Energie“ Tür und Tor öffnet.**

Dabei können sich autonome Systeme und Plattformen auf Basis von Blockchain mit der gleichen oder einer höheren Zuverlässigkeit ausprägen, insbesondere da

Zwischeninstanzen (Vermittler, Händler oder Abrechnungseinheiten) obsolet werden.

„In der gleichen Weise, wie Cloud Computing oder Smartphones den Umgang mit Informationen revolutioniert haben, werden kleinere Mikro-Kraftwerke und Speicher im gesamten Netz das System effizienter und belastbarer machen.“

The New York Times, 27. Februar 2017

Auch ohne die Entwicklung der Blockchain wird es angesichts der fluktuierenden, wetterabhängigen Einspeisungen aus erneuerbaren Energien erforderlich, die Netz-Infrastrukturen und ihre Nutzung effizienter und effektiver zu gestalten. Diese Netz-Infrastrukturen wurden bisher für den Spitzenbedarf bzw. für die zu übertragende Spitzenleistung ausgelegt. Das erfolgte in der Regel ohne Berücksichtigung möglicher Flexibilität – d. h. Anpassbarkeit der Leistung auf der Einspeise- und Abnahmeseite. Moderne intelligente Netze berücksichtigen diese neuen Strukturen mit ihren Einspeise- und Abnahmeprofilen. Eine Intelligenz berechnet aus den Einspeise- und Abnahmeprofilen und allen begrenzenden Randbedingungen, z. B. die Kapazität einer Leitungsverbindung, den voraussichtlichen physikalischen Lastfluss und steuert die Betriebsmittel entsprechend.

Heute wird dies in Steuerungszentralen noch mit einem Tag Vorlauf organisiert, oft mit Prognosefehlern, so dass eine Nachjustierung erforderlich wird. Mit der Blockchain-Technologie wäre die Systemsteuerung in Echtzeit vorstellbar und ohne zentrale Rechen- und Steuereinheit, sondern auf verteilten IT-Systemen organisiert. Alles läuft also darauf hinaus, dass ein dezentrales intelligentes Energiesystem geschaffen wird. Blockchain wird die digitale Lösung sein, die dabei hilft, diese Echtzeit-Energiewirtschaft aufzubauen, die Angebot und Nachfrage auch auf kleinsten Nachbarschaftsmärkten in physikalische Stromflüsse in Echtzeit und mit geringen Transaktionskosten umsetzt.

Die dezentralisierte Energiewelt wartet geradezu auf Blockchain

Viele Experten erwarten, dass die Blockchain-Technologie dem „Internet der Dinge“ den Weg ebnet und dem „Internet der Energie“ Tür und Tor öffnet. Auf der anderen Seite gibt es eine Vielzahl technologischer, ökonomischer und regulatorischer Herausforderungen und Differenzen in der Energie- und IKT-Branche hinsichtlich eines Blockchain-Einsatzes in der Energiewirtschaft. Beispielsweise ist noch zu klären, welcher Preismechanis-

mus sich in einer Echtzeit-Energiewirtschaft für die Regelleistungsmärkte eignet bzw. wie das Bilanzkreismanagement anzupassen wäre.

Auch stellt der kleinteilige, nachbarliche Flexibilitätshandel noch eine regulatorische Herausforderung dar. Wie werden Preisanreize geschaffen, wie erfolgen Besteuerung und Bemessung der Höhe von Netznutzungsentgelten? Auf welche Weise werden öffentliche Abgaben und Steuern erhoben? Trotz zahlreicher ungeklärter Fragen lassen Blockchain-basierte Lösungen sogar Vereinfachungen in der Regulierung, z. B. durch die Automatisierung und eine direkte Beteiligung eines Regulierers an theoretisch jeder Transaktion und damit einer Echtzeitdokumentation, erwarten. Die Politik ist bisher noch beobachtend, unentschlossen wie ein Engagement aussehen könnte und welche Ziele damit zu verfolgen sind.

1.2 Funktionsweise und Evolution

Wie funktioniert Blockchain? Das fragen sich viele Energieexperten, die wissen, dass die Technologie mit hohen Implikationen für ihre Branche verbunden ist, denen konkrete Anwendungsfälle sowie der Unterschied zu alten Systemen bzw. dem vertrauten Terrain jedoch nicht hinreichend klar werden.

Blockchain ist eine dezentrale Datenbank, deren Einträge unwiderruflich gespeichert und theoretisch nicht manipuliert werden können. Blockchain fußt auf Vertrauen in die Technologie, d.h. auf das Lösungsverfahren, mit dem die Blockchain eine Einigung zwischen sich im Grundsatz nicht vertrauenden Parteien bzw. Personen erzielt. Damit wird Datenmanipulation verhindert.

In der Literatur ist dieses Dilemma auch als das byzantinische Generalproblem bekannt. Die Blockchain findet eine Lösung zwischen sich im Grundsatz nicht vertrauenden Partnern, indem die Partner ihre Bedingungen, unter denen sie einer Transaktion/Entscheidung zustimmen würden, in der Blockchain dokumentieren und dann

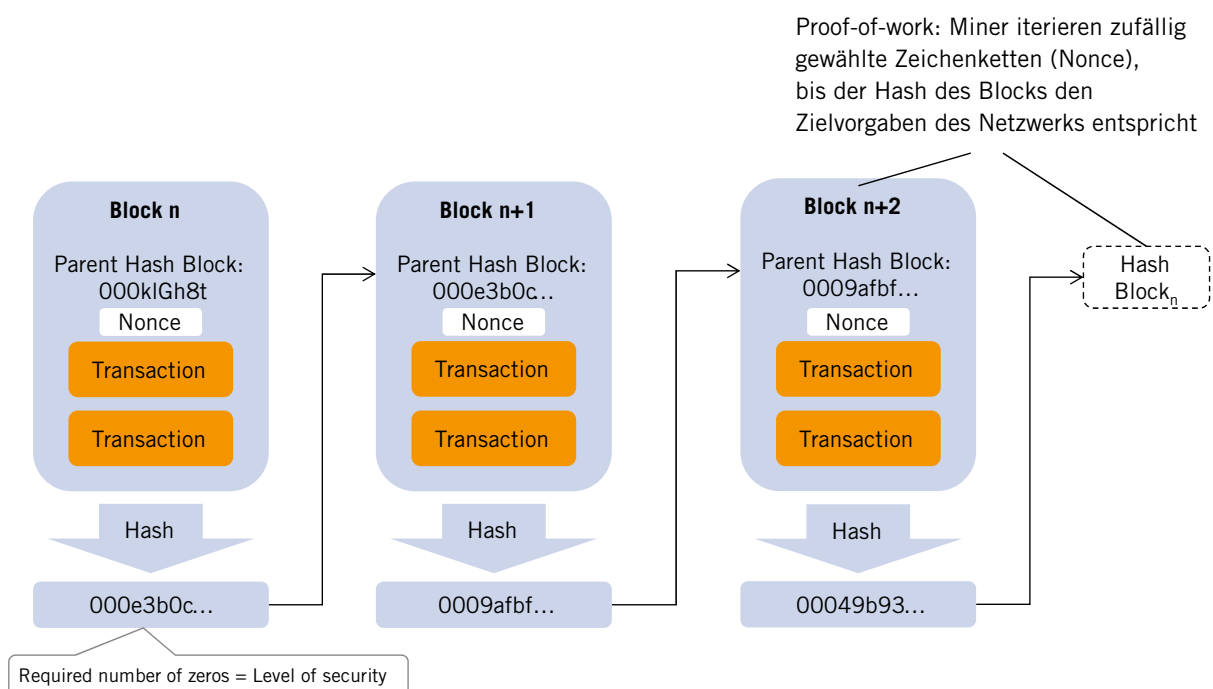
auch zustimmen, d.h. die Transaktion verifizieren, wenn die Bedingungen erfüllt sind.

Jeder Block in der Blockchain wird durch seinen Hashwert eindeutig identifiziert und ist mit dem Hashwert seines Vorgängers verknüpft. Diese chronologische Verkettung von Blöcken sind verknüpfte Zeitstempel, mit denen die Existenz eines Blocks zu einer bestimmten Zeit nachgewiesen werden kann. Dafür wird analog zu den digitalen Signaturen der Hash eines Blocks als digitaler Zeitstempel verwendet. Bei verknüpften Zeitstempeln wird, um die Sicherheit der Kette zu erhöhen, der Hashwert aus dem Hash des Blocks und des vorherigen Blocks gebildet.

➔ **Blockchain ist eine dezentrale Datenbank, deren Einträge unwiderruflich gespeichert und theoretisch nicht manipuliert werden können.**

Abbildung 1.2: Funktionsweise der Blockchain

Die Blockchain ist auch dezentrale Datenbank, deren Einträge (Hash) in einer seriellen Abfolge unwiderruflich gespeichert werden und nur mit größtem Aufwand manipuliert werden könnten.



Quelle: Pöyry, eigene Darstellung

Die Technologie registriert somit Transaktionsdaten beispielsweise von Verteilung und Vertrieb dezentral erzeugter Energie, fasst diese Informationen zusammen, bewertet, verschlüsselt und speichert diese dann auf einer Vielzahl an dezentraler IT-Infrastruktur. Diese Datenblöcke bilden im Endeffekt eine Kette (= Blockchain), die wiederum auf zahlreichen Rechnern dezentral gespeichert wird.

Blockchain unterliegt einem klaren System

Die Entwicklung um Blockchain begann mit Bitcoin. Das ist ein weltweit nutzbares dezentrales Zahlungssystem und der Name einer digitalen Geldeinheit. Krypto-Währungen sind unbare Geld- bzw. Tauschmittel in Form von digitalen Zahlungsmitteln. Bei ihnen werden Prinzipien der Kryptographie angewandt, um ein verteiltes, dezentrales und sicheres digitales Zahlungssystem zu realisieren.

Krypto-Währungen werden im Gegensatz zu Zentralbankgeld bis heute ausschließlich durch private Instanzen geschöpft. Ihre Qualifizierung als Währung ist aktuell noch umstritten. Zudem stoßen sie auf Einschränkungen, was das Zeitverhalten (Zeitspanne zwischen der Bestätigung einer Transaktion und ihrem Vollzug) sowie den Energie- und Speicherbedarf betrifft. Krypto-Währungen unterliegen zudem starken Schwankungen. Mit der Krypto-Währung Bitcoin wurde das erste nennenswerte Konzept einer Blockchain geschaffen. Als Auslöser kann hierfür sicherlich die weltweite Wirtschafts- und Finanzkrise im Jahr 2008 gesehen werden.

Mit der Krypto-Währung Bitcoin wurde das erste nennenswerte Konzept einer Blockchain geschaffen.

Als noch im gleichen Jahr „Satoshi Nakamoto“ ein White Paper³ publizierte, war Bitcoin als Krypto-Währung definiert. Bitcoin sollte als Währung, jedoch ohne Finanzinstitute oder Zentralbanken fungieren. Einige Programmierer setzten das „White-Paper“ um und im November 2008 gab es die Referenzimplementierung Bitcoin Core. Das hinter dieser Implementierung liegende Protokoll wurde Blockchain genannt. Anfang Juni dieses Jahres ist Bitcoin mit einer Marktkapitalisierung von etwa 36 Milli-

arden USD bei mehr als fünf Millionen Nutzern eine dominierende Krypto-Währung.

Daneben entwickelten sich eine Reihe von alternativen Konzepten für Krypto-Währungen und für Blockchain-Protokolle mit bis heute mehr als 840 Krypto-Währungen⁴. Zu nennen sind hier vor allem Alt-Coins oder Peer-coin, die auf dem Open-source-Projekt Bitcoin basieren. Im Gegensatz dazu speichern sogenannte Meta-Coins wie Ripple, Litecoin oder Ether anwendungsspezifische Metadaten in einer eigenen oder in der Blockchain von Bitcoin.

Das Bitcoin-Protokoll wurde also in den letzten Jahren immer wieder modifiziert, in der Folge etablierte sich das Konzept Bitcoin als Transaktions-Token für jegliche Art von wirtschaftlichen und juristischen Verträgen. Der Begriff Token steht hierbei für verschiedenartige Dinge, kann Schlüssel für eine digitale Transaktion sein oder aber eine Währungseinheit verkörpern. Er verschafft einem Nutzer Zugriff auf eine (de)zentrale Computeranwendung.

In Bezug zu dezentralen Anwendungen (decentralized Applications – dApp) müssen Tokens nach einem Standard-Algorithmus oder nach festgelegten Kriterien generiert und verteilt werden. Tokens sind die Basis für die Nutzung einer Anwendung und Belohnung für Beiträge von Nutzern. Tokens sind jedoch weder Anlagevermögen noch besteht ein Recht auf Dividende.

Der Entwickler Vitalik Buterin stellte rasch fest, dass diese Anpassungen der Bitcoin-Blockchain zwar möglich, aber nicht effizient und flexibel genug waren. Er erarbeitete daher ein weiteres White Paper mit dem Namen Ethereum⁵.

Die sich abzeichnenden Variationen von Blockchain-Protokollen wurden substantiell erweitert durch die Einführung von Ethereum mit der Krypto-Währung Ether.

Ethereum ist eine unabhängige Blockchain, die eine erhebliche technologische Weiterentwicklung des Konzeptes Bitcoin darstellt und nun neben einer großen Zahl von anderen Blockchains koexistiert. Das Protokoll ist einer komplett anderen Logik unterworfen. Im Gegensatz zu Bitcoin, das für eine einzige Funktion ausgelegt wurde (Geld von A nach B ohne Intermediär zu senden), ist die

³ Satoshi Nakamoto: Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System, 2008, <https://bitcoin.org/bitcoin.pdf>

⁴ <http://coinmarketcap.com/all/views/all/>

⁵ Vitalik Buterin: Ethereum: A next-generation smart contract and decentralized application platform. ethereum.wiki/wiki/White-Paper, 2013



Ethereum-Blockchain als dezentrales Rechnernetzwerk konzipiert, auf dem man jegliche Art von Smart Contracts und dApps programmieren kann. Smart Contracts sind Computerprotokolle, die Verträge im weiteren Sinne elektronisch abbilden oder überprüfen, oder die Verhandlung oder Abwicklung eines Vertrags technisch unterstützen. Sie besitzen eine Nutzerschnittstelle, welche die Logik des jeweiligen Vertrages abbilden kann.

 **Ethereum ist im Juni 2017 mit einer Marktkapitalisierung von mehr als 15 Milliarden US\$ eine der vielversprechendsten öffentlichen Blockchains.**

Im Gegensatz zu Bitcoin ermöglicht die Ethereum-Blockchain damit jegliche Art von Peer-to-peer-Wertaustausch, nicht ausschließlich Geldtransaktionen. Mitte 2015 wurde die Ethereum-Plattform eingeführt. Ziel war es, die Ethereum-Blockchain und darauf aufbauende dezentrale Technologien zu entwickeln und einer breiten Öffentlichkeit zur Verfügung zu stellen.

Zum technologischen Umfeld von Ethereum gehören neben der Ethereum-Blockchain eine Vielzahl verfügbarer Clients, d. h. Computer im Internet mit einer Ethereum-Blockchain-Anwendung, mit denen man am System teilnehmen kann. Zudem sind mehrere Programmiersprachen auf der Plattform verfügbar, um Smart Contracts zu erstellen. Ethereum ist im Juni 2017 mit einer Marktkapitalisierung von mehr als 15 Milliarden US\$ (vgl. <http://coinmarketcap.com/>) eine der vielversprechendsten öffentlichen Blockchains. Aktuell setzen zahlreiche Pilotprojekte und Startups auf einer Ethereum-Blockchain auf.

Noch jung, aber schon eine bedeutsame Geschichte

Wer die obige Systematik der Blockchain verlässt und sich zum besseren Verständnis historisch orientiert, erhält einen verständlicheren Überblick als bei der vernetzten Systembetrachtung. Schon heute gibt es mindestens drei Evolutionsstufen der Blockchain und die vierte ist bereits in Entwicklung.

Blockchain 1.0 – Nach der Publikation des ersten White Papers zum Thema dezentrales Bezahlsystem wurde das Thema Bitcoin virulent. Hier handelt es sich um die Krypto-Währung, die bereits eingehend beschrieben wurde. Mit Bitcoin betrat die Blockchain-Technologie die

ökonomische Szene und zeigte in der Finanzkrise 2008/2009, was damit möglich wird.

Blockchain 2.0 – Mit Ethereum, einer Plattform die ebenso auf einer öffentlichen Blockchain basiert, stellt Vitalik Buterin Blockchain 2.0 vor. Damit werden Smart Contracts ermöglicht, die schnell an Bedeutung und Einfluss gewinnen. Smart Contracts sind Computerprotokolle, die Verträge, Finanzinstrumente etc. abbilden oder überprüfen. Smart Contracts können aber auch die Verhandlung oder Abwicklung eines Vertrags technisch unterstützen. Sie haben üblicherweise eine Benutzerschnittstelle und können die Logik vertraglicher Regelungen technisch abbilden. Eine schriftliche Fixierung des betreffenden Vertrages kann damit unter Umständen überflüssig werden.

Blockchain 3.0 – Dezentrale Applikationen (dApps) sind dezentrale Anwendungen, vom Backend bis zum User Interface, die auf einer Blockchain laufen und einen oder mehrere Smart Contracts verwenden. Ethereum beschreibt eine dApp selbst als eine Kombination zwischen einem oder einer Gruppe von Contracts mit einem GUI (Graphical User Interface), um diese nutzen zu können. Eine vollständige dApp besteht somit auf unterster Ebene aus der Businesslogik, die auf den Komponenten wie Contracts, der Blockchain und weiteren Systemen sowie auf oberster Ebene aus einem GUI.

Blockchain 4.0 – Bisher ist dies noch eine Vision – ein heterogenes Multi-Chain-Framework. Es ist nicht als Blockchain organisiert, sondern als sogenannte „Polkadots“. Polkadot ist ein mehrkettiges Framework, das die Interoperabilität zwischen unterschiedlichen Ketten mit unterschiedlichen Eigenschaften unterstützt, einschließlich verschlüsselter Nachweisketten, die für interne Unternehmensnetzwerke geeignet sind – solange sie bestimmte Spezifikationen bestätigen. Zum ersten Mal in der Blockchain-Geschichte würden die verschiedenen Blockchains ein großes, integrierbares, mehrkettiges Netzwerk mit „gepoolter“ Sicherheit abbilden. Es liegt bereits ein erster Anwendungsfall vor – eine vollständig dezentralisierte Blockchain-Infrastruktur, die einen sicheren und benutzerfreundlichen Zugang für das Verwalten oder Investieren in Portfolios sicherstellt.⁶

⁶ Gavin Wood, Polkadot: Vision of a heterogeneous multi-chain-framework, draft 1.0

1.3 Systematisierung Blockchain

Im Gegensatz zur ursprünglichen Idee von einer Blockchain – das Protokoll ist frei verfügbar bzw. open source und jeder kann Teilnehmer des Netzwerks werden – haben einige Branchen begonnen, an sogenannten privaten oder Konsortium-Blockchains zu arbeiten.

Bei privaten oder Konsortium-Blockchains sind die Akteure der Blockchain ausgewählt. Nur diese können/dürfen Transaktionen durchführen, z. B. innerhalb eines Unternehmens oder eines Verbundes. Wenn daher der klassische Finanzsektor beispielsweise von der Blockchain spricht, so sind meist keine öffentlichen Blockchains wie Bitcoin oder Ethereum, sondern eher Konsortium-Blockchains oder private Blockchains gemeint, um beispielsweise Interbank-Transaktionen effizienter zu gestalten. So eine Lösung entspricht damit einem Informations-/Daten-Oligopol und ist eine Teildezentralisierung der Transaktionsvalidierung.

„Public Blockchain“: Öffentlich und anonym bedeutet, dass alles Geschriebene gelesen werden kann, ohne dass der Verfasser bekannt wird.

Die Prozess-Geschwindigkeit einer Public-Blockchain ist nicht sehr hoch (Bestätigungszeiten einer Transaktion liegen zwischen 10–400 Minuten), da bei der Erstellung einer Blockchain einer von zwei aufwendigen, energieintensiven Bestätigungsprozessen, die für die Lösungsfindung der „Rechenaufgabe“ zur Durchführung einer Transaktion erforderlich sind, geprägt ist. Diese beiden auch als „Mining“ bezeichneten Verifikationsprozesse, „Proof-of-Work“ (PoW, Nachweis von geleisteter Arbeit) und „Proof-of-Stake“ (PoS, Nachweis der Eigentumsanteile eines Clients an der Blockchain) sind auch für die Sicherheit der Blockchain verantwortlich. Je mehr Rechenleistung für die beiden Nachweisprozesse aufgewendet wird, umso sicherer ist die Blockchain.

Ins Deutsche übertragen, spricht man auch davon, Krypto-Währungen zu „schürfen“. Seitdem mit Krypto-Währungen reale Waren gehandelt werden können und diese auch in konventionelle Währungen getauscht werden, existiert ein echter wirtschaftlicher Anreiz, die zum Schürfen gestellten Rechenaufgaben möglichst effizient zu lösen. Das führt aktuell dazu, immer stärker spezialisierte Hardware zu verwenden, wodurch Energieverbrauch und Transaktionskosten angestiegen sind. Die beiden Nachweis- oder Verifikationsprozesse unterscheiden sich.

Das PoW-Verfahren ist ein Konsens-Mechanismus für Blockchain-Technologien und auf Miner angewiesen. Jeder Block wird durch das Mining validiert, die darin enthaltene Information gespeichert. Die Validierung innerhalb eines Blocks erfolgt durch Algorithmen, die dem

Block auf Basis aller in ihm gespeicherten Informationen einen einzigartigen Hash zuweisen. Mithilfe eines Hash-Algorithmus wandelt man Daten einer beliebigen Länge in einen Datensatz fester Länge um und kreiert damit einen Hash. Dieser Hashwert ist eine Prüfsumme, der durch die Hashfunktion zur Verschlüsselung einer Nachricht mit variabler Länge angewendet wird. Verschiedene verschlüsselte Nachrichten dürfen dabei nie auf denselben Hashwert zurückzuführen sein. Der Hashwert erlaubt keine Rückschlüsse auf den Inhalt.

Wird nur eine Information innerhalb einer Transaktion nachträglich verändert, errechnet der Algorithmus des veränderten Blockes nicht mehr den korrekten Hash (sogenannt Merkle-tree). Bei der Validierung werden die Hashes des gleichen Blocks, der wie beschrieben vielfach dezentral abgespeichert worden ist, verglichen, der veränderte Block kann so entdeckt und für ungültig erklärt werden. Die validierte, korrekte Version des Blocks wird durch die Mehrzahl der beteiligten Rechner identifiziert und verschmilzt nun mit früher validierten Blöcken zur Blockchain. Sobald der Block, welcher die anfängliche Transaktion beinhaltet, mit der Blockchain verschmilzt und diese Verschmelzung von genügend Mitgliedern des Netzwerks gespeichert wurde, ist die Transaktion für beide Parteien bestätigt.

Dabei vermittelt PoW die Sicherheit, die sich daraus ergibt, dass jeder gegebene Block einen gewissen Arbeitsaufwand erfordert hat und deshalb korrekt und zuverlässig ist. Allerdings bleibt die nach PoW beurteilte Kette von Blöcken sehr adynamisch und ineffizient und damit aufwendig in der Datengewinnung.

Das PoS-Verfahren macht den Mining-Prozess für diejenigen einfacher, die eine ganze Menge Tokens kontrollieren. Während beim PoW eine große Zahl von Nutzern beständig durch Mining die Hashes der Transaktionen dezentral validiert, um die Besitzbestände innerhalb der Blockchain zu aktualisieren, müssen beim PoS-Konzept Nutzer ihren Anteil an der unterliegenden Währung wiederkehrend selbst belegen. Beim PoS-Konzept wird der Aufwand des Validierungsprozesses nach dem prozentualen Eigentumsanteil der jeweiligen Mitglieder verteilt. Dieser Prozess bewirkt eine Verringerung der nicht unerheblichen Energie- und Betriebskosten, da sich das dezentrale Validierungsverfahren weniger aufwändig gestaltet.

Ein aktuelles Projekt (VIVA Blockchain Technology)⁷ nutzt ein technisches Design, das über den PoW oder den PoS hinausgeht. Es fokussiert auf ein Konsens-Konzept „Proof

⁷ Alicia Naumoff, Why Blockchain Needs 'Proof of Authority' Instead of 'Proof of Stake', 26.4.2017

of Authorities“, bei dem zugelassene (autorisierte) Stellen, die durch kryptographische Signaturnachweise und durch das Netzwerk durchgesetzten und durchgeführten Geschäftsverträge ersetzen.

Ein weiteres Beispiel ist IPFS (InterPlanetary File System), ein Protokoll, das eine permanente und dezentralisierte Methode zur Speicherung und Freigabe von Dateien bedeutet⁸. Häufig ist bei Public Blockchains eine Zugriffskontrolle (schreibend oder lesend) bezüglich der Daten der Teilnehmer essentiell, denn sonst könnten Unternehmen jederzeit die intimsten Transaktionsdetails ihrer Wettbewerber einsehen.

„Hybrid Blockchain“: Diese Blockchains sind hybrid, also sowohl privat als auch für öffentliche Stellen (z. B. Regulatoren, Mediatoren) nutzbar, um Identitäten oder Zugriffsrechte der operativen Blockchain zu verwalten. Dies umfasst die Eintragung berechtigter Teilnehmer mit entsprechender Identitätsvergabe sowie die Weitergabe von Einmalidentitäten, die vom Teilnehmer für Transaktionen verwendet wurden. Private Nutzer der operativen Blockchain greifen auf die Blockchain nur lesend zu bzw. sind in der Lage, diese zu entschlüsseln. Knotenbetreiber bzw. verwaltende Stellen sind auch berechtigt, in diese

Blockchain zu schreiben, z. B. um Identitäten zu vergeben und Regeln zu prüfen.

Bei der Auswahl einer Blockchain-Lösung ist darauf zu achten, ob eine Verwaltung bereits vorgesehen ist, oder ob das System grundsätzlich in der Lage ist, mehrere Blockchains separat zu nutzen, so dass eine davon für Verwaltungszwecke eingesetzt werden kann. Eine solche Verwaltungs-Blockchain wäre dann eine private Blockchain, die der Administrator pflegt und die Nutzer der operativen Blockchain lesen können.

„Private Konsortium Blockchain“: Hier geht es vor allem um den schnellen Zugriff. Dazu ist eine Lese- bzw. Schreibberechtigung für den Zugriff auf die Datenbank erforderlich. Die Teilnehmer gehören einem von vornherein bestimmten Kreis an, und ihre Identität ist allen Teilnehmern bekannt.

Blockchain Differenzierungen

„Permissioned Blockchain“: Hier besteht grundsätzliches Vertrauen zwischen Teilnehmern und Knotenbetreibern bzw. sogenannten „Minern“. Daher wird es auch den Betreibern überlassen, die Nutzer der Blockchain zu administrieren, so dass diese quasi eine geschlossene Benutzergruppe bilden.

⁸ Mark Walport, Distributed Ledger technology: beyond Blockchain, A report by the UK Government Chief Scientific Adviser, 2016

Abbildung 1.3: Plattformen und Charakteristika



Charakter	Public Blockchain	Hybrid Blockchain	Private/Konsortium Blockchain
Zugang	öffentlich schreiben und lesen	Zugelassene Stellen sowie öffentlich lesen und schreiben	Berechtigter Lese- oder Schreibzugriff auf Datenbank
Geschwindigkeit / Bestätigungszeit	langsam	schnell	schneller
Prozess-Sicherheit	Proof-of-work/ Proof-of-stake	Proof of authority "real world entities that should control the network"	Pre-approved participants
Identität	Anonym, pseudo-anonym	bekannte Identitäten	bekannte Identitäten
Assets	Native assets	–	Any assets

Quelle: Robert Schwarz, Poyry Point of View 4/2017

Bei einer „**permissionless**“ Blockchain besteht dieses Vertrauen nicht (z. B. Bitcoin und Ethereum). Sie ist dennoch jederzeit offen für unbekannte, neue Teilnehmer, da hier das Vertrauen in den gemeinsamen Algorithmus besteht.

Eine weitere Segmentierung der Blockchain-Technologie kann die Unterscheidung hinsichtlich der Nutzung der Krypto-Währungen Bitcoin und des angewendeten Konsensmechanismus zur Verifikation einer Transaktion sein.

Die Blockchain-Typen und Applikationen, die vorgestellt wurden, sind unterschiedlicher Herkunft und verfolgen auch unterschiedliche Zwecke. Die Entscheidung für die Technologie ist oftmals eine Abwägung zwischen Sicherheit und Kosten, die sich aktuell noch gegenläufig verhalten. Generell gilt, dass private bzw. unternehmensinterne Blockchains eher geringe Kosten verursachen, allerdings in puncto Sicherheit Abstriche bedeuten. Im Gegensatz dazu bieten die höhere Kosten verursachenden öffentlichen Blockchains deutlich mehr Sicherheit.⁹

Krypto-Währungen gewinnen an Boden

Bitcoin war bereits lange ein Begriff, bevor Blockchain als Konzept in der Diskussion angekommen ist. Die Krypto-Währung Bitcoin erlaubt, Beträge verschlüsselt bargeldlos zwischen Konten auszutauschen, ohne dass Banken oder andere Finanzinstitutionen beteiligt werden müssen. Erstmals wurden finanzielle Transaktionen ohne Banken, staatliche Stellen und/oder Regulatoren ermöglicht.

Bitcoin ist damit das beste und bisher bekannteste Beispiel für die Chancen, die in der Nutzung der schnellen und sicheren Blockchain-Technologie liegen. Bitcoin vermittelt daher einen ersten Eindruck über die Einsatz-Möglichkeiten der Blockchain-Technologie für Unternehmen.

→ **Erstmals wurden finanzielle Transaktionen ohne Banken, staatliche Stellen und/oder Regulatoren ermöglicht.**

Bitcoin konnte sich zunächst als alleinige Krypto-Währung behaupten, aber inzwischen gibt es viele weitere Krypto-Währungen, die alle große Vorteile bieten, aber durchaus auch erhebliche Nachteile, so dass die weitere Ausbreitung von Bitcoin und Co. wohl noch einige Hürden überwinden muss.

Zu den Vorteilen von Krypto-Währungen zählen die geringen Transaktionskosten und -zeiten sowie die erhöhte Sicherheit aufgrund der fehlenden Intermediäre, seien es Banken oder sonstige Mittler. Der Sicherheitsaspekt betrifft nicht nur die Sicherheit der Transaktion, sondern auch die Sicherheit durch die Unmöglichkeit der Fälschung einer Krypto-Währung. Weitere Vorteile betreffen die Teilbarkeit der Währung in kleinste Einheiten, so dass minimale Überweisungen möglich werden. Ebenfalls positiv ist die erhöhte Privatsphäre ohne den Nachweis der Identität oder die Aufmerksamkeit eines Kontoführers.

Eher nachteilig wirken sich Wechselkursrisiken der Krypto-Währungen aus, die aktuell noch weit stärker fluktuieren als die der traditionellen Währungen. Über die Zeit besteht allerdings Aussicht auf Stabilität. So war zu beobachten, dass die Volatilität von Bitcoin seit 2011 stetig abnahm.

Smart Contracts machen Transaktionen schneller und kostengünstiger

Mit Blockchain 2.0 wurden – wie bereits beschrieben – Smart Contracts ermöglicht. Sofern eine schnelle und transparente Abwicklung von Transaktionen in hoher zeitlicher Auflösung, mit geringem Kontrahentenrisiko von Bedeutung wird – wie in der neuen Energiewelt – sind Smart Contracts interessant. Fixe und mobile Anlagen, z. B. kleine dezentrale Kraftwerke, Speicher oder E-Fahrzeuge können technisch gesehen diese Funktionalität nutzen, um mit eingebauter e-Wallet Transaktionen untereinander M-2-M (machine-to-machine) zu ermöglichen.

Befürworter von Smart Contracts behaupten, dass viele Arten von Vertragsklauseln somit teilweise oder vollständig selbst ausführbar, selbst durchsetzbar, oder beides werden. Smart Contracts versuchen, eine höhere Vertragssicherheit gegenüber traditionellen Verträgen bei gleichzeitiger Reduktion der Transaktionskosten zu erreichen. Jedoch ergeben sich im Zusammenhang mit Smart Contracts zahlreiche rechtliche Fragen, insbesondere da die Vertragspartner eines solchen Konzeptes, weder juristische noch natürliche Personen sind, als auch keine komplexen rechtlichen Transaktionen regeln.

Smart Contracts können zum Beispiel für die Energieerzeugung Herkunftsnachweise oder im Energiehandel Transaktionen abbilden. Zugangskontrolle, Token-Bucket-Algorithmen und andere Quality-of-service-Mechanismen können dazu genutzt werden, Service-Level-Agreements abzubilden.

⁹ Frank Boltzen, dena-Dialogveranstaltung „Blockchain in der Energiewende“ Februar 2017

1.4 Nutzen der Blockchain-Technologie in der Energiewirtschaft

Einen ersten Eindruck von den tatsächlichen energiewirtschaftlichen Chancen durch den Einsatz der Blockchain-Technologie konnten im Jahr 2016 viele Interessierte aufgrund der Testphase „TransActiveGrid“ in Brooklyn, New York City, erhalten. Dortigen Anwohnern mit Photovoltaik-Anlagen auf oder an ihrem Wohngebäude wurde durch die neue Technologie im Zuge des Projekts „Brooklyn Microgrid“ die Möglichkeit eröffnet, den Strom, den sie aus ihrem privaten Photovoltaik-System nicht aufbrauchen, ohne Aufwand an den Nachbarn zu verkaufen.

Die FAZ begrüßte diese Initiative am 2. August 2016 unter der herausfordernden Überschrift „New York probt die Abschaffung der Energieversorger“. „Welcome to the future of energy exchange“, titelte das US-Wissenschaftsblatt „The Scientist“ zum Pilotprojekt in Brooklyn, USA. Hier erhielten allerdings erst einmal zehn Hausbesitzer die Gelegenheit, kleinere Strommengen ohne Intermediäre, wie etwa eine Handelsplattform oder ähnliche Mittler, unkompliziert an Nachbarn zu liefern und mit ihnen zu verrechnen bzw. abzurechnen. Der Versorger hatte mit diesem Geschäft nichts zu tun.

Was nüchtern zum Thema „Einsparen der Transaktionskosten“ kommuniziert wurde, sorgte bei Stromversorgern und erst recht bei Netzbetreibern für Aufmerksamkeit. Effizienz ist gut, sich selbst einsparen weniger: Denn wer braucht ihre Dienste noch, wenn Verbraucher und Erzeuger im digitalisierten Strommarkt ihre Geschäfte dezentral und selbstständig untereinander digital abwickeln? Und aus Sicht des Systembetreibers stellen sich sicherheitsrelevante Fragen nach der Einhaltung technischer Grenzwerte zur Vermeidung von Systemausfällen und der Gefährdung von Personen.


Dieser erste prominente Versuch, dessen überzeugender Erfolg auch in Deutschland zum Auslöser für weitere Pilotprojekte zur Erprobung der Technologie geworden ist, rief etablierte Industrieunternehmen und Energieversorger auf den Plan. Ihre Aktivitäten in Richtung Blockchain sind allerdings noch nicht ausgeprägt, dass sich bereits klar gezeigt hätte, welche technologische Richtung die wirtschaftlich sinnvollste sein könnte. Ist es die Weiterentwicklung des bestehenden Kerngeschäfts mit einer neuen digitalen Technologie, oder ist es der „Grüne-Wiese-Ansatz“ eines neuen unabhängigen Geschäftsfeldes?

Energiewirtschaft: Schwerpunkt B2C-Geschäft

Transaktionseffizienz war immer ein relevantes Thema in der Energiewirtschaft. Private Blockchain-Lösungen oder Konsortium-Blockchains könnten sich als Einstieg eta-

blieren, insbesondere, um Geschäftsbeziehungen zwischen Unternehmen und Privatpersonen (B2C) in der Abwicklung von Mikro-Transaktionen (z. B. Elektromobilität, Prosumer-Modelle) zu senken. Neben der B2C-Abwicklung zwischen Unternehmen und ihren Kunden werden zunehmend direkte Verträge zwischen „privaten“ Erzeugern möglich (P2P), die gleichzeitig auch Verbraucher sind, und zum Teil eben auch Verbraucher von Nachbarschaftslieferungen aus dem Haus nebenan oder gegenüber.

Je mehr private Stromerzeuger und -lieferanten Teil des Systems werden, desto mehr könnten die Energieunternehmen zu Reststromlieferanten ohne bedeutenden Energievertrieb werden – also nur noch das liefern, was im Peer-to-Peer-Geschäft nicht absetzbar ist, bzw. nur die Industriekunden bedienen, sofern diese nicht ebenfalls als Eigenerzeuger überschüssigen Strom direkt vermarkten.

 **Mit dieser Entwicklung und der zunehmenden Aktivität des dezentral agierenden Prosumers werden sich die zentralen, monodirektionalen energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsprozesse verändern.**

Prosumer werden mit Hilfe der Blockchain-Technologie zu Erzeugungs-, Abnahme- und Speicherakteuren, die ihre spezifischen Einspeise-/Abnahmeprofile digital abbilden. Der physikalische Stromfluss könnte als Blockchain-Transaktion abgebildet werden, die jedoch nur zustande kommt, wenn alle Beteiligten der Transaktion zugestimmt haben, z. B. auch der Verteilnetzbetreiber, als einer von mehreren – wenngleich wichtigen – Knoten im Datennetz, der die Transaktion gegen die Einhaltung von Grenzwerten (z. B. Leistungs- und Spannungsgrenzwerte) prüft und freigibt.

Neu an dieser Blockchain-basierten Vorstellung ist die dezentrale Verarbeitung auf allen beteiligten Rechnern und intelligenten Geräten. Dazu kommt, dass keine zentrale Verarbeitung der die Stromtransaktion begleitenden Daten über eine zentrale Instanz mehr erforderlich macht. In dieser Vorstellung ändern sich die Rollen des Verteilnetzbetreibers und auch des noch „jungen“ Gateway-Administrators. Damit verändert sich die Datenverarbeitung von einer zentralen zu einer dezentral verteilten Struktur.

Auch der Regulierer könnte mit Blockchain seine Rolle in anderer Weise umsetzen und sogar vereinfachen indem er als verifizierende, freigebende bzw. genehmigende Instanz in jede Strom-/Blockchain-Transaktion direkt eingebunden wird.

Die Umsetzung solcher Überlegungen braucht sicherlich einen langen Weg, dessen Wirtschaftlichkeit noch nachzuweisen ist, und für den vor allem die rechtlichen und technologischen Voraussetzungen zu schaffen wären. Ohne geeignete Sensorik, Mess-, Steuer- und Regeltechnik sowie eine schnelle Datenübertragung bei den Energieunternehmen und Netzbetreibern ist die Blockchain-Technologie heute nicht wirksam anwendbar. Darüber hinaus werden Schnittstellen der Blockchain zu IT-Systemen der Teilnehmer an der Transaktion erforderlich, insbesondere wenn komplexere Verifikationsabläufe erfolgen sollen.

Weitere disruptive Veränderungen in der Folge vermehrter Blockchain-Projekte auf der Seite der Energieunternehmen ergeben sich eher auf der dezentralen Prosumer- und Einzelhaushaltsebene als bei den großen zentralen Erzeugern und Händlern.

Sofern die Haushalte bereits mit Smart Metern ausgestattet wurden, sind die wichtigsten Voraussetzungen zur Teilnahme an Blockchain-Transaktionen geschaffen. Smart Meter können die Liefer- bzw. Bezugsdaten für z.B. eine Nachbarschaftsstromtransaktion erfassen. Ein angeschlossener Computer speichert und verarbeitet die Daten nach den inhaltlichen Regeln eines vorher vereinbarten Smart Contracts, der vorsieht, dass eine Blockchain erstellt und der Transaktionsprozess, der auch die Abrechnung enthält, angestoßen werden kann. Dem persönlichen Konto (ledger) des Einspeisers wird mit der Blockchain-Transaktion eine Geldsumme (z.B. in der Kryptowährung Bitcoin oder auch in Euro) gut geschrieben, die vom Konto des Abnehmers/Stromverbrauches stammt.

Ein Energieversorger könnte dabei die Rolle des „Bereitstellers“ der Blockchain-Infrastruktur für solche Nachbarschaftstransaktionen übernehmen und damit der Unabhängigkeit der Prosumer vom traditionellen Energievertrieb entgegenwirken.

Energiewirtschaft: Schwerpunkt B2B-Geschäft

In der heutigen Energiewelt findet ununterbrochen Kommunikation, Abstimmung und Zusammenarbeit online statt. Energieversorger mussten früher monatlich eine

Bestellung ihrer Kunden erhalten/verarbeiten. Heute erfolgt dies eher täglich mit noch (viertel)stündlichen Anpassungen. Brancheninformationen entstehen dabei als „Abfallprodukt“ und werden Dritten zur Verfügung gestellt, wie auch eben diese Daten vom Unternehmen selbst wieder verarbeitet und ausgewertet werden. Das B2B-Geschäft erfordert vor allem eine hohe Standardisierung: Wenn Unternehmen innerhalb der Energiebranche Daten auszutauschen haben, dann wäre es ineffizient, wenn der Austausch von Daten mit jedem Kommunikationspartner immer wieder neu vereinbart werden müsste: Welches Datenformat soll verwendet werden? Welche Regeln und Rollen bestehen für den Geschäftsprozess? Welches Kommunikationsprotokoll verwenden die Partner, welche Aspekte der Datenkommunikation deckt das Protokoll ab, und was ist dabei von den Partnern noch lokal zu leisten?

Die Blockchain, als Infrastruktur der Kommunikation und Datenspeicherung, lässt über alle ihre Knoten hinweg nur ein Format für Prozessteilnehmer zu und zwingt sie auf diese Weise, Datenformate, Geschäftsprozesse und Kommunikationsprotokolle einzuhalten.

Allein dies ist ein Wert, der vielen Branchen enorme Kosten der Integration sparen hilft, denn schließlich steigt die Anzahl der Kommunikationsbeziehungen quadratisch mit der Zahl der Teilnehmer.¹⁰

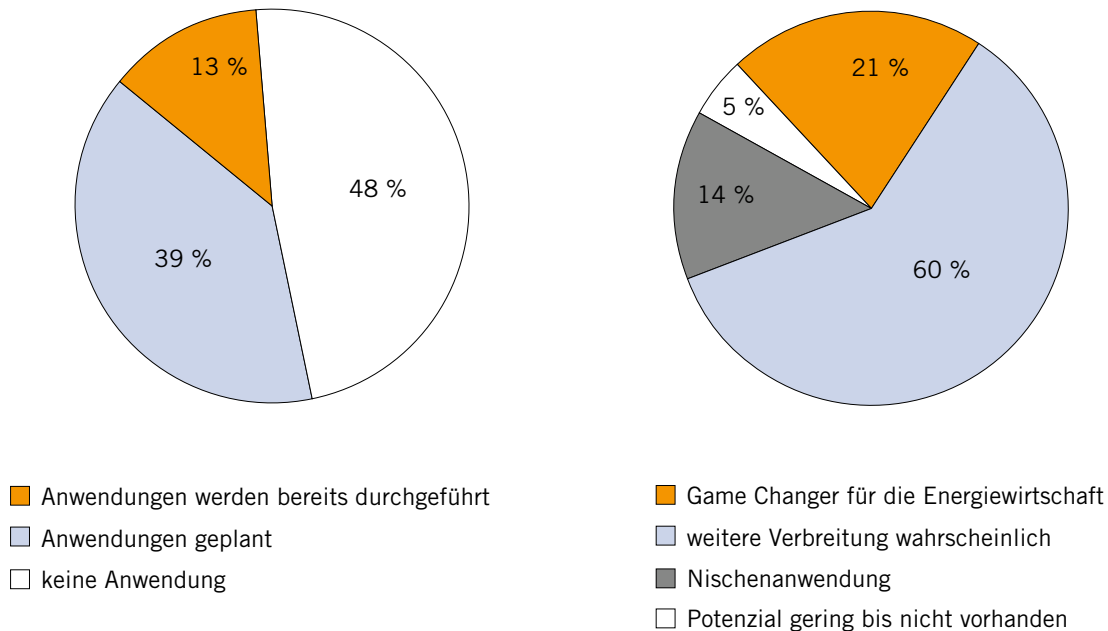
Blockchain-Nutzern fehlt es noch an Kontrolle und Rechtsicherheit

Der Ruf, der der Blockchain-Technologie anhaftet und ihre Nutzer möglicherweise noch verunsichert, basiert auf dem Prinzip, dass trotz aller nachweisbaren in jede Blockchain fest eingebauten Sicherheitsmechanismen keine zentrale Kontrolle oder Steuerung für den Fall eines Konfliktes vorgesehen ist.

Eine überlagerte Steuerung der Blockchain-Anwendung beispielsweise für den Energiehandel ist auf der anderen Seite gar nicht notwendig. Die direkten – nicht mehr herkömmlichen, schriftlichen, mehrseitigen – Verträge, also quasi Vertragsabschlüsse per Mausklick zwischen Marktteilnehmern, machen beide Seiten zu Händlern. Die so ermächtigten Kunden treten damit in den Wettbewerb zum Energieversorgungsunternehmen. Diese Entwicklung hat mit dem an das Internet angeschlossenen Pro-

¹⁰ Michael Merz, Einsatzpotenziale der Blockchain im Energiehandel, erschienen in „Blockchain Technology Einführung für Business- und IT Manager“, de Gruyter, 2016

Abbildung 1. 4: Potenzial von Blockchain und Aktivitäten nat. Marktteilnehmer 2016



Quelle: dena, ESMT, Blockchain – Umfrage unter Führungskräften der deutschen Energiewirtschaft

sumer begonnen und wird durch die Blockchain-Technologie noch verstärkt.

Zum Leidwesen der Blockchain-Befürworter bestehen tatsächlich noch potenzielle Fehlerquellen/Risiken, die es zu eliminieren oder wenigstens zu minimieren gilt:

- Programmierfehler in der Software, die anfangs nicht deutlich und/oder nachweisbar sind;
- Technische Fehler in der unterstützenden Hardware, die eventuell nicht repariert werden können;
- Schnittstellen und Möglichkeiten zur Manipulation;
- Persönliche Bedienerfehler bei der Eingabe von Inhalten

Fehler sind jedoch nie ganz auszuschließen, so dass vor dem produktiven Einsatz der Blockchain-Technologie der Rechtsrahmen und insbesondere die Haftung im Konfliktfall – sei er technologischer oder inhaltlicher Natur – zu klären ist. Wer haftet, wenn die Transaktion trotz Vertrags nicht zustande kommt oder trotz aller technischen Verifikationsprozesse inhaltliche Fehler enthält, z. B. dass die versprochene Stromlieferung ausbleibt?

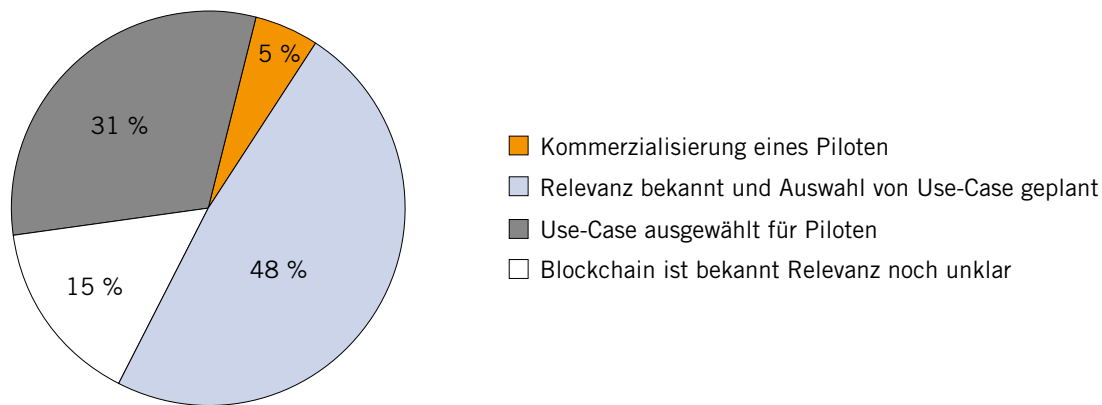
Weitere zentrale Themen sind Datenschutz und -sicherheit, also der Schutz personenbezogener Daten und deren Umgang. Grundsätzlich gilt in der IT-Branche der Grundsatz der Datensparsamkeit und Datenvermeidung. So sollen alle Datenverarbeitungssysteme möglichst keine oder so wenig personenbezogene Daten wie nötig verwenden und insbesondere Anonymisierung und Pseudonymisierung nutzen. Die Blockchain multipliziert jedoch aktuell noch Datenvolumina, da die vollständige Blockchain mehrfach redundant auf jedem beteiligten Knoten eines Blockchain-Netzwerks gespeichert wird.

Darüber hinaus müssen personenbezogene Daten auf Wunsch des Eigentümers gelöscht werden können, wie es in der ab 2018 gültigen europäischen Datenschutz-Grundverordnung (EU 2016/679) gefordert wird. Unklar ist, wie diese Verordnung für die manipulations sichere Blockchain-Technologie umgesetzt werden kann.

Diese und weitere Fragen zum Verbraucherschutz werden momentan in Prototypen und Anwendungen für die Energiewirtschaft untersucht und versucht nach aktuellem Stand der Technik zu lösen.

Aktuelle empirische Studien bestätigen, dass sich die Hälfte der befragten deutschen Energieversorger bereits

Abbildung 1.5: Potenzial von Blockchain und Aktivitäten int. Marktteilnehmer 2017



Quelle: EventHorizon, Umfrage unter den 550 Teilnehmern der Konferenz, Wien 14. – 15. Februar 2017

konkret mit Planung oder sogar Durchführung von Blockchain-Anwendungen auseinandersetzt. Immerhin ein Fünftel der Umfrageteilnehmer der dena/ESMT-Studie sehen Blockchain tatsächlich als „Gamechanger“, nur fünf Prozent sehen keinerlei Potenzial.

Erst am Jahresanfang 2017 zeigte sich in Wien bei der internationalen Blockchain-Konferenz „EventHorizon“ (mit Entscheidungsträgern aus Wirtschaft und Politik, international erfolgreichen Energy Blockchain Startups, sowie etablierten Playern der Energiebranche) im Rahmen einer Onlinebefragung eine deutliche Steigerung an Aktivitäten und wahrgenommener Relevanz.

So gaben 31 Prozent der Befragten an, dass sie mit der Technologie vertraut sind und Use-Cases selektiert haben. Etwa die Hälfte aller Befragten gab sogar an, sich der Relevanz der Technologie für die Energiewirtschaft bewusst zu sein und für sich zu versuchen, relevante Anwendungen oder Use-Cases zu identifizieren. Fünf Prozent kommerzialisierten sogar bereits eigene Pilotprojekte.

1.5 Pilotprojekte in der Energiewirtschaft, Anwendungen, Impulse

Das hohe Potenzial zu benennen und zu diskutieren, fällt leicht. Die Erkenntnis der Notwendigkeit, sich mit Blockchain-Technologien zu beschäftigen, ist erheblich schwieriger. Blockchain modifiziert, optimiert und unterstützt die wesentlichen Wertschöpfungsgebiete.

Einige Unternehmen haben sich aber bereits in das Versuchsstadium begeben und finden nun mit Hilfe von Blockchain-Pilotprojekten heraus, welche umfangreichen Möglichkeiten diese besitzen, welche genau zu ihnen passen und was sie sich davon versprechen können.

Die Entwicklung Blockchain-basierter Anwendungen ist jedoch – neben der Technologie – auch hinsichtlich der Vorgehensweise ungewöhnlich: Während sich eine Software-Implementierung „klassisch“ aus der Anforderungsdefinition ableitet und sich die erforderliche Zusammensetzung der Werkzeuge entsprechend ergibt, lässt sich die Blockchain-Technologie nur schwer „bändigen“, um beliebigen Anforderungen gerecht zu werden. Entsprechend ist es sinnvoller, Geschäftsmodelle passend zur Blockchain zu finden, da nur auf diese Weise das Potenzial der Technologie wirklich ausgereizt werden kann. Dies erfordert jedoch Kenntnisse und Kreativität auf allen Ebenen – bei der Findung des Geschäftsmodells wie auch bei der Auswahl der richtigen Blockchain-Technologie. Entsprechend kann sich der Wechsel dieser Ebenen leicht zu einer wilden Achter-

bahnfahrt beim Gesamtdesign einer Anwendung entwickeln.¹¹

➔ **Blockchain modifiziert, optimiert und unterstützt die wesentlichen Wertschöpfungsgebiete.**

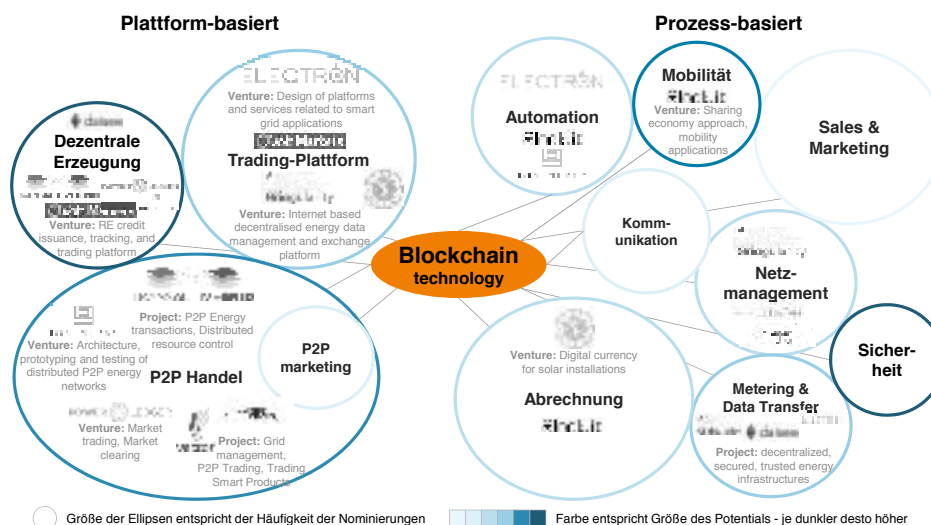
Für die Blockchain-Technologie existieren in der Energiewirtschaft viele Möglichkeiten

Alle Bereiche entlang der „klassischen“ Energiewertschöpfungskette bieten Potenzial für Anwendungen der Blockchain-Technologie: Erzeugung, Handel und Vertrieb, Netze mit Asset Management und Systembetrieb, Mess- und Zählerwesen, Abrechnung und Kundenservice.

Die nachfolgende Abbildung zeigt ausgewählte Aktivitäten, geordnet nach Schwerpunkten und dem jeweilige Potenzial, auf Basis der empirischen Studie von dena/ESMT. Sie unterstreicht die Bedeutung der beiden Stoßrichtungen „Transaktionseffizienz“ und „Geschäftsmodelle zur Erschließung neuer Marktsegmente“ vor dem Hintergrund zunehmend dezentraler Strukturen in der Energiewirtschaft.

¹¹ Dr. Michael Merz, Ponton, Interview 3/2017

Abbildung 1.6: Potenzial von Blockchain im Energiesektor, internationale Anwendungen von Startups und Energieunternehmen



Quelle: Poyry in Anlehnung an dena ESMT Blockchain – Umfrage unter Führungskräften der deutschen Energiewirtschaft

Eine regionale Zuordnung lässt sich nicht vornehmen, auf nahezu allen Kontinenten werden aktuell wichtige Projekte von jungen Gründern und etablierten Unternehmen vorangetrieben. Die Energiewirtschaft in Deutsch-

land kann neben zahlreichen internationalen Unternehmen ebenfalls einige nennenswerte Projekte vorweisen, die international Beachtung finden. Nachfolgend ein kurzer Überblick über relevante Piloten und Projekte:

- **Prozessbasierte Anwendungen** wie „Slock.it“: Dieses Unternehmen hat für das E-Mobility-Ladeprojekt „Share & Charge – eine Kooperation mit innogy entwickelt, um – die Prozesse Automatisierung, Mobilität und Abrechnung zu simplifizieren. Weitere Unternehmen entwickelten die Anwendungen für Metering, Datentransfer, Netzmanagement etc. Im Zuge dieses Projekts rüstet innogy im April 2017 rund 1.000 Ladesäulen für Elektroautos auf die Blockchain-Technologie um. Das Konzept sieht vor, in den nächsten Monaten Hunderte weiterer E-Tankstellenumz urüsten.
- **Strom-Herkunftsnachweis-Plattform**, z. B. „daisee“: Ein Herkunftsnachweis für Strom ist sowohl für industrielle oder gewerbliche Stromnutzer als auch für Endkunden von Bedeutung, die erwarten, über Herkunft und Erzeugungsart die sogenannte Energie-Transparenz zu erhalten. Die Plattform dient darüber hinaus auch als Nachweis und unveränderbare Dokumentation der Lebens- und Alterungscharakteristik von Maschinenteilen und Maschinen, um z. B. die Wartung nachzuvollziehen, die Lebensdauer der Maschine zu optimieren und etwa Asset-Management-Strategien danach ausrichten zu können.
- **Strom-Trading-Plattform** wie z. B. „Volt Markets“: Es gibt unterschiedliche Handelsplattformen, die z. B. mit den Applikationen von intelligenten Netzen verbunden sind, oder die dezentrales Energiedaten-Management und Energieaustausch ermöglichen.
- **Peer-to-Peer-Handelsplattform** wie z. B. „LO3 Energy“: Hinter dem „Brooklyn Microgrid“ steckt das US-Unternehmen LO3 Energy. Eine Kombination aus Microgrid-Control-Lösung und der Blockchain-Technologie macht es möglich, dass Betreiber von Photovoltaikanlagen auf Dächern in Brooklyn den überschüssigen Strom in das bestehende lokale Netz einspeisen und eine Vergütung von ihren Nachbarn als Abnehmer erhalten. New York möchte in einer eigenen Energiestrategie die Energieversorgung der Stadt neu ausrichten, um unter anderem die Anfälligkeit gegenüber Umweltkatastrophen minimieren zu können.
- **Peer-to-peer-Handelsplattform**: Ähnlich wie Uber bei Fahrtendiensten will die niederländische Software-schmiede OneUp mit ihrem White-Label-Modell „POWR“ die Energiewirtschaft umkrepeln. Dezentrale Erzeugung und Verbrauch von Strom werden direkt zwischen Anlagenbetreibern, Prosumern und Konsumenten gehandelt. Aus den Vertragsbeziehungen einer „alten, zentralisierten Energiewelt“ werden „smarte“ Übereinkünfte. Zielgruppe der Blockchain-Technologie sind Energieversorgungsunternehmen.
- **Mieterstrom-Plattform**: Ein Konsortium aus GridSingularity, Fronius International, den Wiener IT-Spezialisten Guh, dem Institut für Immobilien, Bauen und Wohnen (IIBW) und der Stadt Wien haben die erste Blockchain-Anwendung für ein sogenanntes Mieterstrommodell realisiert. Die Vision von „Key2Energy“ ist es, dass jedes Mehrfamilienhaus in jeder Stadt zukünftig seinen Bewohnern selbsterzeugten Solarstrom zu wettbewerbsfähigen Preisen anbieten kann. Dabei wird im Mehrfamilienhaus ein kleiner, lokaler Energiemarkt geschaffen und die lokale Erzeugung dem lokalen Bedarf angepasst.
- **Micropayment und mobile Energie-Transaktionen**, z. B. M-PAYG: Das dänische Unternehmen hat sich die „Demokratisierung“ von Energieversorgung in Entwicklungsländern vorgenommen. Über Micropayment und mobile Energie-Transaktionen – ähnlich wie bei einer Überweisung von Geld – wird Menschen der Zugang zu Energie aus Solaranlagen auf Basis von Krypto-Währung ermöglicht. M-PAYG nutzt die Blockchain-Plattform Ethereum.
- **sonnen** führt gemeinsam mit dem Übertragungs-netzbetreiber TenneT ein Pilotprojekt durch, das dezentrale Batteriespeicher über eine Blockchain-Lösung in das Energieversorgungssystem einbindet. Haushalte sollten in Zukunft selbst zur Stabilisierung des Stromnetzes beitragen und helfen erneuerbare Energien besser zu integrieren. Netzstabilisierende Notmaßnahmen bei Überkapazitäten sollen so zukünftig vermieden werden. Technisch stützt man sich auf eine Open Source-basierte Lösung von IBM, die mit den dezentralen Heimspeichern von sonnen verknüpft werden.

- **Blockchain-Lösungen für Unternehmen in unterschiedlichen Bereichen**, z. B. BTL Group: BTL bietet Blockchain-Lösungen für Unternehmen in unterschiedlichen Bereichen, speziell jedoch im Finanz- und Energiesektor. Die Firma mit Standorten in Vancouver und London hat Prototypen entwickelt, die das Potenzial ihrer „Interbit“-Plattform demonstrieren, einer Blockchain-basierten Technologie für Zahlungsverkehr, Settlement-Prozesse und Asset-Handel.
- **Bilanzkreismanagement**: NRGCoin koordiniert Lastspitzen aus erneuerbaren Energien und den Strombedarf auf Verbraucher- und Netzebene und hat

sich vorgenommen, den Handel und Transport von Strom über die Landesgrenzen hinweg global zu „demokratisieren“ – also auf eine Vielzahl an Marktteilnehmern zu verlagern.

- **Authentifizierung**: Slock.it, das bereits einmal genannte, deutsche Startup, baut bereits seit 2015 an einer „Economy of Things“ und verbindet sichere Blockchain-Prozesse mit der physischen Welt von Tür- und Fahrradschlössern. Auch hier ist die zentrale Idee, auf Dritte bei Vertragsabschlüssen, Bezahlung und Authentifizierung verzichten zu können – beispielsweise bei der Vermietung von Wohnungen und Fahrrädern.

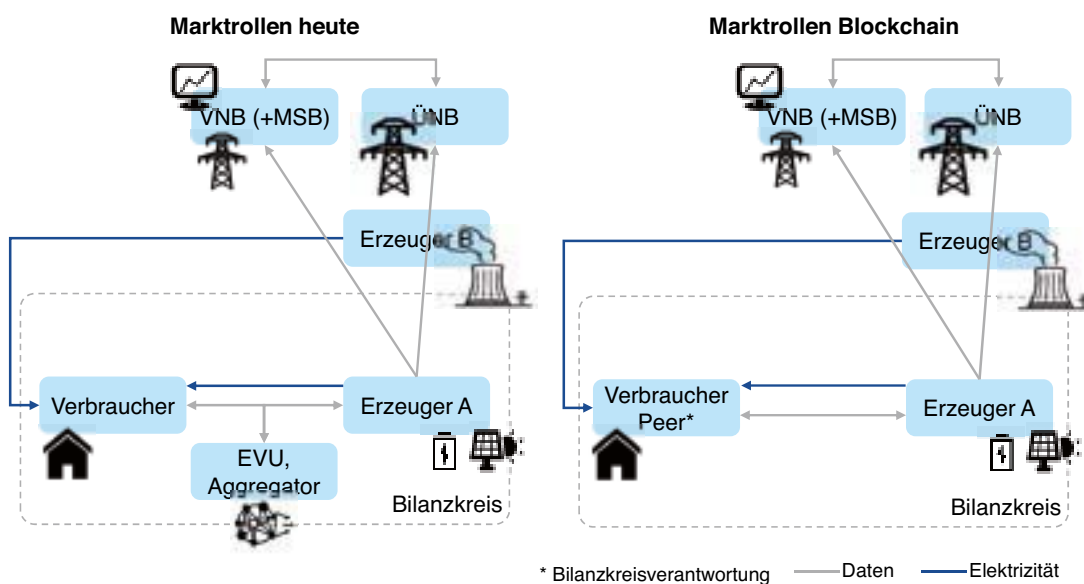
Neue Rollenmodelle und Prozesse entstehen mit der Blockchain

Der Vorteil von Blockchain-basierten Geschäftsmodellen liegt u. a. in der eindeutigen Zuordnung des eingespeisten Stroms von kleinen Zeiteinheiten (bis zu wenigen Minuten) auf einzelne Kunden. Es handelt sich hier um eine nahezu Echtzeit-Verrechnung von produziertem und verbrauchtem Strom zu variablen Preisen. Der Strom fließt weiterhin physikalisch vom nächstgelegenen Erzeuger direkt zum Verbraucher.

Die Blockchain-Transaktion bildet das datentechnische Abbild des physikalischen Stromflusses mit allen Marktgegebenheiten und technischen Parametern, so dass die Verteilnetz- und Übertragungsnetzbetreiber die Transaktion gegen die Einhaltung der Randbedingungen prüfen und verifizieren und damit das Gesamtsystem präziser steuern können.

Durch ein zeitnahes und vor allem vereinfachtes Prognose-, Ermittlungs- und Verrechnungsverfahren wird weniger Ausgleichsenergie anfallen, so dass das teure kurzfristige Re-Dispatching reduziert wird. Die nachfolgende

Abbildung 1.7: Änderung von Markttrollen mit Blockchain



Quelle: Grafik: Poyry, in Anlehnung an PwC, Blockchain – Chance für Energieverbraucher?, 2016

Darstellung zeigt die heutigen Markttrollen im Vergleich zur Situation beim Einsatz von Blockchain-Technologie.

Im Wesentlichen fällt die Rolle des Energie-Aggregators, des Handels und des Energievertriebes bei einem Blockchain-basierten Peer-to-Peer-Energieaustausch weg. Das bedeutet die Rollen „zerfallen“ und verteilen sich auf den dezentralen Einspeiser. Die anderen Prozesse zwischen den übrigen Marktteilnehmern verändern ihre Logik nicht grundsätzlich, jedoch ihr Volumen, wenn direkte Energielieferverträge zwischen Prosumern umgesetzt werden. Auswirkungen sind:

- Die an zentralen Institutionen wie EEX gehandelten Strommengen sinken.
- Energievertriebe werden an Bedeutung verlieren.
- Die Energiewirtschaft konnte auf Reststromlieferungen reduziert werden.

Die Abwicklung der energiewirtschaftlichen Prozesse (z. B. Bilanzkreismanagement, Abrechnung) kann sich vereinfachen und beschleunigen. Auch neue, oder auf die Blockchain angepasste regulatorische Rahmenbedingungen sind mit Blockchain einfacher aufgebaut und umzusetzen. Die Blockchain-Technologie kann daher sogar als „Diät“ für das vorhandene umfangreiche und komplexe Regelwerk eingesetzt werden.

Die Blockchain führt zu veränderten Rollen und Prozessen der Marktteilnehmer untereinander, kann aber auch zu Veränderungen und Verbesserungen innerhalb der Unternehmen selbst beitragen.

Weitere Anwendungsfelder für Blockchain liegen in zentralen Unternehmensfunktionen. Wenn beispielsweise die im Rechnungswesen geschaffenen einheitlichen Standards mit Blockchain-Transaktionen verbunden werden, kann man jegliche Finanztransaktion auf der Blockchain auch als zertifizierten Nachweis für einzelne Buchungen verwenden.

Grundsätzlich stellt sich allerdings die Frage nach der Kosteneinsparung durch eine Blockchain-basierte Transaktion gegenüber der herkömmlichen, zentralisierten und hoch standardisierten Form. Erst wenn die bisherigen Transaktionskosten im Verhältnis zum Wert der Transaktion hoch sind, ist eine Verlagerung auf die Blockchain-Technologie begründbar.

Da Zahlungstransaktionen in hoher zeitlicher Auflösung auf der Blockchain speicherbar sind, lassen sich diese Transaktionen bei einheitlichen Buchführungsstandards auch gleich in ein Blockchain-basiertes doppeltes Buch-

haltungssystem einpflegen. Damit gehören irrtümliche Fehler der Buchhaltung sowie Intransparenz oder Compliance-Verstöße der Vergangenheit an.


Die Rechnungsprüfung ist aktuell eine stichprobenhafte Buchprüfung durch Innenrevisionen, Finanzämter und Wirtschaftsprüfer. Künftig kann man diese Leistungen mithilfe von Smart Contracts und unter Beachtung der Privatsphäre auf der Blockchain automatisieren. Wenn das erwünschte Niveau an Transparenz zwischen allen Beteiligten verhandelt und in Protokollen fixiert ist, könnte der „Prüfungsbericht“ auf Knopfdruck erstellt werden.

1.6 Chancen und Herausforderungen, technologische, rechtliche und regulatorische Grenzen

Blockchain konkurriert mit bestehenden Lösungen und muss den Anwendern/Nutzern Vorteile bieten. Wie bei allen neuen Technologien sind die Erwartungen sehr hoch. Den Chancen und z.T. disruptiven Möglichkeiten der Blockchain-Technologie stehen Herausforderungen gegenüber.

Chancen bieten – neben den vorher hinreichend beschriebenen Anwendungsmöglichkeiten – die hohe Datenintegrität, die Sicherheit gegen IT-Netzausfall, die Prozessintegrität, die Transparenz sowie die kurze Dauer der Transaktionsabwicklung.

Dazu kommen die Pseudonymität, die Programmierbarkeit der Transaktionen und die Tatsache, dass man dem Geschäftspartner nicht mehr „blind“ vertrauen muss, sondern dass man weiß, dass ein sicherer Abstimm- und Konsensmechanismus zu einem verifizierten eindeutigen Ergebnis führt.

 **Chancen bieten die hohe Datenintegrität, die Sicherheit gegen IT-Netzausfall und die Prozessintegrität, die Transparenz sowie die kurze Dauer der Transaktionsabwicklung.**

Herausforderungen

Die Probleme aufgrund des hohen Energiekonsums und der geringen Skalierbarkeit sind heute noch nicht gelöst. Im Konzept Bitcoin/Blockchain ist derzeit ein enorm hoher Energieverbrauch festzustellen, der durch die notwendige hohe Rechnerkapazität im Rahmen des PoW entsteht. In absehbarer Zeit lösbar erscheinen dagegen die nicht ausreichende Interoperabilität verschiedener in Blockchain-Netzwerke eingebundener Systeme und die technischen Probleme bei der Implementierung eines Blockchain-Systems. Unklarheiten bestehen über adäquate dezentrale Organisationsformen der Blockchain und den Mangel an Standards.

Der zentrale Validierungsprozess für jede Blockchain ist noch nicht zufriedenstellend gelöst. Hier besteht noch ein hoher Kosten- und Zeitaufwand. Unterschätzt, inzwischen viel diskutiert, aber auch mit ersten Lösungsansätzen versehen, ist das Thema Cyber-Security, also die Sicherheit der Blockchain-Technologie gegen Cyber-Angriffe¹² und

die adäquate, vom Blockchain-System unabhängige, Sicherung privater Schlüssel.

Neben den technologischen Herausforderungen sind vor allem die rechtlichen und regulatorischen Fragestellungen zu nennen. Dazu zählen Fragen zur Einordnung von Smart Contracts vor Gericht, zum mangelnden Rechtsrahmen bezüglich des Betriebes von Blockchain-Technologien, zur Haftung und zu Rückabwicklungsmöglichkeiten der Vertragsparteien sowie zu Fragen des Datenschutzes. Mit dem von der EU geforderten „Grundrecht auf Datenhoheit“, steht das Recht auf Löschung persönlicher Daten im Widerspruch mit der Unveränderbarkeit eines Datensatzes in der Blockchain und der Irreversibilität einer Transaktion. Auch die Unklarheit, welches nationale Recht bei transnationalen Netzwerken gilt, ist noch zu beseitigen.

Herausfordernd ist auch die Positionierung von Blockchain-basierten Anwendungen in Bereichen, in denen bereits ausgereifte technische Lösungen etabliert sind. Vor allem werden Qualitäts- und Effizienzverbesserungen die stärksten Argumente für diese neue Technologie sein. Es gilt, eine kritische Masse an Marktteilnehmern zu überzeugen, Standards zu setzen und vor allem die Vorteile von Fälschungssicherheit, Transparenz, Irreversibilität und Dezentralität wertzuschätzen und entsprechende Anwendungen intensiv zu nutzen.

Weitere Herausforderungen ergeben sich hinsichtlich des Konsumentenschutzes, denn eine Transaktion via Blockchain schließt eine nachträgliche Stornierung eben dieser Transaktion aus. Auch der hohe Grad an Anonymität wird kritisiert, weil in einer Blockchain-Transaktion natürlich auch kriminelle Operationen, wie Steuerhinterziehung, Geldwäsche oder Terrorfinanzierung grundsätzlich anonym möglich sind. Bitcoin z.B. versteckt die Identität der Benutzer analog zu einer E-Mail-Adresse hinter einer öffentlichen Adresse als Pseudonym. Auch Hackerangriffe sind zu befürchten. Als Opfer bieten sich vor allem die Summen an, die in sogenannten e-Wallets gespeichert sind.

Ein e-Wallet ermöglicht es dem Nutzer, Guthaben auf elektronischen Plattformen zu speichern und zu Zahlungen für Waren und Dienstleistungen im Internet zu nutzen. Der Nutzer eines e-Wallets erhält ein Guthaben auf einem Konto (entspricht dem Auffüllen einer virtuellen „Geldbörse“) durch Einzahlung über die von ihm bevorzugte Zahlungsweise, die abhängig von den vom Anbieter ermöglichten Methoden erfolgt.

¹² News BTC – Cybersecurity Takes Prominence alongside Blockchain Technology in 2017

1.7 Empfehlungen und Ausblick

Vor dem Hintergrund der rasanten Entwicklung der Blockchain-Technologie und der technologischen und regulatorischen Chancen und Risiken stellen sich für jeden einzelnen Akteur des Energiesystems ganz individuelle, unternehmerische und strategische Fragen. Gefährdet die Blockchain-Technologie das bestehende Energie- und Infrastrukturgeschäft, oder sollte und kann die Technologie genutzt werden, um neues Geschäft in neuen Märkten zu entwickeln oder das bestehende Geschäft in existierenden Märkten zu optimieren? Kann Blockchain zum Digitalisierungsmotor des spezifischen Energieunternehmens werden? Dazu sind auf der einen Seite die Möglichkeiten aus Unternehmenssicht zu bewerten, z. B.:

- Positionierung als Innovator, Vorsprung als „Early Adopters“
- Marktanteile gewinnen, Einnahmequellen erschließen
- Zwischeninstanzen verdrängen

Auf der anderen Seite sind die Gefahren zu identifizieren:

- Verlust von Marktanteilen
- Verlust von Gestaltungsspielraum
- Als Zwischeninstanz übergangen werden
- Passive Übernahme einer entwickelten Technologie
- Überrumpelung, Umsturz, Disruption

Bisher fehlen noch nachhaltig wirtschaftlich nutzbare und für den Energiekunden attraktive Anwendungen. Hier suchen gerade die Energieunternehmen, deren Transaktionskosten regelmäßig den Wert der Transaktion übersteigen, z. B. im Energiehandel und der Abrechnung von Kleinstmengen, nach neuen wirtschaftlichen Blockchain-basierten Lösungen.

Vielversprechend sind hier Ansätze, die den Energie-Infrastrukturbetreiber (Übertragungs- oder Verteilnetzbetreiber) als „Realisierer“ des physikalischen Energieübertragungsprozesses einbeziehen und so eine Art „Echtzeit-Energiewirtschaft“ ermöglichen könnten. Der Energiesystembetreiber ist in den Verifikations- und Konsensfindungsprozess eines geplanten P2P-Handelsgeschäfts eingebunden und damit sofort über alle marktseitigen Aktivitäten informiert.

Für den Energievertrieb werden Ansätze von Bedeutung, die auf Zuverlässigkeit und Transparenz aufbauen. Das Versprechen der Blockchain-Technologie ist eine erhöhte, implizit eingebaute Sicherheit vor Manipulation aufgrund der kryptographischen Verknüpfung der Blöcke, der dezentralen Speicherung und der „unveränderbar“ fixierten Daten. Die sogenannten „Hard Forks“ – das Ergebnis einer Änderung im Blockchain-Protokoll, das

nicht abwärts-kompatibel ist – zeigen jedoch, dass hier zumindest noch Anpassungen notwendig sind.

Die Kosten-/Nutzen-Betrachtung von Blockchain-Modellen kann im Jahr 2017 nicht abschließend beurteilt werden. Während die Kosten der Datenübertragung und -speicherung eine immer geringere Rolle spielen, ist der Validierungsprozess jedoch mit gewissem Aufwand – auch Energieaufwand – und entsprechenden Kosten verbunden. Die Lösung des Problems ist Kern der Bemühungen der Blockchain-Entwickler und wird voraussichtlich durch geeignete Misch-Knotenstrukturen und/oder Verkürzen von langen Block-Ketten durch Abschneiden und Zwischenarchivierung realisiert werden. Aus heutiger Sicht dürften sich am Markt mittelfristig hybride Formen etablieren, welche die Vorteile der Blockchain-Technologie mit konventionellen Ansätzen kombinieren, z. B. Blockchain-Modelle mit dezentraler, verantwortlicher Instanz.¹³ Die Dezentrale Autonome Organisation (DAO) könnte hier an Bedeutung gewinnen. Sie wurde von dem Unternehmen Slock.it entwickelt und in einem Whitepaper veröffentlicht. Ihre Aufgabe besteht darin, Ether (die Standard-Krypto-Währung in Ethereum) durch Verkauf von Stimmberechtigungsanteilen einzunehmen, ein Entscheidungsgremium über die Verwendung des gesammelten Ethers abzuhalten und entsprechend gesammelte Ether zu überweisen. Es handelt sich damit um ein autonomes und automatisiertes Investmentvehikel.

DAO wurde im April 2016 in die Blockchain hochgeladen und durchlief ein Crowdfunding bis zum 28. Mai 2016 (gekauft wurde mit der Krypto-Währung Ether). DAO-Token, die zur Stimmabgabe für die mit DAO getroffenen Entscheidungen berechtigen, können auf diversen Krypto-Börsen gehandelt werden. Am 17. Juni 2016 hat ein Unbekannter durch einen Fehler im Smart Contract von DAO 3,6 Millionen Ether unbrauchbar gemacht.


➔ Aus heutiger Sicht dürften sich am Markt mittelfristig hybride Formen etablieren, welche die Vorteile der Blockchain-Technologie mit konventionellen Ansätzen kombinieren.

Unabhängig von einer Kosten-/Nutzen-Betrachtung muss festgehalten werden, dass die Entwicklung der Blockchain-Technologie nicht aufzuhalten sein wird. Die

¹³ Robert Schwarz, Meeting the blockchain microgrid challenge, Power in Europe, Issue 747/April 10, 2017

Herausforderungen und Fragen technologischer und regulatorischer Art werden perspektivisch gelöst werden. Bislang gewinnt die Entwicklungsgeschwindigkeit sogar eher noch an Fahrt. In wenigen Jahren wird damit eine digitale Technologie zur Verfügung stehen, die neue, schnelle, sichere und wirtschaftliche Prozesse und Abläufe ermöglicht.

Mit den gesammelten Erfahrungen in der Finanzwirtschaft wird die Blockchain-Technologie auch in die Energiewirtschaft vordringen und die Rollen aller Energiemarkt-Teilnehmer, insbesondere der dezentralen, zellularen Systeme, nachhaltig verändern. Wenn Milliarden von Endgeräten miteinander in Echtzeit kommunizieren und sich gegen Knappheitssignale aus dem Netz und dem Markt optimieren¹⁴, wird diese Technologie zum Standard.

 **Unternehmen sollten den disruptiven Charakter der Blockchain-Technologie verstehen und antizipieren, bevor man selber disruptiert wird.**

Um sich auf diese Entwicklung einzustellen, sollte jeder Energiemarktpartner mit gesteigerter Aufmerksamkeit mehr und mehr Blockchain-Kenntnisse erwerben und erste Pilot- und Testanwendungen, zunächst neben dem bestehenden Geschäft, auf den Weg bringen. Bei diesen Investitionen sollte systematisch und nicht übereifrig vorgegangen werden. Dennoch müssen Fehler und Irrtümer zugelassen werden, um gerade aus diesen Fällen lernen zu können. In der Energiewirtschaft sind viele digitale Dienstleistungen bereits ohne Blockchain möglich, so dass am Ende eine Revolution auf dem Strommarkt für etablierte Unternehmen weniger bedrohlich ausfallen würde, als es die aktuellen Piloten und Beispiele vermuten lassen.

¹⁴ Jens Strüker, Hochschule Fresenius – Mit Blockchain-Technologie in die Echtzeit-Energiewirtschaft, Januar 2017

Quellen:

- Alicia Naumoff, Why Blockchain Needs 'Proof of Authority' Instead of 'Proof of Stake', 26.4.2017
- Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen, Statistisches Kraftfahrt-Bundesamt, 2016
- dena, ESMT, Blockchain – Umfrage unter Führungskräften der deutschen Energiewirtschaft, 2016
- Eckart Lindwedel, Vortrag Rolle des VNB, I. Blockchain Day Berlin, Mai 2016
- EventHorizon, Auswertung Poll unter den 550 Teilnehmern der Konferenz, Wien Februar 2017
- Ewald Hesse, CEO GridSingularity, persönliches Interview März 2017 (erschieden in Pöyry Post 3/2017)
- Frank Bolten, Vortrag im Rahmen dena-Dialogveranstaltung „Blockchain in der Energiewende“, Februar 2017
- Gavin Wood, Vision eines heterogenen Multi-Chain-Framework nicht als Blockchain organisiert, sondern in sogenannten „Polkadots“ White-Paper, 2016
- Jens Strüker, Hochschule Fresenius – Mit Blockchain-Technologie in die Echtzeit-Energiewirtschaft, Januar 2017
- Mark Walport, Distributed Ledger technology: beyond Blockchain, A report by the UK Government Chief Scientific Adviser, 2016
- Martin Roßmann, Viessmann Group, House of Energy-Congress, Frankfurt, März 2017
- Michael Merz, Einsatzpotenziale der Blockchain im Energiehandel, erschienen in „Blockchain Technology Einführung für Business- und IT Manager“, de Gruyter, 2016 und persönliches Interview März 2017
- News BTC – Cybersecurity Takes Prominence alongside Blockchain Technology in 2017
- PwC – Blockchain – Chance für Energieverbraucher? Düsseldorf, 2016
- Robert Schwarz, Meeting the blockchain microgrid challenge, Power in Europe, Issue 747/April 10, 2017
- Satoshi Nakamoto: Bitcoin: A Peer-to-Peer Electronic Cash System, White Paper, 2008
- Shermin Voshmgir: Blockchains, Smart Contracts und das Dezentrale Web, Technologiestiftung Berlin, 2016
- Vitalik Buterin: Ethereum: A next-generation smart contract and decentralized application platform. <https://github.com/ethereum/wiki/wiki/White-Paper>, 2013

Weblinks

<http://www.coindesk.com/>
<https://bitcoinmagazine.com/>
<https://www.cryptocoinsnews.com/>
<http://coinmarketcap.com/>
<http://www.newsbtc.com/>

Energie in der Welt

- 2.1 Zahlen & Fakten
- 2.2 Perspektiven der weltweiten Energieversorgung bis zum Jahr 2060
- 2.3 Klimaverhandlungen COP 22 in Marrakesch
- 2.4 Klimapolitische Instrumente unter besonderer Berücksichtigung von Emissionshandelsystemen
- 2.5 Die globale Entwicklung erneuerbarer Energien
- 2.6 Energiepolitik in den USA
- 2.7 Liquefied Natural Gas – Entwicklungen und Perspektiven



2.1 Zahlen & Fakten

Die G20-Länder¹, die die Basis für die Bewertung der weltweiten Verbrauchszahlen darstellen, verzeichneten 2016 ihre schwächste wirtschaftliche Entwicklung seit der Finanzkrise. Der Energieverbrauch stieg jedoch um rund 1 % im Vergleich zum Vorjahr. Der Kohleverbrauch fiel im dritten Jahr in Folge getrieben durch die Entwicklung in China. Der Ölverbrauch hatte 2016 nahezu die gleiche Steigerungsrate wie 2015, die somit deutlich oberhalb des historischen Trends lag. Ebenso stieg der Gasverbrauch auf ein Niveau nahe am durchschnittlichen Verbrauch der letzten 10 Jahre. Das Wachstum der Stromnachfrage in China trug mehr als 2/3 zum Stromverbrauchswachstum der G20 bei.

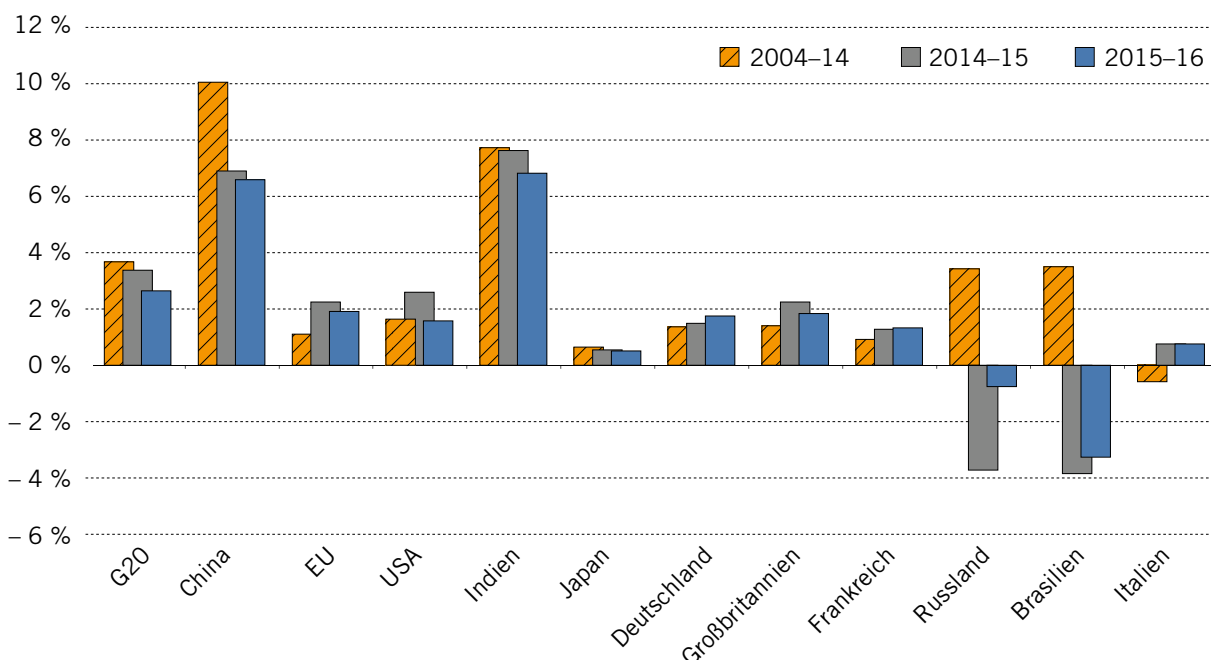
Wirtschaftswachstum

Das globale Wirtschaftswachstum fiel 2016 auf 2,6 %, den niedrigsten Wert seit der Finanzkrise. Ursachen sind geringeres Wachstum in den drei größten Volkswirtschaften China, der Europäischen Union und den USA sowie die anhaltende Rezession in Brasilien und Russland.

Das Wirtschaftswachstum in China liegt nach wie vor auf einem hohen Niveau, auch wenn das Land aktuell eine Abkühlung des Wachstums erfährt und die niedrigste Wachstumsrate seit 1990 aufweist, bedingt durch Kapazitätskürzungen im Kohle- und Stahlsektor und wegen niedrigerer privater heimischer Investitionen. In den USA wuchs die Wirtschaft lediglich um 1,6 %, die niedrigste Rate seit 2011, beeinflusst durch billiges Öl und einen starken Dollar. In der EU fiel das Wachstum auf 1,9 %, vor allem getrieben durch schwache Investitionen und trotz unterstützender Geldmarktpolitik der EZB. Wie in den letzten Jahren wird eine verstetigte Divergenz der wirtschaftlichen Entwicklung zwischen den Mitgliedstaaten beobachtet: Deutschland wächst weiterhin stärker als

¹ G20-Länder: Repräsentieren 90 % des weltweiten BIP sowie 80 % des globalen Energieverbrauchs (Argentinien, Australien, Brasilien, China, Deutschland, EU, Frankreich, Großbritannien, Indien, Indonesien, Italien, Japan, Kanada, Mexiko, Russland, Saudi Arabien, Südafrika, Südkorea, Türkei und die USA)

Abbildung 2.1: Wirtschaftswachstum in den wichtigsten G20-Ländern (in %/Jahr)



Anteil am G20-BIP	China	EU	USA	Indien	Japan	Deutschland	GB	Frankreich	Russland	Brasilien	Italien
	23 %	20 %	20 %	9 %	5 %	4 %	3 %	3 %	3 %	3 %	2 %

Quelle: Enerdata



Frankreich und Italien, aber schwächer als das Vereinigte Königreich (UK).

Russland und Brasilien befinden sich nach wie vor in einer Rezession, jedoch hellt sich die Situation in Russland auf, teilweise hervorgerufen durch die stabileren Ölpreise.

➔ **Das globale Wirtschaftswachstum fiel 2016 auf 2,6 %, den niedrigsten Wert seit der Finanzkrise.**

Das Wachstum in Indien bleibt hoch und wird unterstützt durch einen robusten privaten und staatlichen Verbrauch. Damit steigt auch das Gewicht Indiens in der globalen Wirtschaft weiter.

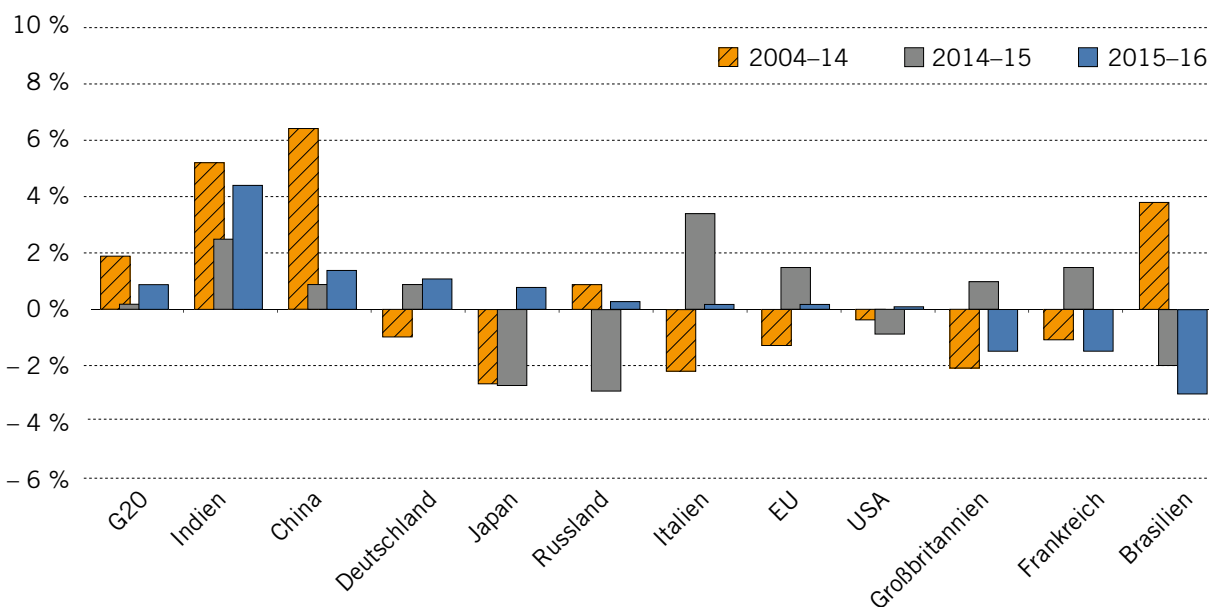
Primärenergieverbrauch

Trotz des geringen Wirtschaftswachstums, stieg der Primärenergieverbrauch der G20-Staaten leicht auf

10,9 Mrd toe. Diese Steigerung ist vor allem auf die Nachfrage aus China, dem weltweit größten Energieverbraucher, und aus Indien zurückzuführen. Der stabile Energieverbrauch in den USA und die Erholung der Nachfrage in Japan und Russland trugen ebenfalls zur Steigerung bei, wenn auch im kleineren Ausmaß. Im Gegensatz dazu stabilisierte sich die Energienachfrage in der EU in 2016, was wiederum das Wachstum des globalen Verbrauchs dämpfte. Aufgrund von Wirtschaftswachstum und kälteren Wetterbedingungen im Vergleich zum Vorjahr konnte in 2015 (und ebenfalls 2010) ein starker Zuwachs in der Energienachfrage in der EU verzeichnet werden.

➔ **Trotz des geringen Wirtschaftswachstums, stieg der Primärenergieverbrauch der G20-Staaten leicht.**

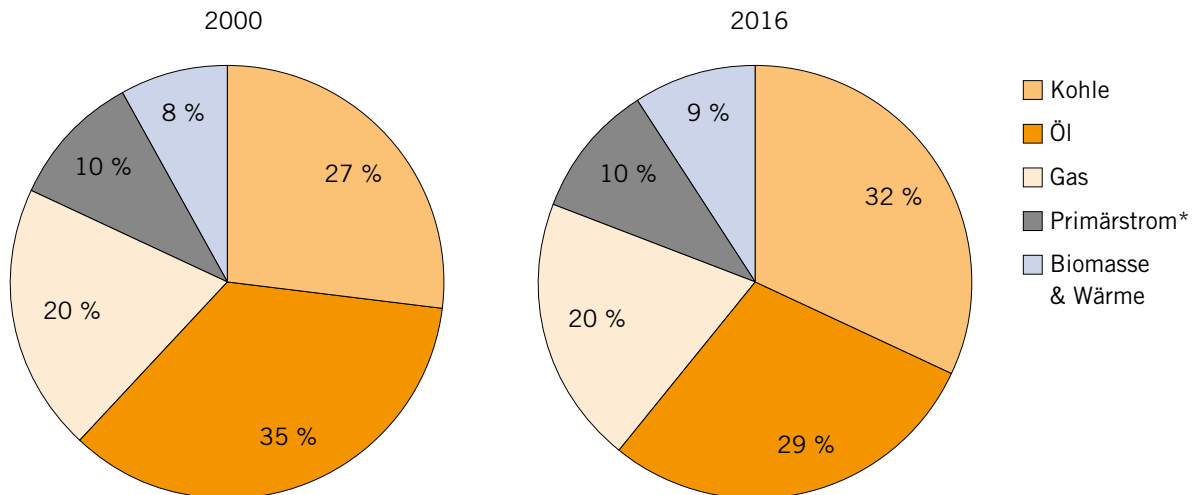
Abbildung 2.2: Trends im Primärenergieverbrauch der G20-Länder (in %/Jahr)



Anteil am Primärenergieverbrauch	Indien	China	Deutschland	Japan	Russland	Italien	EU	USA	GB	Frankreich	Brasilien
	8 %	29 %	3 %	4 %	6 %	1 %	15 %	20 %	2 %	2 %	3 %

Quelle: Enerdata

Abbildung 2.3: Aufteilung des Energieverbrauchs für die G20-Länder



* Kernenergie, Wasserkraft, Windenergie, Sonnenenergie und Erdwärme

Quelle: Enerdata

Aufteilung des Energieverbrauchs

Der Anteil von Kohle ist zwischen 2000 und 2016 (+ 5 %-Punkte) stark gestiegen, was vor allem auf die Entwicklung in China zurückzuführen ist. Im Laufe des 2000-2016 Zeitraums hat Kohle den größten Anteil am Energieverbrauch der G20-Länder erreicht. Im Unterschied dazu hat sich der Anteil von Öl verringert, von einer dominierenden Position in 2000 bis auf 29 %. Der Anteil von anderen Energien hat sich leicht verändert, und zwar auf 20 % für Gas, 10 % für Kernenergie und 9 % für erneuerbare Energien (Biomasse und Wärme).

Kohlemarkt

Der chinesische Kohleverbrauch verringerte sich 2016 das dritte Jahr in Folge. Dieser Rückgang folgte auf einige Jahre schwachen Wachstums und hat vor allem drei Gründe. Erstens: Das schwächere Wirtschaftswachstum in China und strukturelle Änderungen in der Industrie (Übergang von energieintensiven Industrien zu verarbeitender Industrie und Dienstleistungen). Zweitens: Hohe Effizienzgewinne in der verarbeitenden Industrie und in der Stromerzeugung (Abschalten alter Kraftwerke, Bau neuer Kraftwerke mit modernsten, hocheffizienten Technologien z. B. ultra-superkritische Kohlekraftwerke). Drittens: Der Regierungswille, die CO₂-Intensität Chinas zu verringern, die Luftverschmutzung zu begrenzen und die Kohleverstromung zugunsten von Erdgas und erneuerbaren Energien zu reduzieren. Die Regierung wies die Still-

legung einiger Kohlekraftwerke an. Deswegen verringerte sich unter anderem der Kohleanteil am Strommix von 80 % in 2010 auf 70 % in 2016. Die Regierung plant zudem den Bau neuer Kohlekraftwerke und von kohle-basierten Chemieanlagen zu reduzieren.

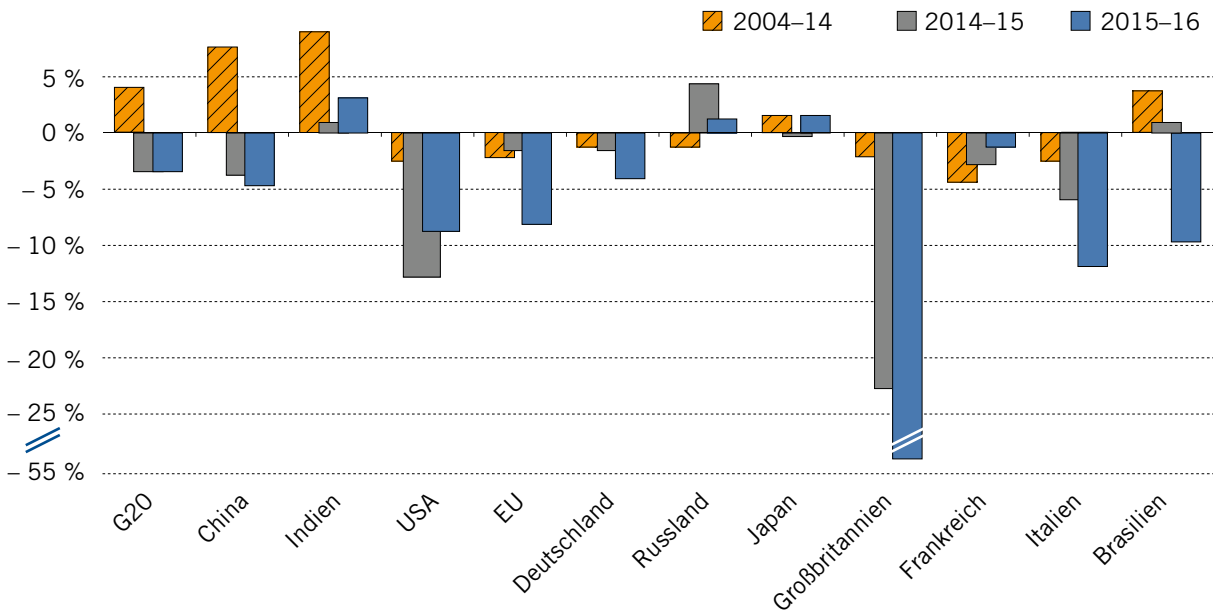
Der Kohleverbrauch verringerte sich auch in den Vereinigten Staaten im dritten Jahr in Folge. Die Entwicklung unterstreicht den stattfindenden Ersatz von Kohle durch Erdgas im Stromerzeugungsmix. Während 2015 rund 15 GW an thermischer Kraftwerkskapazität geschlossen wurden, waren es 2016 rund 7 GW – das ist mehr als an Kohlekraftwerkskapazität in den letzten 15 Jahren hinzugekommen ist.

➔ **Der chinesische Kohleverbrauch verringerte sich 2016 das dritte Jahr in Folge.**

Dagegen wuchs die Kohlenachfrage in Indien, wenn auch abgeschwächt. Als heimische und billige Energiequelle bleibt Kohle das Rückgrat der Energieversorgung: 2016 wurden 16 GW an Kohlekraftwerkskapazitäten in Betrieb genommen, soviel wie in den vergangenen fünf Jahren.

Die Kohlenachfrage war wesentlich schwächer in der EU. Insbesondere im Vereinigten Königreich erfuhr Kohle mit -50 % eine massive Abnahme, vor allem hervorgerufen durch den stattfindenden drastischen Niedergang der

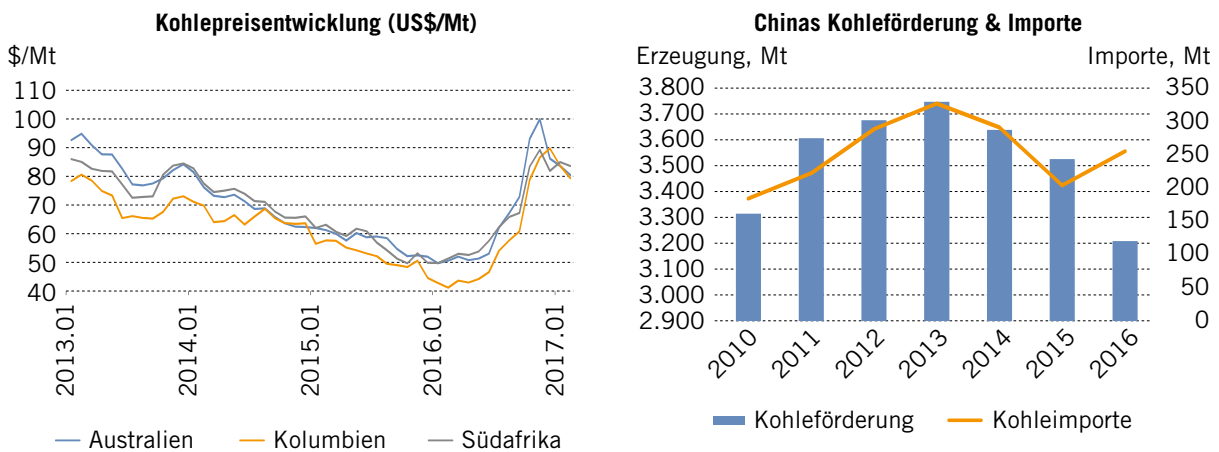
Abbildung 2.4: Kohleverbrauchstrends in den G20-Ländern (in %/Jahr)



Anteil am G20-Kohleverbrauch	China	Indien	USA	EU	Deutschland	Russland	Japan	GB	Frankreich	Italien	Brasilien
	51 %	14 %	10 %	10 %	3 %	3 %	3 %	<1 %	<1 %	<1 %	<1 %

Quelle: Enerdata

Abbildung 2.5: Kohlepreistrends sowie Kohleproduktion und -importe in China



Quelle: Enerdata

Kohlestromerzeugung und den starken Preisanstieg der Kohle auf den Märkten.

Die Kohlepreise stiegen auf den australischen und südafrikanischen Märkten zwischen 2015 und 2016 um rund 14 %, die kolumbianische Kohle um rund 10 %. Grund für den starken Anstieg bei den Kohlepreisen war der Produktionsrückgang in China um 9 %. Diese Knappheit führte zu Preissprüngen und zum Wiedererstarben der Importe. Die Produktionskürzung in China zielt darauf ab, die Produktion auf die geringere Kohlenachfrage einzustellen und ist auch im Rahmen der chinesischen Politik zu sehen, veraltete Produktionskapazitäten bis 2020 um 800 Mt/Jahr zu verringern, während in dem Zeitraum die Nutzung modernerer Kohlekapazitäten um 500 Mt/Jahr ausgeweitet werden sollte.

Ölmarkt

Der Ölverbrauch der G20-Länder wuchs 2016 fast mit der gleichen Steigerungsrate wie 2015 (etwa 1,5 % p.a.), die somit deutlich über dem historischen Trend lag.

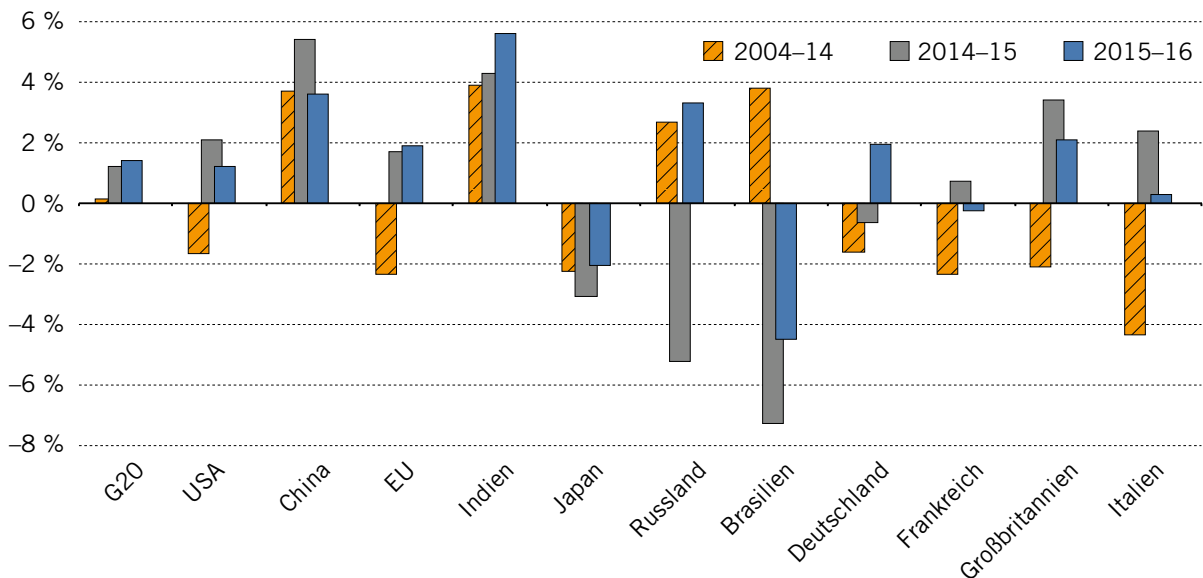
Die überdurchschnittliche Nachfrage trat in einigen großen Ölverbrauchsländern auf. Nach mehreren Jahren des Rückgangs, stieg der Ölverbrauch in der EU und in den USA das zweite Jahr in Folge, getrieben durch die wirtschaftliche Erholung. Russland erlebte eine starke Erholung des Ölverbrauchs als Ergebnis der wirtschaftlichen Verbesserung. In China und Indien ist die Nachfrage hoch geblieben, im Einklang mit dem historischen Durchschnitt und der dynamischen Entwicklung der Fahrzeugflotte.

Im Gegensatz dazu führte der starke wirtschaftliche Niedergang in Brasilien zu einem Rückgang der Ölnachfrage im zweiten Jahr in Folge.

➔ **Der Ölverbrauch der G20-Länder wuchs 2016 fast mit der gleichen Steigerungsrate wie 2015 (etwa 1,5 % p.a.), die somit deutlich über dem historischen Trend lag.**

Trotz des nachhaltigen Wachstums beim Ölverbrauch setzten die Rohölpreise ihre Talfahrt auf jährlicher Basis

Abbildung 2.6: Der Ölverbrauch in den G20-Ländern (in %/Jahr)

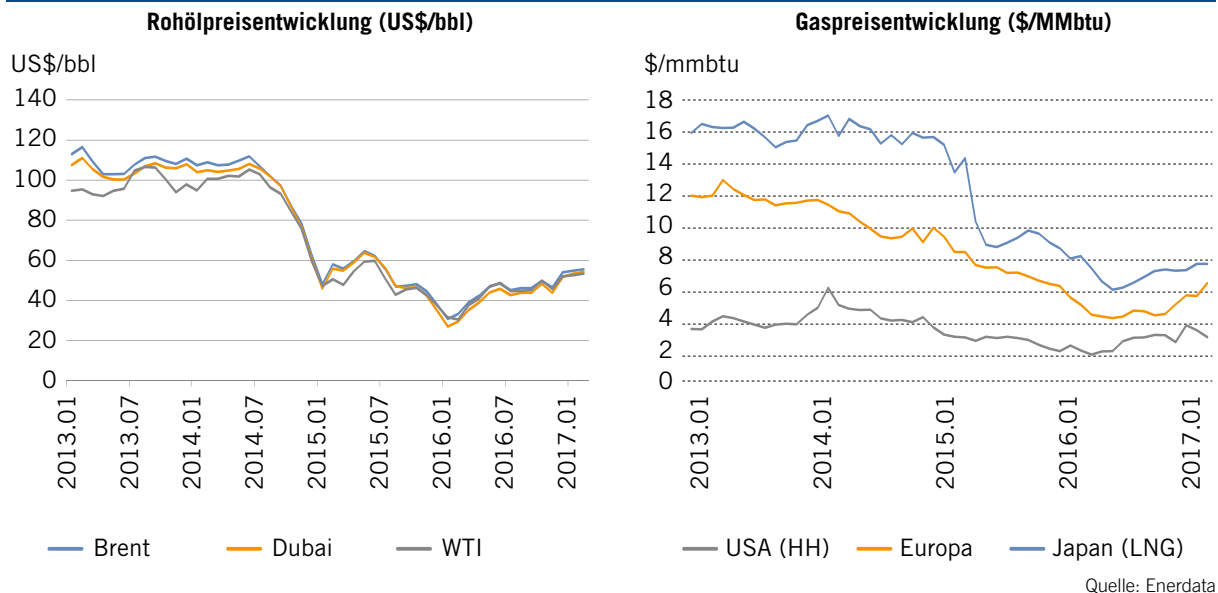


Anteil am G20-Ölverbrauch	USA	China	EU	Indien	Japan	Russland	Brasilien	Deutschland	Frankreich	GB	Italien
	25 %	17 %	17 %	7 %	5 %	5 %	4 %	3 %	2 %	2 %	2 %

Quelle: Enerdata



Abbildung 2.7: Rohöl- und Erdgaspreise



auch in 2016 fort: der Durchschnitt 2016 lag um ca. 25 % niedriger als 2015. Allerdings stieg der Ölpreis innerhalb des Jahres 2016 auch um 80 % und erreichte im Dezember 2016 Werte um die 50 US-\$ pro Barrel. Diese Trendumkehr resultiert aus zwei Gründen: Zum einen führten die niedrigen Ölpreise zu einer verringerten Profitabilität und damit zu starken Einschnitten in der Ölförderung in den USA (-6,1 % zu 2015), in China (-6,9 %) und in geringerem Maße in Kanada (-0,7 %), wo ein verheerender Flächenbrand in der Fort McMurray-Region zu Produktionseinschränkungen führte. Zum anderen einigten sich die OPEC-Mitglieder und Russland am 30. November 2016 auf Produktionskürzungen und gaben damit Impulse zu einem Preisanstieg im Dezember 2016.

➔ Trotz des nachhaltigen Wachstums beim Ölverbrauch setzten die Rohölpreise ihre Talfahrt auf jährlicher Basis auch in 2016 fort: der Durchschnitt 2016 lag um ca. 25 % niedriger als 2015.

Die Erdgaspreise in Europa und in Japan wurden durch den Rückgang der Rohölpreise beeinflusst und so fiel der Jahresdurchschnitt in 2016 um rund 30 % im Vergleich zu 2015. Wie beim Öl konnte sich jedoch der Erdgaspreis im 2. Quartal 2016 erholen und im zweiten Halbjahr ei-

nen positiven Trend beibehalten. In den USA war der Rückgang der Erdgaspreise um 5 % deutlich moderater.

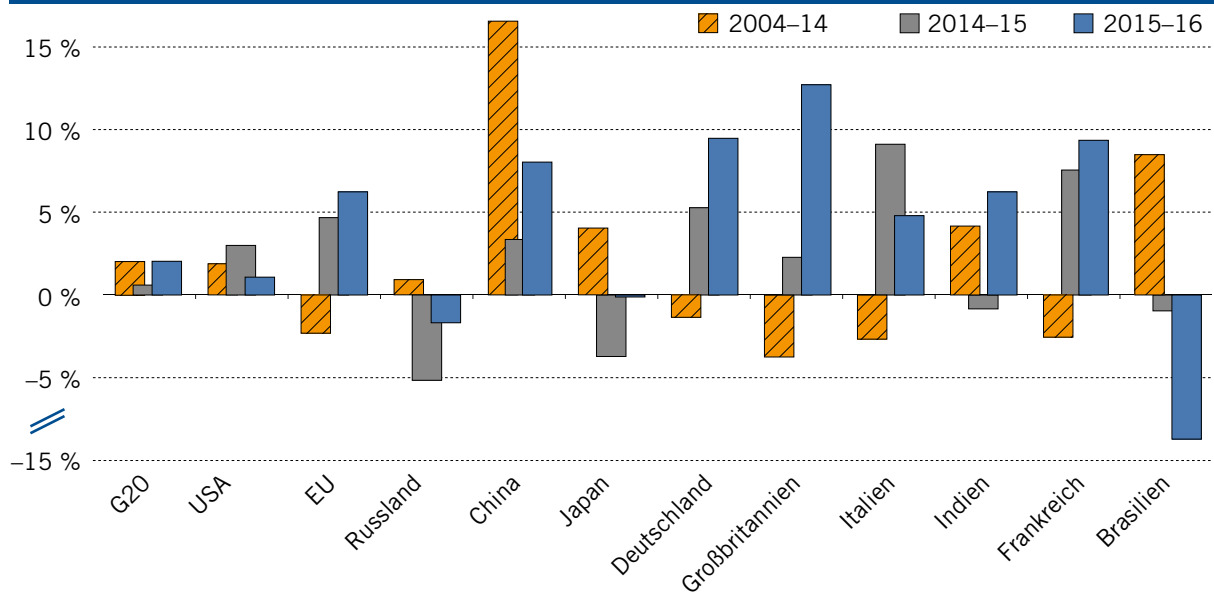
Erdgasmarkt

Nachdem das Wachstum des Erdgasverbrauchs 2014 einbrach und 2015 nahezu unverändert blieb, stieg es 2016 an und erreichte fast den 10-Jahres-Durchschnittswert.

Diese Erholung resultiert aus drei Trends. Erstens, gab es in Russland und in Japan einen geringen Rückgang, der teilweise auf die dortige wirtschaftliche Abschwächung zurückging. Zweitens, wuchs die Erdgasnachfrage in China stark an, wenn auch geringer als im historischen Durchschnitt von 16,2 %, da die Wirtschaft schwächer wuchs. Und drittens, wenn auch mit einem geringeren Beitrag: Das wiederbelebte Wachstum in Indien, das oberhalb des historischen Durchschnittswerts liegt.

Im Gegensatz dazu verringerte sich das Nachfragewachstum in den USA bedingt durch steigende Erdgaspreise. Der EU-Erdgasverbrauch 2016 blieb in etwa auf dem Niveau des Vorjahres. Die Wetterbedingungen hatten keinen nennenswerten Einfluss, da 2016 in etwa die gleiche Durchschnittstemperatur aufwies wie 2015.

Abbildung 2.8: Trends im Erdgasverbrauch in den G20 Ländern (%/Jahr)



Anteil am G20-Erdgasverbrauch	USA	EU	Russland	China	Japan	Deutschland	GB	Italien	Indien	Frankreich	Brasilien
	30 %	18 %	16%	8 %	5 %	4 %	3 %	3 %	2%	2 %	1 %

Quelle: Enerdata

Strommarkt

Der Stromverbrauch erholte sich 2016, nachdem er sich 2015 stabilisiert hatte, blieb aber mit den Wachstumsraten hinter der bisherigen historischen Entwicklung zurück. Das Wachstum resultierte aus zwei gegenläufigen Entwicklungen. Das Wachstum des Stromverbrauchs in China war für mehr als 2/3 des G-20 Verbrauchswachstums verantwortlich – trotz der Veränderungen in der chinesischen Industrie und deutlicher Verbesserungen bei der Energieeffizienz. In einem geringeren Maße trug auch Indien dank einer starken wirtschaftlichen Aktivität zum Stromwachstum bei, ebenso die steigende Stromnachfrage in Kanada und Russland.

Im Gegensatz dazu führten die Verbesserungen bei der Energieeffizienz zu einem Rückgang des Stromverbrauchs in den USA (zum sechsten Mal in acht Jahren) und in Japan sowie zu einem stabilen Verbrauch in der EU.

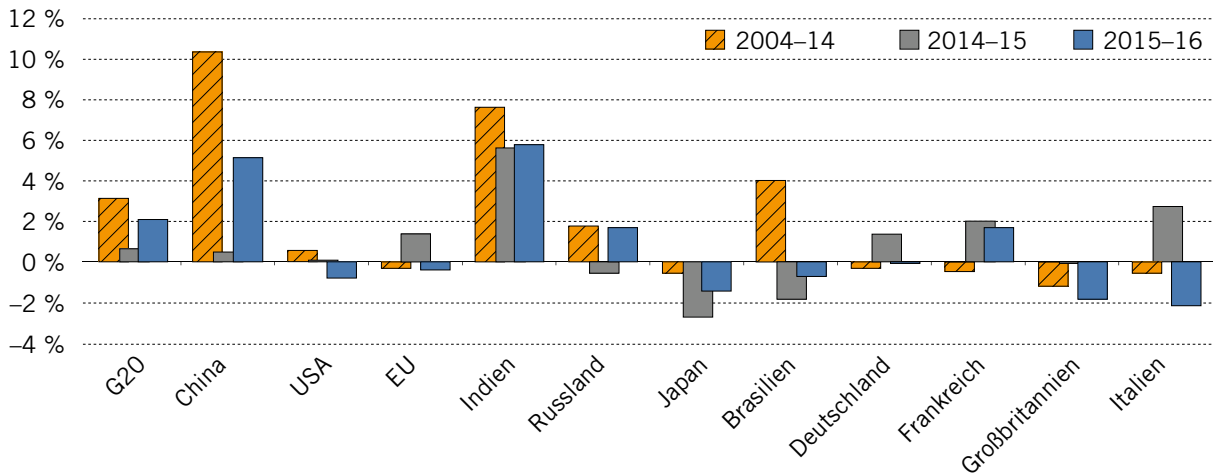
➔ **Das Wachstum des Stromverbrauchs in China war für mehr als 2/3 des G-20 Verbrauchswachstums verantwortlich – trotz der Veränderungen in der chinesischen Industrie und deutlicher Verbesserungen bei der Energieeffizienz.**

China nutzt zunehmend erneuerbare Energien bei der Stromproduktion. Der starke Zubau von Windkraftanlagen in China (2015 wurde mit 30 GW Zubau ein Rekord erzielt und 2016 wurden rund 22 GW zugebaut), führten zur deutlichen Steigerung der Stromerzeugung aus Windenergie in China (+30 % im Jahr 2016). Damit überholt China die USA bei der Windstromproduktion. Insgesamt hat sich die chinesische Windstromerzeugung seit 2010 verfünffacht.

Trotz dieses beeindruckenden Trends, steht Windenergie in China lediglich für 4 % der gesamten Stromproduktion im Vergleich zu den USA mit 5 % und der EU mit 10 %. Kohle steht in China immer noch für 68 % der Strom-



Abbildung 2.9: Stromverbrauchstrends in den G20-Ländern (in %/Jahr)



Anteil am G20-Stromverbrauch	China	USA	EU	Indien	Russland	Japan	Brasilien	Deutschland	Frankreich	GB	Italien
	29 %	21 %	16 %	6 %	5 %	5 %	3 %	3 %	2 %	2 %	2 %

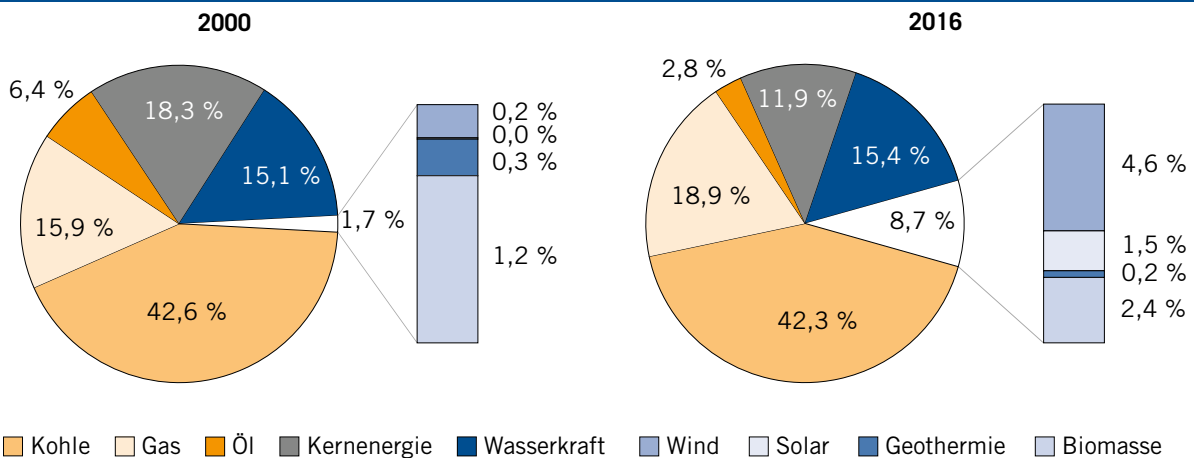
Quelle: Enerdata

erzeugung. In jeder Woche des Jahres 2016 wurden rund 1 GW an neuen Kohlekraftwerkskapazitäten ans Netz angeschlossen. Nun plant die Regierung einige ältere Kohlekraftwerke stillzulegen und mehr als 100 GW an Kohlekraftwerksprojekten des zwölften und dreizehnten Fünfjahresplanes einzustellen. Parallel dazu werden auch Wasserkraft und Kernenergie stark weiterentwi-

ckelt; stehen dabei aber nur für 20 % bzw. 4 % des erzeugten Stroms.

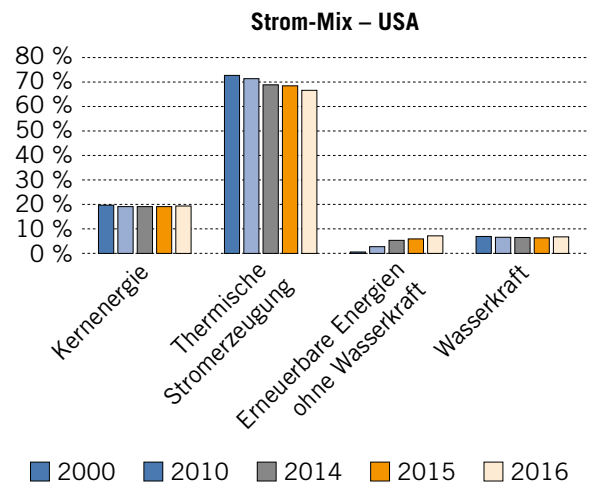
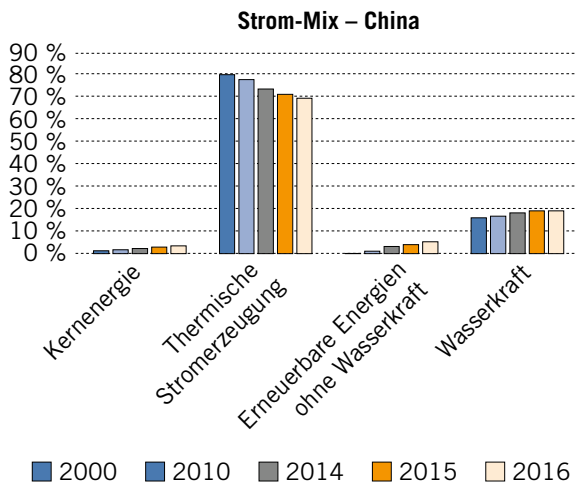
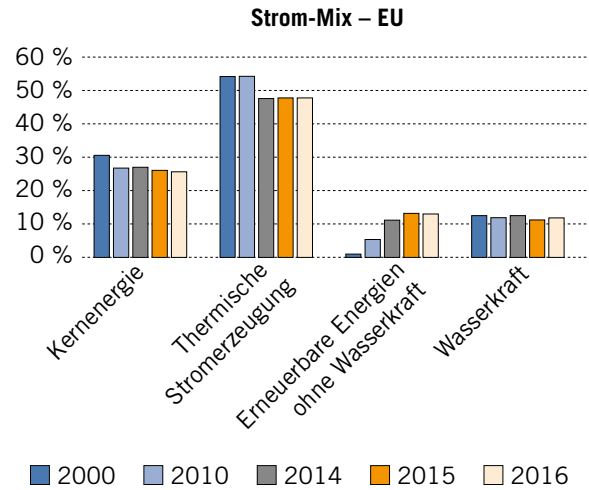
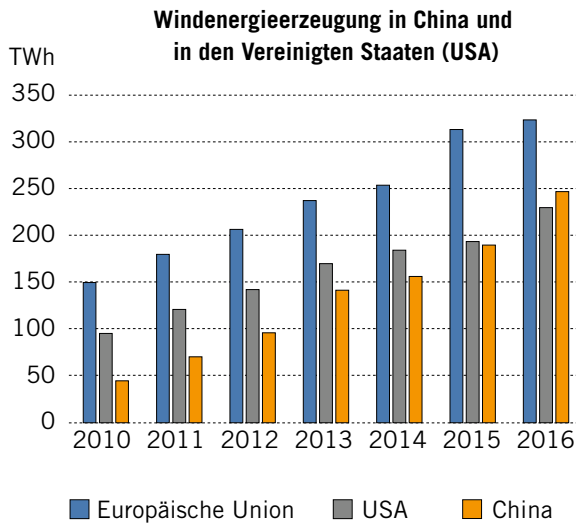
Von 2000 bis 2016 bleibt Kohle die Hauptquelle für die Stromerzeugung der G20-Länder und ihr Anteil ist stabil seit 2000.

Abbildung 2.10: Stromerzeugungsmix in den G20-Ländern in 2000 und 2016



Quelle: Enerdata

Abbildung 2.11: Stromerzeugungstrends in China, den USA und der EU



Quelle: Enerdata

Dazu hat sich der Anteil der Kernenergie deutlich reduziert trotz einer Kapazität- und Produktionserhöhung zwischen 2006 und 2016. Der Anteil der Windenergie an den erneuerbaren Energien hat sich deutlich erhöht.

In den USA können die erneuerbaren Energien im Vergleich zur konventionellen thermischen Erzeugung ebenfalls Boden gutmachen, allerdings trägt die konventionelle thermische Erzeugung nach wie vor 70 % zur gesamten Stromerzeugung bei. Erdgas als kostengünstige und reichlich vorhandene Energiequelle wird immer stärker genutzt zu Las-

ten der Kohle: Der Anteil von Erdgas im US-Erzeugungsmix stieg von 23 % (2010) auf 31 % (2016), während der Kohleanteil im gleichen Zeitraum von 46 % auf 33 % fiel.

Die Durchdringung der erneuerbaren Energien in der EU zeigte zwischen 2000 und 2015 ein starkes Wachstum, fiel aber 2016 leicht aufgrund deutlicher Förderkürzungen für erneuerbare Energien in vielen wichtigen EU-Mitgliedsstaaten. In geringerem Ausmaß waren die ungünstigen Wind- und Solarverhältnisse in 2016 für die negative Entwicklung verantwortlich.



2.2 Perspektiven der weltweiten Energieversorgung bis zum Jahr 2060

Alle veröffentlichten Szenarien, die in jüngster Zeit von internationalen Institutionen vorgelegt wurden, zeigen einen auch künftig noch steigenden Primärenergieverbrauch – mit dem stärksten Wachstum bei Strom. Auch wenn der größte Teil des Anstiegs – anders als in der Vergangenheit – von erneuerbaren Energien gedeckt wird, bleiben die konventionellen Energien auf Jahrzehnte unverzichtbar für die Sicherung der Energieversorgung. In keinem der in den Vergleich einbezogenen Szenarien wird das im Pariser Klimagipfel vereinbarte 2-Grad-Ziel erreicht – mit Ausnahme des 450 Szenarios der Internationalen Energie-Agentur, in dem die Einhaltung des Ziels allerdings als Prämisse gesetzt ist.

Der World Energy Council (WEC) hat bei der Weltenergiekonferenz in Istanbul am 10. Oktober 2016 die Studie *World Energy Scenarios 2016 – The Grand Transition* veröffentlicht. Darin wird in drei Szenarien aufgezeigt, wie sich die künftige globale Energieversorgung bis zum Jahr 2060 darstellen könnte. Die Szenarien sind Ergebnis einer dreijährigen Arbeit, entwickelt von einer Gruppe von Experten, die sich aus dem globalen Netzwerk des WEC rekrutierte. Bemerkenswert ist, dass die WEC-Szenarien in vielen Aspekten mit den Ergebnisse des World Energy Outlooks 2016 der Internationalen Energie-Agentur (IEA) sowie des International Energy Outlooks 2016 der U.S. Energy Information Administration (EIA) übereinstimmen. Dies gilt für die Einschätzung, dass der Stromverbrauch in den kommenden Jahrzehnten stark steigt. Allerdings schätzt der WEC die Entwicklung des Primärenergieverbrauchs moderater ein und weist einen stärkeren Ausbau der erneuerbaren Energien aus als die Hauptszenarien von IEA und EIA. Dies gilt zumindest für zwei der drei WEC-Szenarien.

Szenarien des WEC

Der WEC hat drei Szenarien entwickelt: *Modern Jazz*, *Unfinished Symphony* und *Hard Rock*. Für die Namensgebung dieser drei Szenarien standen verschiedene Musikrichtungen Pate.

- **Modern Jazz** wird als Musik-Stil verstanden, der durch eine starke aber flexible rhythmische Struktur mit Solo- und Ensemble-Einlagen gekennzeichnet ist. Die einzelnen Jazz-Musiker haben die Freiheit, die Führung zu übernehmen und zu improvisieren. Individualismus ist ein zentrales Kennzeichen.
- **Unfinished Symphony:** Eine Symphonie ist demgegenüber ein komplexes Musikstück mit einer festen Struktur, gespielt von einem Orchester. Das Orchester hat einen Dirigenten; den Mitgliedern des Orchesters ist eine spezifische Rolle zugeschrieben, der sie bei ihrem Spiel folgen.
- **Hard Rock** ist eine härter gespielte Stilrichtung der Rockmusik. In ihrer konkreten Ausprägung bietet sie

ein breites Spektrum. Solo-Einlagen sind ebenso typisch wie Klangverzerrungen.

➔ **Mit den vom WEC vorgelegten Szenarien wird eine plausible Spannweite möglicher künftiger Entwicklungen aufgezeigt.**

Jedes der drei Szenarien beschreibt die Entwicklung eines möglichen künftigen Energiesystems auf globaler Ebene. Dabei hat der World Energy Council einen exploratorischen Ansatz verfolgt. Das heißt: man geht von einem Ist-Zustand aus und entwickelt auf dieser Basis ein Zukunftsbild unter Berücksichtigung von im Einzelnen vorgegebenen Annahmen zur Bevölkerungs- und Wirtschaftsentwicklung sowie zu politischen Rahmenbedingungen. Dieses Vorgehen unterscheidet sich von einem normativen Ansatz, in dem dokumentiert wird, was geschehen muss, um ein künftiges Ziel zu erreichen. In einem normativen Szenario werden damit alle vorgegebenen Ziele per Definition erreicht. Die Ergebnisse von normativen Szenarien sagen allerdings nichts über deren Realitätsgehalt aus. Mit den vom WEC vorgelegten Szenarien wird eine plausible Spannweite möglicher künftiger Entwicklungen aufgezeigt. In den Ergebnissen wird deutlich, dass sich die Zukunft der Energieversorgung deutlich von der Entwicklung in der Vergangenheit unterscheiden wird.

Die Große Transformation

In den vergangenen 45 Jahren hat sich die Weltbevölkerung verdoppelt. Der Primärenergieverbrauch ist im Zeitraum von 1970 bis 2015 um 168 % gestiegen. Über 80 % des Bedarfszuwachses wurde durch fossile Energien gedeckt. Damit hat sich der Anteil von Kohle, Erdöl und Erdgas am Primärenergieverbrauch lediglich um fünf Prozentpunkte verringert. Auch 2015 wurde noch über 80 % des weltweiten Primärenergieverbrauchs durch fossile Energien gedeckt.

Für die bevorstehenden 45 Jahre wird ein davon abweichendes Bild gezeichnet. Das Bevölkerungswachstum

verlangsamt sich, neue Technologien drängen auf den Markt, Umwelt- und Klimafragen wird ein verstärktes Gewicht eingeräumt, die ökonomischen und geopolitischen Schwerpunkte verschieben sich. Diese Treiber verändern heute bestehende Strukturen. Wir stehen vor einer Reise in eine neue Energiewelt – die Große Transformation.

➔ Wir stehen vor einer Reise in eine neue Energiewelt – die Große Transformation.

Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

Der globale Primärenergieverbrauch steigt in den nächsten 45 Jahren wesentlich verhaltener als in den zurückliegenden Jahrzehnten an, und zwar nur noch bis zu einem Drittel. Der Peak im Pro-Kopf-Verbrauch wird bereits vor 2030 erreicht. Die Energieintensität – gemessen durch den Energieverbrauch pro Einheit BIP – verringert sich mit deutlich höheren Raten als in der Vergangenheit,

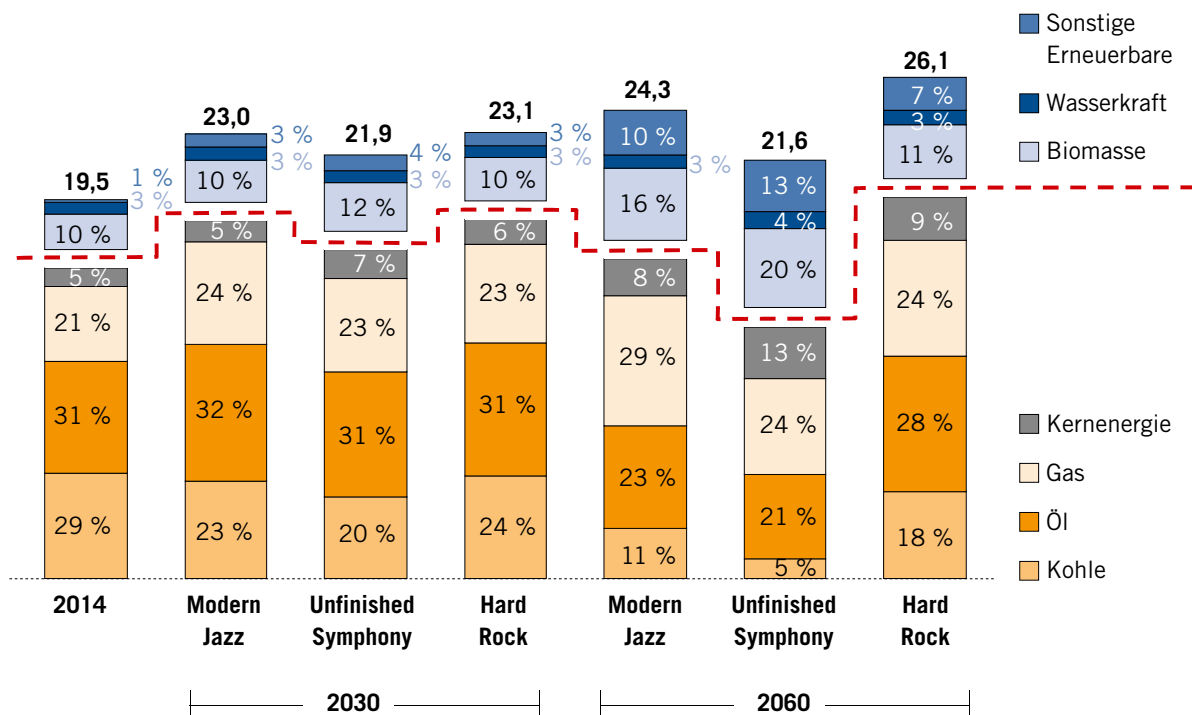
getrieben durch vermehrte Anwendung innovativer Lösungen und durch die fortschreitende Digitalisierung. Hinzu kommt, dass der weniger energieintensive Dienstleistungssektor in den sich entwickelnden Volkswirtschaften, wie u. a. China, an Gewicht gewinnt.

➔ Der Anteil fossiler Energien am Primärenergieverbrauch verringert sich auf 50 bis 70 % im Jahr 2060.

Die Struktur des Energieverbrauchs ändert sich. Der Anteil fossiler Energien am Primärenergieverbrauch verringert sich auf 50 bis 70 % im Jahr 2060 (Unfinished Symphony: 50 %, Modern Jazz: 63 % und Hard Rock: 70 %).

- Der Peak bei der globalen Kohlenachfrage wird bis 2020 erreicht. Zwar steigt der Kohleverbrauch in Indien und in einigen ostasiatischen Staaten noch an. Ein

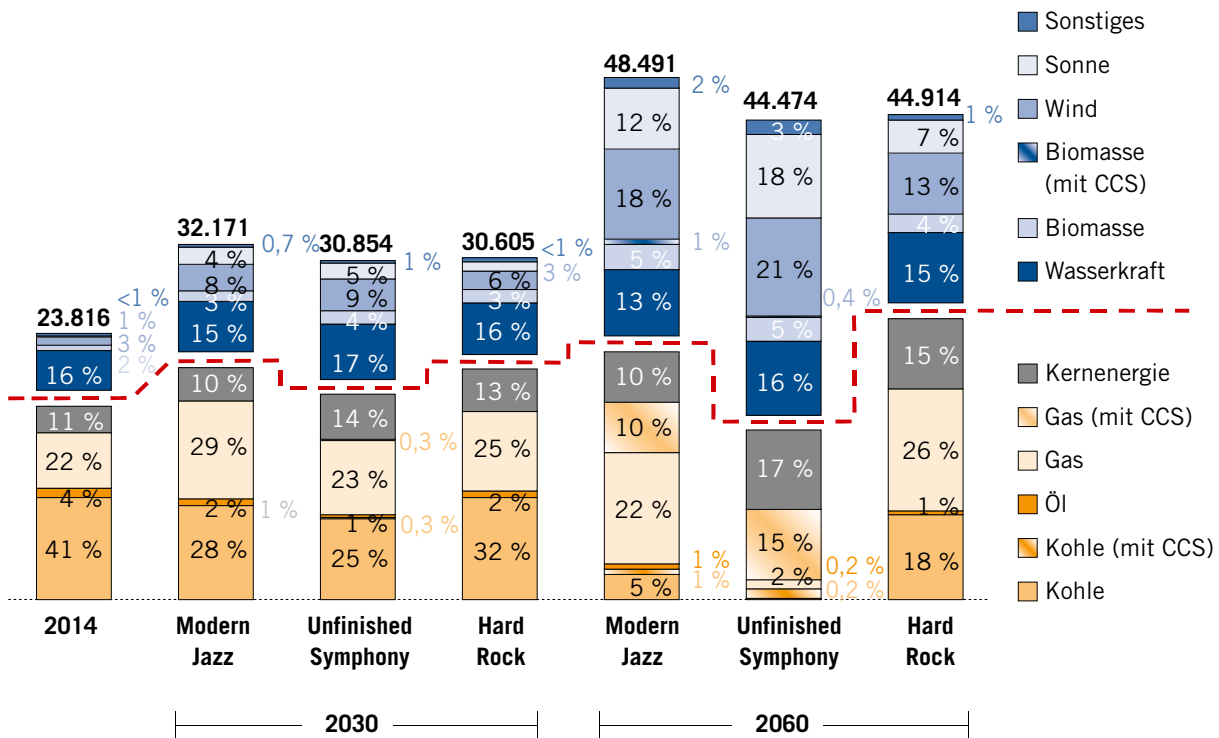
Abbildung 2.12: Globaler Primärenergieverbrauch nach Energieträgern in Mrd. t SKE



Quellen: World Energy Council



Abbildung 2.13: Globale Stromerzeugung nach Energieträgern in TWh



Quellen: World Energy Council

„zweites China“ ist allerdings nicht in Sicht. In den OECD-Staaten sinkt der Kohleverbrauch.

- Der Höhepunkt der globalen Ölnachfrage wird 2030 erwartet. Die Ressourcen sind kein begrenzender Faktor. Vielmehr erreicht der Bedarf die Sättigungsgrenze. Der Mittlere Osten und Nordafrika bleiben in allen Szenarien bis 2060 die dominierenden Ölförderregionen.
- Erdgas ist der einzige fossile Energieträger mit noch steigenden Verbrauchsperspektiven bis 2060. In *Modern Jazz* wird der größte Nachfragezuwachs für Erdgas ausgewiesen. Für unkonventionelles Erdgas wird eine fortgesetzte Technologieentwicklung unterstellt, insbesondere in Nordamerika und später auch in Argentinien, China und Australien.

Staaten mit großen Primärenergievorkommen müssen mit *Stranded Resources* rechnen.

Die Kernenergie baut ihre Position in allen Szenarien leicht aus. Die Errichtung neuer Kernkraftwerke erfolgt

allerdings nur in Ländern, in denen der Staat dies aktiv flankiert – insbesondere in China, Indien, Russland, Korea und ggf. in einigen europäischen Ländern.

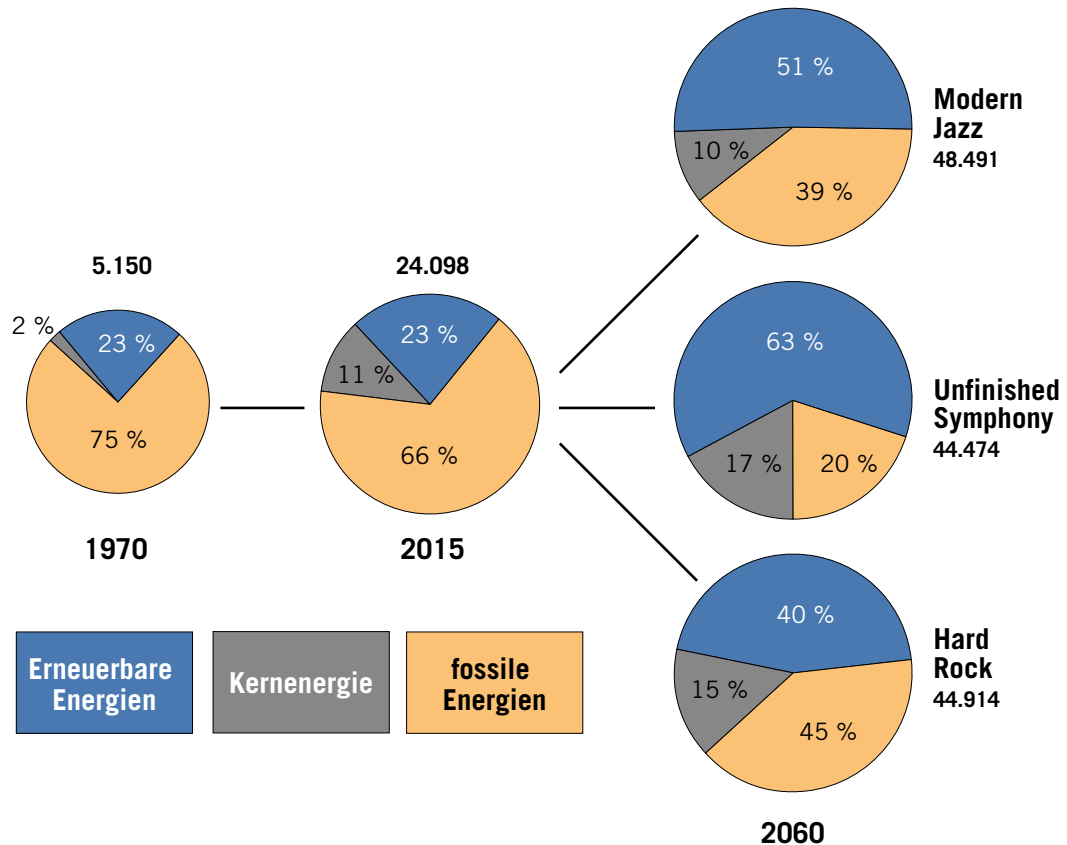
Der Anteil erneuerbarer Energien erhöht sich – gemessen am Primärenergieverbrauch – von heute 14 % bis 2060 auf 37 % in *Unfinished Symphony*, 29 % in *Modern Jazz* und 21 % in *Hard Rock*.

Energieverbrauch nach Sektoren

In allen drei Szenarien steigt der Endenergieverbrauch bis 2060 in den verschiedenen Sektoren: Das sind Industrie, Transport, private Haushalte und Dienstleistungen – sowie der nicht-energetische Verbrauch. Die durchschnittlichen jährlichen Zuwachsraten bewegen sich – je nach Szenario und Verbrauchssektor – zwischen 0,2 % und 1,4 %.

➔ In allen drei Szenarien steigt der Endenergieverbrauch bis 2060 in den verschiedenen Sektoren.

Abbildung 2.14: Weltweite Stromerzeugung in TWh



Quelle: H.-W. Schiffer auf Basis von: BP Statistical Review of World Energy und World Energy Council, World Energy Scenarios 2016

Für den Transportsektor werden jährliche Wachstumsraten von 0,4 % (*Unfinished Symphony*) bis 0,8 % (*Hard Rock*) ausgewiesen. In *Modern Jazz* sind es 0,6 %. Wichtigster Treiber dieser Entwicklung ist die fortgesetzte Motorisierung. Eine global wachsende Mittelschicht löst bis 2060 fast eine Verdreifachung (2,5- bis 2,7-fach) des globalen Bestandes an Personenkraftwagen aus. So wächst der Pkw-Bestand bis 2060 – je nach Szenario – auf 2,8 bis 3,0 Milliarden an.

Dabei vollzieht sich ein Wandel hinsichtlich der eingesetzten Energien. So sinkt der Ölanteil von heute 92 % bis 2060 auf 60 % in *Unfinished Symphony*, 67 % in *Modern Jazz* und 78 % in *Hard Rock*. Weiterentwickelte Bio-Kraftstoffe führen zu wachsenden Anteilen, die von 10 % in *Hard Rock* über 16 % in *Modern Jazz* bis hin zu 21 % in *Unfinished Symphony* reichen. In *Modern Jazz* und in *Unfinished Symphony* sind 2060 zwischen 26 % und 32 % der Pkw (light duty vehicle fleet) mit Elektroantrieb ausgestattet bzw. Hybrid-Plug-in Vehicles.

Zunehmende Elektrifizierung

Die globale Stromnachfrage verdoppelt sich bis 2060 in allen drei Szenarien. Die Welt wird zunehmend elektrischer. Ein vermehrter Stromeinsatz im Wärmemarkt und im Verkehrssektor verbessert die Möglichkeiten zur Dekarbonisierung der Energieversorgung.

Der bereitgestellte Strom wird zunehmend aus erneuerbaren Energien erzeugt. Zusätzlich gewinnt die Abscheidung und Nutzung bzw. Speicherung von CO₂ ab 2030 an Bedeutung. 2060 sind – unter Einbeziehung der Kernenergie – zwischen 55 % (*Hard Rock*) und 98 % (*Unfinished Symphony*) der Stromerzeugung CO₂-frei (*Modern Jazz*: 72 %).

In der Stromerzeugung wird folgende Entwicklung nach Energieträgern erwartet:

- Die Stromerzeugung aus Kohle geht in allen Szenarien zurück, am stärksten in *Unfinished Symphony*.
- Erdgas verzeichnet deutliche Zuwächse – unterschiedlich ausgeprägt in den einzelnen Szenarien. Außer in *Unfinished Symphony* steigt sogar der prozentuale Anteil von Erdgas an der globalen Stromerzeugung.
- Der Beitrag erneuerbarer Energien vergrößert sich von heute 23 % bis 2060 auf 40 % (*Hard Rock*) bis 63 % (*Unfinished Symphony*). Im Szenario *Modern Jazz* wird ein Anteil von 51 % erreicht.

➔ **Die globale Stromnachfrage verdoppelt sich bis 2060 in allen drei Szenarien. Die Welt wird zunehmend elektrischer.**

Unter den erneuerbaren Energien verzeichnen Wind und Sonne die stärkste Wachstumsdynamik. Auch Wasserkraft legt deutlich zu.

- Im Vergleich zum Stand des Jahres 2015 (841 TWh auf Basis Wind) verzehnfacht sich die globale Stromerzeugung aus Windenergie in *Modern Jazz* und *Unfinished Symphony*; in *Hard Rock* ist die Stromerzeugung aus Wind 2060 sieben Mal so hoch wie 2015.
- Die Stromerzeugung aus Sonne (2015: 253 TWh) wird sich global bis 2060 mehr als verzehnfachen (*Hard Rock*), mehr als verzweifach (*Modern Jazz*) bzw. sogar mehr als verdreifach (*Unfinished Symphony*).

➔ **Unter den erneuerbaren Energien verzeichnen Wind und Sonne die stärkste Wachstumsdynamik.**

- Die Stromerzeugung aus Wasserkraft steigt bis 2060 im Vergleich zum Stand des Jahres 2015 um zwei Drittel bis vier Fünftel an. Da die gesamte Stromerzeugung stärker zunimmt, verringert sich der Anteil der Wasserkraft leicht. Sie gehört aber – neben Sonne und Wind – zu den *Großen Drei* der zur Stromerzeugung genutzten regenerativen Energiequellen.

CO₂-Emissionen

Von 1990 bis 2015 haben sich die weltweiten CO₂-Emissionen trotz der inzwischen 22 Vertragsstaaten-Konferenzen der Klimarahmenkonvention – die jüngste vom 7. bis 18. November 2016 in Marrakesch – um mehr als 50 % erhöht. Die Szenarien des WEC zeigen, dass dieser bisher ungebrochene Trend absehbar umgekehrt werden kann.

Zwar steigen die globalen CO₂-Emissionen zunächst noch in allen Szenarien weiter an. Allerdings ist ein Wendepunkt bei der Entwicklung der weltweiten CO₂-Emissionen in Sichtweite. Am ehesten ist dies im Szenario *Unfinished Symphony* der Fall, und zwar bereits 2020. In *Modern Jazz* dauert es bis zu diesem Wendepunkt noch bis 2030 und im Szenario *Hard Rock* sogar bis 2040.

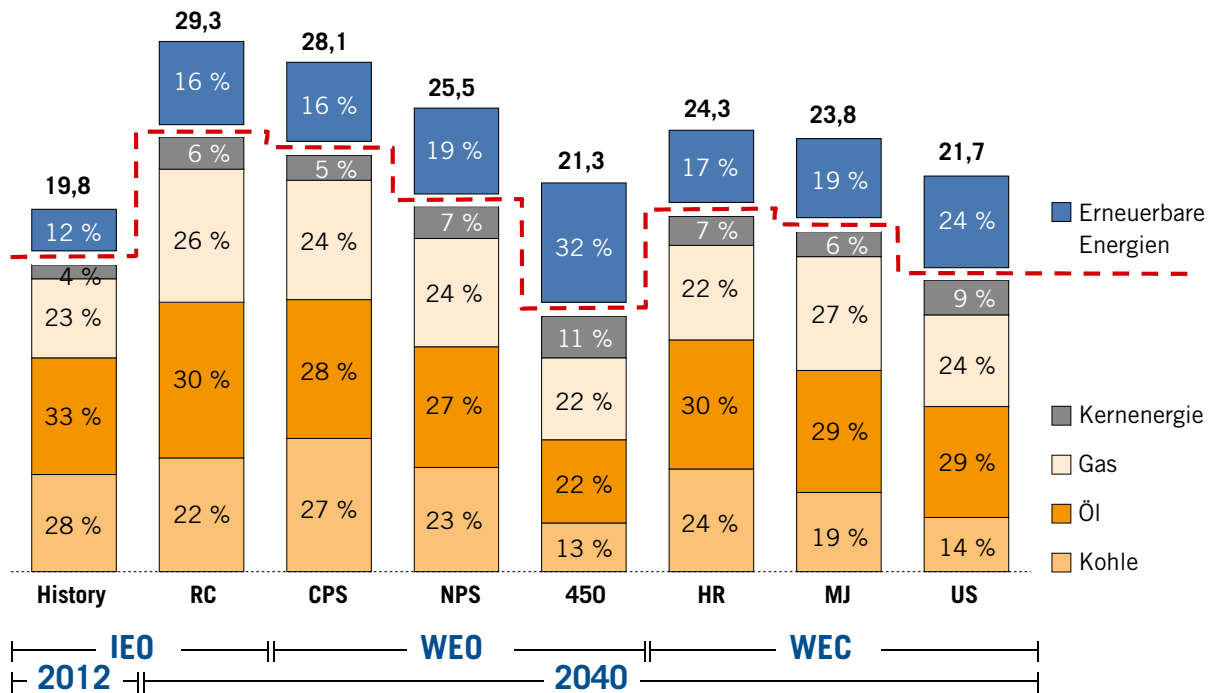
Bis 2060 gehen die CO₂-Emissionen in *Modern Jazz* in etwa auf das Niveau des Jahres 1990 zurück. In *Unfinished Symphony* sind sie dann nur noch halb so hoch wie 1990. In *Hard Rock* liegen die CO₂-Emissionen 2060 dagegen noch auf gleicher Höhe wie im Jahr 2015.

Diese Entwicklung ist verknüpft mit deutlich verbesserten Raten bei der Verringerung der CO₂-Intensität (CO₂-Emissionen pro Einheit BIP). Sie verringert sich mit durchschnittlichen Jahresraten von 1,5 % in *Hard Rock*, 3,9 % in *Modern Jazz* und 4,7 % in *Unfinished Symphony*. Zum Vergleich: In den vergangenen 45 Jahren war die CO₂-Intensität nur um 1,1 % pro Jahr gesunken.

➔ **Trotz der positiven Entwicklung wird in keinem der drei Szenarien das bei der Weltklimakonferenz in Paris vereinbarte Ziel, den Anstieg der Temperatur gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf höchstens 2 Grad, möglichst sogar auf 1,5 Grad Celsius, zu begrenzen, erreicht.**

Trotz der positiven Entwicklung wird in keinem der drei Szenarien das bei der Weltklimakonferenz in Paris vereinbarte Ziel, den Anstieg der Temperatur gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf höchstens 2 Grad, möglichst sogar auf 1,5 Grad Celsius, zu begrenzen, erreicht. Am nächsten kommt dem Ziel die Entwicklung, die für das Szenario *Unfinished Symphony* ermittelt wurde, mit ei-

Abbildung 2.15: Verschiedene Szenarien im Vergleich/Globaler Primärenergieverbrauch in Mrd. t SKE



Quelle: EIA, IEO 2016; IEA, WEO 2016; WEC, World Energy Scenarios 2016

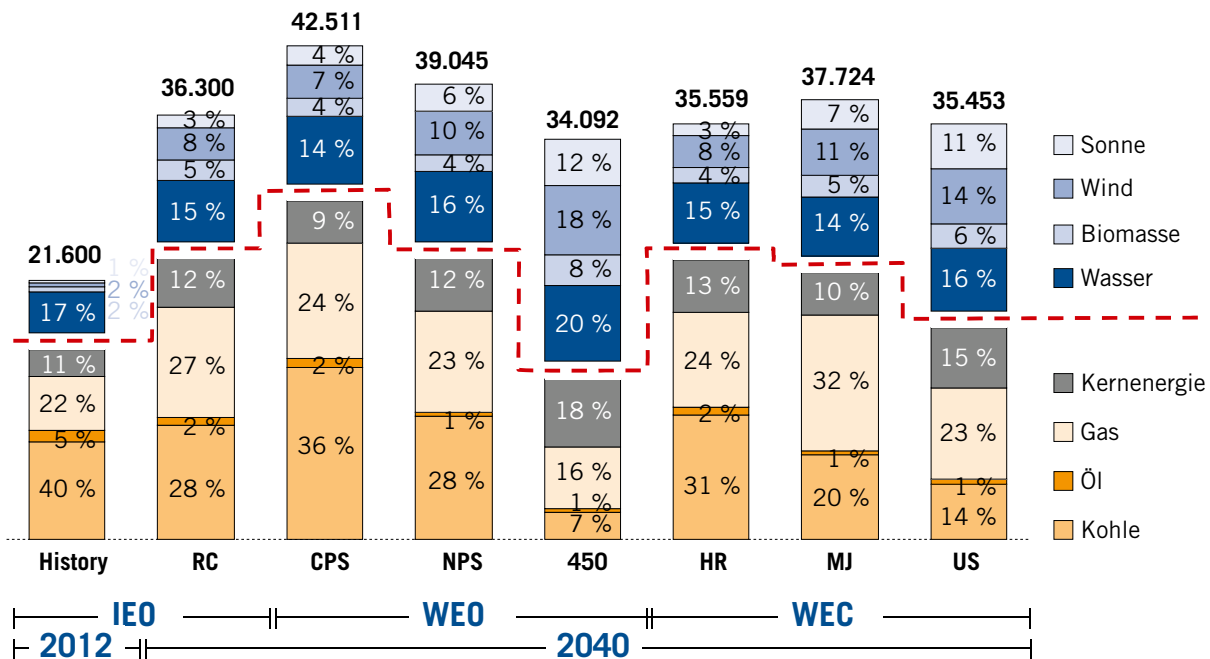
nem berechneten Temperaturanstieg von 2 bis 2,3 Grad Celsius – ein immerhin besseres Resultat als die 2,7 Grad Celsius, die bei Umsetzung der von den Vertragsparteien der Klimarahmenkonvention in Paris abgegebenen Verpflichtungen erreicht würden. Um den globalen Temperaturanstieg unter 2 Grad Celsius zu halten, müsste die jährliche Dekarbonisierungsrate bei 6 % liegen.

Fazit zu den WEC-Szenarien

Der große Wandel in der Energieversorgung (Grand Energy Transition) ist Teil einer breiter angelegten industriellen und digitalen Revolution. Folgende zehn Punkte sind relevant:

1. Treiber neuer Entwicklungen waren in den letzten zehn Jahren Regierungen bei erneuerbaren Energien und die Industrie bei der Shale Oil und Shale Gas Revolution. Künftig sind die Verbraucher zunehmend aktive Player.
2. Neue Realitäten können charakterisiert werden durch niedrige Eintrittsbarrieren, stärkere Dezentralisierung und flexiblere Anwendung neuer Technologien.
3. Marktsignale allein reichen nicht aus, um hinreichende Erfolge in kritischen Bereichen zu erzielen, wie Energieeffizienz, Abscheidung und Nutzung bzw. Speicherung von CO₂ (CC(U)S), elektrische Speicher oder saubere Transportsysteme.
4. Fossile Energieressourcen sind reichlich verfügbar. Ihre Nutzung wird aber begrenzt durch die Klimaschutzziele. Staaten mit reichlichen Energievorkommen müssen mit *Stranded Resources* rechnen.
5. Die Gewichte bei der Investitionstätigkeit verschieben sich zugunsten der erneuerbaren und zu Lasten der fossilen Energien.
6. CC(U)S ist ein essentielles Element einer künftigen CO₂-armen Energieversorgung und industriellen Zukunft: Für die Umsetzung ist die Politik entscheidend, nicht die Technologie.
7. Die zunehmende Elektrifizierung ist ein unaufhaltsamer Trend – auch erforderlich für die angestrebte Dekarbonisierung.

Abbildung 2.16: Verschiedene Szenarien im Vergleich/Globale Stromerzeugung in TWh



Quelle: EIA, IEO 2016; IEA, WEO 2016; WEC, World Energy Scenarios 2016

8. Die Klimaziele werden auch im günstigsten Szenario nicht erreicht. Eine Verstärkung der Anstrengungen und der internationalen Kooperation sind unabdingbar.
9. China, Indien und Afrika definieren die neuen Verbrauchszentren und bestimmen zunehmend globale Trends.
10. Der Zugang der Menschen zu Energie in Entwicklungsländern verbessert sich. Waren 2015 noch mehr als 1 Mrd. Menschen weltweit ohne Zugang zu Strom, verbessert sich die Situation bis 2060 in allen Szenarien deutlich, am stärksten in *Modern Jazz*. In diesem Szenario wird bis 2060 die gesamte Weltbevölkerung mit Strom versorgt sein.

➔ **Der große Wandel in der Energieversorgung (Grand Energy Transition) ist Teil einer breiter angelegten industriellen und digitalen Revolution.**

Vergleich mit den Ergebnissen der IEA und der EIA

Der World Energy Outlook der IEA 2016 (WEO 2016) und der International Energy Outlook 2016 der EIA (IEO 2016) stützen sich – wie die WEC-Studie – auf verschiedene Szenarien. Es handelt sich somit – ebenso wie bei den WEC-Szenarien – nicht um Prognosen. Die verschiedenen Szenarien sind durch unterschiedliche Annahmen gekennzeichnet. Die IEA differenziert zwischen dem Current Policies Scenario (CPS), den New Policies Scenario (NPS) und dem 450 Scenario (450). Im Mittelpunkt der Studie der EIA steht ein Reference Case (RC) – ergänzt um alternative Szenarien, die durch höheres bzw. niedrigeres Wirtschaftswachstum sowie durch höhere bzw. niedrigere Weltmarktpreise für Öl im Vergleich zum Reference Case gekennzeichnet sind. Die im Folgenden für den IEO 2016 ausgewiesenen Ergebnisse beziehen sich ausschließlich auf den RC. Der RC kann als business-as-usual-Schätzung beschrieben werden – gestützt auf die derzeit bekannten Technologien sowie die technologischen und demographischen Trends. Es wird in diesem Fall davon ausgegangen, dass die derzeit gültigen Gesetze und regulatorischen Rahmenbedingungen im gesamten Betrachtungszeitraum fortbestehen. Die Projektion ist somit als

- **IEO RC:**
International Energy Outlook – Reference Case
- **WEO CPS:** World Energy Outlook – Current Policies Scenario
- **WEO NPS:**
World Energy Outlook – New Policies Scenario
- **WEO 450:**
World Energy Outlook – 450 Scenario
- **WEC HR:**
World Energy Council – Scenario Hard Rock
- **WEC MJ:**
World Energy Council – Scenario Modern Jazz
- **WEC US:** World Energy Council – Scenario Unfinished Symphony

politik-neutrale *Baseline* zu verstehen. Zeithorizont der Studien der IEA und der EIA ist das Jahr 2040. Deshalb stellt der nachfolgende Vergleich auf dieses Jahr ab.

Zur Entwicklung des Primärenergieverbrauchs

Die wichtigsten Unterschiede in den Ergebnissen für das Jahr 2040 stellen sich wie folgt dar:

- Der stärkste Anstieg im globalen Primärenergieverbrauch wird im RC der EIA erwartet – ein Zuwachs von etwa 50 %.
- Der Anteil der konventionellen Energien bleibt im IEO der EIA so hoch und der Anteil der erneuerbaren Energien so niedrig wie im CPS der IEA. Das erklärt sich durch die vergleichbaren Annahmen, dem Fortbestand der gegenwärtig gültigen Rahmenbedingungen.
- Im Unterschied dazu führen die im NPS der IEA getroffenen Annahmen zu einem niedrigeren Anteil fossiler Energien und zu einem größeren Beitrag der erneuerbaren Energien im Vergleich zu den Ergebnissen des CPS der IEA und des RC der EIA.
- Die Szenarien des WEC weisen einen niedrigeren Primärenergieverbrauch aus als der RC der EIA sowie das NPS und das CPS der IEA. Der Anteil erneuerbarer Energien in den Szenarien des WEC liegt höher als im RC der EIA und im CPS der IEA. Die Ergebnisse des 450 Scenarios der IEA zeigen eine noch stärkere Ver-

änderung im Energiemix zugunsten erneuerbarer Energien und zugunsten der Kernenergie als alle anderen Szenarien. Dies erklärt sich durch den Charakter dieses Szenario, das mit der Zielvorgabe einer Begrenzung des Temperaturanstiegs auf 2 Grad Celsius im Vergleich zum vorindustriellen Niveau verknüpft ist.

→ Der Anteil erneuerbarer Energien in den Szenarien des WEC liegt höher als im RC der EIA und im CPS der IEA.

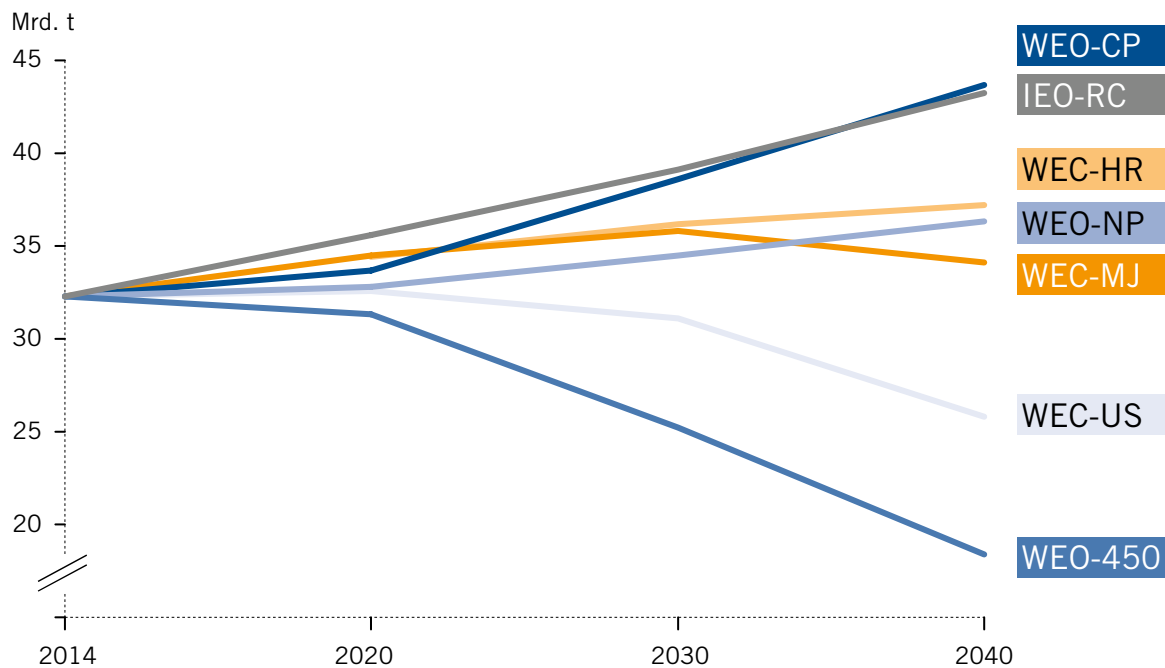
Neben den differierenden rechtlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen spielen auch die in den Modellrechnungen unterstellten CO₂-Preisannahmen eine entscheidende Rolle für die jeweils erzielten quantitativen Ergebnisse. Die WEC-Szenarien gehen – und dies gilt insbesondere für das Szenario *Unfinished Symphony* – von einer weltweit wachsenden Bepreisung von CO₂ aus.

Ergebnisse für den Stromsektor

Alle in den Vergleich einbezogenen Szenarien zeigen einen starken Anstieg der Stromerzeugung, der deutlich über die ermittelte Wachstumsrate des Primärenergieverbrauchs hinausgeht. Bezüglich des Energiemixes in der Stromerzeugung werden folgende – teilweise stark divergierende – Trends ausgewiesen:

→ Alle in den Vergleich einbezogenen Szenarien zeigen einen starken Anstieg der Stromerzeugung, der deutlich über die ermittelte Wachstumsrate des Primärenergieverbrauchs hinausgeht.

- Die Entwicklung der konventionellen Stromerzeugung ist durch einen steigenden Anteil von Erdgas, einen sinkenden Beitrag von Kohle und eine mehr oder weniger relativ stabile Rolle der Kernenergie gekennzeichnet. Dies gilt fast durchgängig für die meisten der untersuchten Szenarien.
- Größere Differenzen zeigen sich beim Ausweis der Perspektiven für die erneuerbaren Energien. Während

Abbildung 2.17: Verschiedene Szenarien im Vergleich/Globale CO₂-Emissionen

Quelle: EIA, IEO 2016; IEA, WEO 2016; WEC, World Energy Scenarios 2016

hinsichtlich des Entwicklungspfad für Wasserkraft und auch für Biomasse kaum Abweichungen zwischen den verschiedenen Szenarien bestehen, differiert die Rolle von Wind und Sonne stark.

➔ Die Entwicklung der konventionellen Stromerzeugung ist durch einen steigenden Anteil von Erdgas, einen sinkenden Beitrag von Kohle und eine mehr oder weniger relativ stabile Rolle der Kernenergie gekennzeichnet.

- Ähnliche Perspektiven für Wind und Sonne – nämlich eine eher verhaltene Entwicklung – sehen der RC der EIA, das CPS der IEA und das Szenario *Hard Rock* des WEC. Demgegenüber legen Wind und Sonne in allen anderen Szenarien kräftig zu. Sie decken den mit Abstand größten Teil des Zuwachses in der Stromerzeugung.

➔ Größere Differenzen zeigen sich beim Ausweis der Perspektiven für die erneuerbaren Energien.

- So steigt der Anteil der Solarenergie an der globalen Stromerzeugung von gegenwärtig rund 1 % im Szenario *Unfinished Symphony* bis 2040 auf 11 % – verglichen mit nur 3 % im RC der EIA bzw. 4 % im CPS der IEA. Der Beitrag von Windkraft zur globalen Stromerzeugung erhöht sich im Szenario *Unfinished Symphony* von WEC im Jahr 2040 auf 14 %; im RC der EIA und im CPS der IEA ist der Anteil von Wind mit 8 bzw. 7 % dagegen 2040 nur etwa halb so hoch.

Zum Verlauf der CO₂-Emissionen

Die unterschiedliche Entwicklung des Energie- und Stromverbrauchs sowie auch die abweichenden Ergebnisse zum jeweiligen Energiemix eröffnen eine große Spannweite bei den ermittelten globalen CO₂-Emissionen.

- Der RC der EIA und das CPS der IEA zeigen einen bis 2040 fortgesetzten Aufwärtstrend der globalen CO₂-Emissionen.
- Das ist in den WEC-Szenarien anders. Der WEC sieht einen Wendepunkt in den globalen CO₂-Emissionen im Jahr 2020 in *Unfinished Symphony*, im Jahr 2030 in *Modern Jazz* und im Jahr 2040 in *Hard Rock*.
- Aber selbst in dem Szenario *Unfinished Symphony*, das künftig weltweit relativ hohe CO₂-Preise unterstellt, wird das 2-Grad-Ziel nicht erreicht. Das bedeutet: Keines der Szenarien von EIA, IEA und WEC steht in Einklang mit den Klimavereinbarungen von Paris. Die einzige Ausnahme bildet das 450 Szenario der IEA – aber dies per Definition.

Fazit

Die analysierten Szenarien zeigen auch für die Zukunft einen global zunehmenden Energieverbrauch. Der Anstieg vollzieht sich aber deutlich moderater als in der Vergangenheit. Auf die konventionellen Energien entfällt auch in den nächsten Jahrzehnten der größte Teil des globalen Energieverbrauchs. Allerdings wird das erwartete Wachstum des Energie- und insbesondere des Stromverbrauchs weitestgehend von den erneuerbaren Energien gedeckt. Anders als in den vergangenen Jahrzehnten vergrößert sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch und an der Stromerzeugung sehr stark. Diese Entwicklung zeigen alle Szenarien. Unterschiede bestehen lediglich in der Intensität der Ausprägung dieses Trends.

➔ **Anders als in den vergangenen Jahrzehnten vergrößert sich der Anteil der erneuerbaren Energien am Energieverbrauch und an der Stromerzeugung sehr stark.**

2.3 Klimaverhandlungen COP 22 in Marrakesch


Die Klimaverhandlungen von Marrakesch hatten im Wesentlichen die Aufgabe, das in Kraft getretene Pariser Klimaabkommen mit einem Regelwerk zu unterfüttern. Die Teilnehmer haben vereinbart, bis 2018 die neuen Regeln vorzulegen.

Ein Jahr nachdem das Pariser Abkommen beschlossen wurde, sollten in Marokko erste Schritte für dessen Umsetzung festgelegt werden. Daneben gab es noch Ankündigungen einzelner Länder: 43 Staaten wollen so schnell wie es ihnen möglich ist eine 100 %-Erneuerbare Energieproduktion erreichen. Die gesamten Emissionen dieser Länder sind in Summe etwa so hoch wie die Emissionen Deutschlands. Die drei größten Emittenten darunter sind Vietnam, Philippinen und Bangladesch.

Begrenzter Fortschritt bei der COP 22

Zur Erinnerung: Paris war ein Meilenstein der Klimapolitik. Dort hatten sich 2015 knapp 200 Verhandlungsstaaten erstmals in einem Abkommen geeinigt, die Erderwärmung auf maximal 2 °C, möglichst aber sogar auf 1.5 °C zu begrenzen. Gleichzeitig wurde ein Langfrist-Ziel vereinbart: dass in der zweiten Hälfte des 21. Jahrhunderts (zwischen 2050 und 2100) sogenannte „Treibhausgas-Neutralität“ erreicht werden muss – als einer globalen Verpflichtung, nicht jedoch Neutralität pro Land. In diesem Zeitrahmen soll nur mehr so viel Treibhausgas emittiert werden, wie gleichzeitig gebunden wird – u. a. durch Aufforstungen, CCS, etc.

Das Ziel soll dabei durch Klimaschutz- Zusagen der Länder – sogenannte NDCs – erfolgen. Mit einer detaillierten Liste von Maßnahmen, zeitlicher Umsetzung und Methoden sollen die Länder dabei ihren Weg zu geringeren Treibhausgasemissionen skizzieren. Die NDC sollen alle fünf Jahre weiterentwickelt werden. Der nächste Schritt sollte bei der COP 22 erfolgen: Neue Prozesse und Mechanismen zu definieren, um diese Klimaziele zu erreichen. Dies umfasst Regeln zur Adaption, Klimaschutzfinanzierung, Technologietransfer und den Aufbau von Knowhow. Die recht unterschiedliche Qualität der NDCs (NDC = National Determined Contribution, d. h. detaillierte Ziele und Maßnahmen der Staaten zum Klimaschutz) ermöglicht noch keine komplette Einschätzung der Situation. Es wurde jedoch deutlich, dass die nationalen Anstrengungen teilweise noch forciert werden müssen, das soll bis 2018 erreicht werden.

 **Ein Jahr nachdem das Pariser Abkommen beschlossen wurde, sollten in Marokko erste Schritte für dessen Umsetzung festgelegt werden.**

Die Austragung der COP 22 in Afrika weckte Hoffnungen bezüglich einer stärkeren Klärung der Klimaschutzfinanzierung in Entwicklungsländern. Die Industrieländer sind zuversichtlich, die Geldmittel bis 2020 auf 100 Mrd. US-\$ jährlich aufstocken zu können. Eine OECD-Analyse geht davon aus, dass die Zusagen aus 2015 dazu führen werden, dass die öffentlichen Geldmittel von durchschnittlich 41 Mrd. US-\$ (2013 und 2014) auf 67 Mrd. US-\$ in 2020 steigen werden. Laut OECD könnte der fehlende Betrag durch die Mobilisierung privaten Kapitals effizient geschehen. Diese Rechnungen wurden von den Entwicklungsländern und Nichtregierungsorganisationen bezweifelt. So sieht Oxfam z. B. die spezifischen Klimabeiträge in den Jahren 2013 und 2014 im Durchschnitt zwischen 11 und 21 Mrd. US-\$. Davon seien auch nur 18 % in die Länder mit dem geringsten Entwicklungsstatus gegangen.

Bewertung

Die Bewertung der COP 22 ist kaum möglich, ohne die Ergebnisse der US-Wahl zu betrachten. Präsident Obama hatte für die USA das Abkommen unterzeichnet, sein Nachfolger Präsident Trump hat hingegen mehrfach öffentlich Kritik geäußert. Wie die USA sich daher in Zukunft zum Abkommen verhalten, ist noch nicht absehbar. Die einzige Möglichkeit, das Pariser Abkommen sofort aufzukündigen, wäre ein Verlassen der UNFCCC durch die USA – ein sehr drastischer Schritt. Möglich ist hingegen, dass das Ambitionsniveau der zu erwartenden US-NDCs nochmals deutlich geringer ausfallen wird.

Andererseits lieferte die COP 22 keinen wirklichen Grund für Pessimismus: Das globale Momentum pro Klimaschutz ist nach wie vor vorhanden. Für Industrien und Investoren etwa ist das Thema stets auf der Agenda z. B. als Angst vor stranded assets. Darüber hinaus werden erneuerbare Energietechnologien zunehmend kostengünstiger und kommen deshalb mit verringerter finanzieller Förderung als Lösung in Betracht.

Der Weltenergieertrag war im Rahmen von side events an den öffentlichen Diskussionen am Rande der COP 22 beteiligt. Die Hauptbotschaft dort war, dass die bisherigen Anstrengungen nicht groß genug waren, um die Emissionen zu Treibhausgasen zu begrenzen. Um das 2-Grad-Ziel zu erreichen, muss die Entwicklung beschleunigt werden. Die nationalen Klimaschutzziele, deren Einhaltung in Paris zur COP 21 zugesagt wurde, ent-

sprechen ungefähr einem Drittel der notwendigen Anstrengungen zur Treibhausgasvermeidung. Marktpreissignale reichen aktuell nicht aus, um Energieeffizienz, Ausbau von Stromspeichern, CO₂-freien Transport und Carbon-Capture-Usage/Storage (CCUS) voranzutreiben. Die Politik sollte einen klaren, langfristigen Rahmen schaffen, damit der Übergang in eine neue Energiewelt ermöglicht wird.

Die COP 23 wird zwar von den Fidschi-Inseln organisiert, wird jedoch vom 6. – 17. November 2017 in Bonn stattfinden. Für bis zu 20.000 erwartete Teilnehmer steht auf den Fidschi-Inseln kein adäquates Konferenzzentrum zur Verfügung.

Die Entwicklung der CO₂-Emissionen weltweit

Die Steigerung der CO₂-Emissionen wird zunehmend geringer: von 2014 auf 2015 stiegen die Emissionen um 36 Mio. t, d. h. um 0,1 %. Das globale BIP stieg um 3 %,

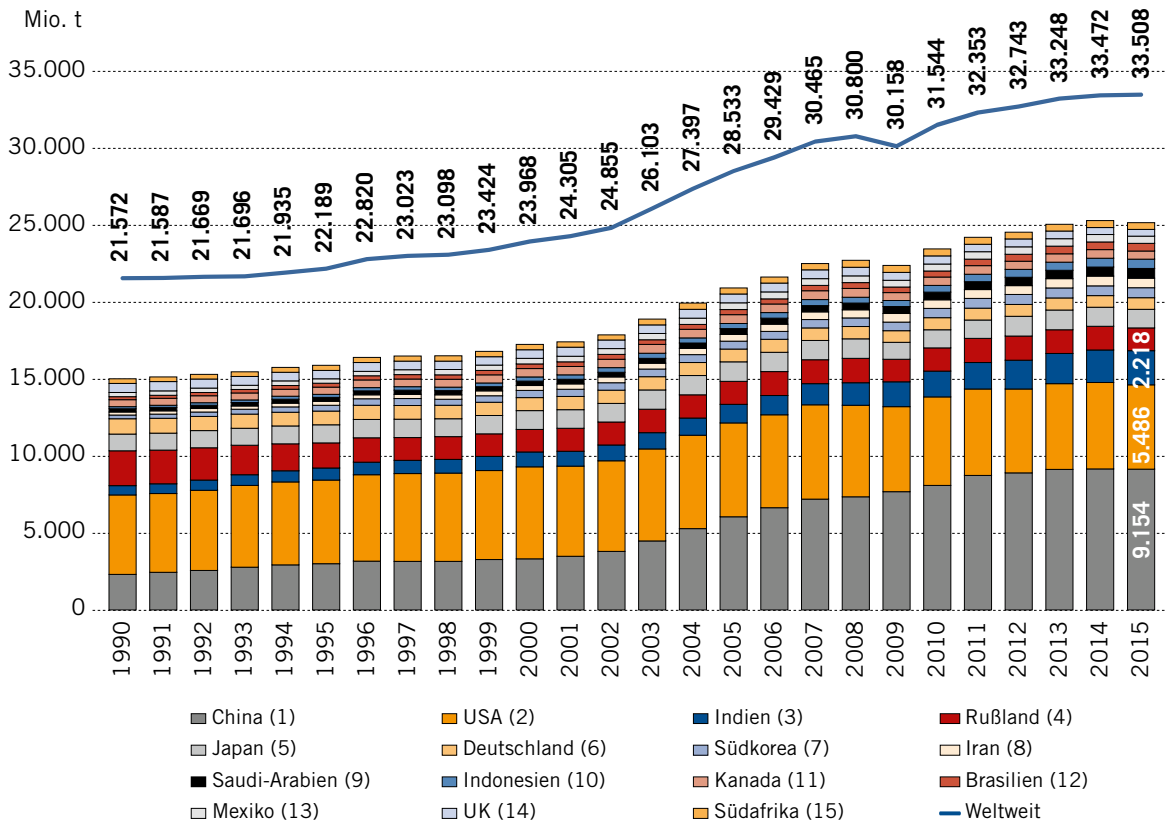
eine Entkopplung des Wirtschaftswachstums und des CO₂-Anstiegs auf globaler Ebene liegt damit nahe.

Von den fünfzehn größten CO₂-Emittentenländern schafften es seit 1990 nur drei, ihre CO₂-Emissionen zu senken: Russland (-775 Mio. t), Deutschland (-250 Mio. t) und das Vereinigte Königreich (-156 Mio. t). Global nahmen die Emissionen seit 1990 jedoch zu, um etwas weniger als 12.000 Mio. t, d. h. um rund 55 %.

➔ **Die Steigerung der CO₂-Emissionen wird zunehmend geringer: von 2014 auf 2015 stiegen die Emissionen um 36 Mio. t, d. h. um 0,1 %.**

Im Vergleich zum Vorjahr gab es bei der Reihenfolge einige Änderungen z. B. stieg Indonesien von Platz 12 auf Platz 10. Die 15 größten CO₂-Emittenten haben dabei einen Anteil von etwas mehr als 75 % an den globalen CO₂-Emissionen.

Abbildung 2.18: Die 15 größten CO₂-Emittenten im Jahr 2015



Quelle: BP Statistical Review of World Energy 2016



2.4 Klimapolitische Instrumente unter besonderer Berücksichtigung von Emissionshandelsystemen

In den vergangenen zehn Jahren ist weltweit eine sehr deutliche Zunahme an klimapolitischer Regulierung zu verzeichnen. Dies gilt sowohl für die internationale und regionale Kooperation wie auch für staatliche Maßnahmen. Der Boom setzte mit dem Verhandlungsprozess ein, der 2009 in Kopenhagen zu einem globalen Klimaschutzabkommen führen sollte. Mit dem Pariser Klimaabkommen von 2015 sind nun alle der beigetretenen Staaten verpflichtet, nationale Klimaziele zu definieren und Maßnahmen zu deren Umsetzung zu ergreifen. In der Wahl der klimapolitischen Instrumente sind die Staaten frei. Neben Standards und Steuern spielen Emissionshandelssysteme eine zentrale Rolle.

Internationale Zusammenarbeit

Die internationale Kooperation ist für effektiven Klimaschutz unerlässlich, weil der anthropogene Klimawandel ein Problem globaler Gemeingüter ist. Zentrale Herausforderungen sind die unterschiedlichen Problemwahrnehmungen der Akteure, gerade im Hinblick auf Fragen der Wirtschaftlichkeit von Maßnahmen, die ungleichmäßige Verteilung der Emissionsquellen und der spezifischen Minderungskosten sowie die räumliche Heterogenität der Klimafolgen. In diesen Fragen kommt auch den regionalen Kooperationen eine wichtige Rolle zu, auch auf die Schlüsselrolle regionaler Entwicklungsbanken bei der Finanzierung von Minderungsmaßnahmen sei hier verwiesen.

Die wichtigsten Ergebnisse internationaler Kooperation in der Klimapolitik sind die Einigung der Staatenwelt auf das 2°-Ziel (Kopenhagen 2009 und Cancun 2010) und die Verabschiedung des Pariser Abkommens 2015 als völkerrechtlichem Vertrag zur Einhaltung des 2°-Ziels. Unter dem Abkommen verpflichten sich alle Staaten zu nationalen Klimaschutzmaßnahmen. Während die Festlegung und Umsetzung der Maßnahmen den Staaten obliegt, sollen die Standards zum Monitoring und der Berichterstattung international festgelegt und die Ergebnisse verifiziert werden. Die genaue Ausgestaltung dieser Regeln ist Sache der andauernden Verhandlungen.

Zentrale internationale klimapolitische Instrumente wurden bereits mit dem Kyoto-Protokoll etabliert: Die international gültigen Standards zur Überwachung und Überprüfung von Emissionen, die Schaffung eines einheitlichen Rahmens für den zwischenstaatlichen Emissionshandel sowie die projektbasierten Flexibilisierungsmechanismen. Bei diesen Mechanismen werden Emissionsminderungen durch Klimaschutzprojekten außerhalb von Emissionshandelssystemen erbracht. Die generierten Minderungszertifikate können dann in Emissionshandelssystemen und zur Erfüllung staatlicher internationaler Verpflichtungen eingesetzt werden. Für die Umsetzung des Pariser Abkommens muss jedoch neu ausgehandelt werden, inwieweit diese und weitere im Artikel 6 des Abkommens angelegte marktbasierende Instrumente eine Rolle spielen sollen. Zwar soll das Pariser Abkom-

men auf bestehende Instrumente zurückgreifen, es handelt sich jedoch nicht um die formale Fortsetzung des Kyoto-Protokolls. Zudem haben sich die Anforderungen durch den globalen Anspruch des Abkommens und seine Architektur verändert.

Bislang sind die Maßnahmen zur Einhaltung der Ziele (Art. 2 UNFCCC, 2°-Ziel) inadäquat. Das Pariser Abkommen sieht deshalb einen Ambitionssteigerungsmechanismus vor, bei dem die nationalen Ziele alle fünf Jahre angehoben werden sollen. Weil die Umsetzung auf nationaler Ebene erfolgt, hat dies unmittelbare Implikationen für die Klimapolitik aller Staaten.

Nationale Maßnahmen

Auf nationaler Ebene ist in den vergangenen 10 Jahren eine starke Zunahme klimapolitischer Regulierung zu verzeichnen. In vielen Ländern sind die Regulierungen und die zugehörigen Institutionen noch in einem sehr frühen Stadium und ihre Wirksamkeit wenig und ungleichmäßig evaluiert. Eine große Vielfalt besteht bereits hinsichtlich der unter dem Pariser Abkommen formulierten Klimaziele, wie die Abbildung verdeutlicht. Während die Industriestaaten und Brasilien quantitative Ziele mit Bezug auf ein konkretes Basisjahr haben, verfolgen andere Staaten häufig Ziele relativ zu Baseline-Szenarios, die eine bestimmte künftige Emissionsentwicklung unterstellen (v.a. Entwicklungsländer). Ebenfalls gängig sind Intensitätsziele, bei denen der CO₂-Ausstoß z. B. auf eine Größe wie das Brutto sozialprodukt bezogen wird (Indien). Auch gibt es Kombinationen aus Intensitäts- und Trajektorienzielen (China). Die Vielfalt der Ziele hat Implikationen sowohl für die Umsetzungsmaßnahmen wie auch das Monitoring.

➔ Auf nationaler Ebene ist in den vergangenen 10 Jahren eine starke Zunahme klimapolitischer Regulierung zu verzeichnen.

Allgemein ist zu beobachten, dass sektorspezifische Regulierungen häufiger angewandt werden als wirtschaftsweite und marktbasierende Instrumente. Ein häufig verfolgter Ansatz ist die Kombination regulatorischer Ansätze mit Informationspflichten, beispielsweise der Kombination von Energieeffizienzstandards mit Labels. Gelegentlich zielen sektorspezifische Maßnahmen nicht primär auf den Klimaschutz, wie oft bei Kraftstoffsteuern der Fall. Dennoch können diese auch als Klimaschutzinstrument wirksam sein. Bei Kraftstoffsteuern etwa zeigen wissenschaftliche Untersuchungen, dass zwar kaum kurzfristige, dafür aber eindeutige langfristige Preiselastizitäten bestehen. In einigen Ländern hat sich gezeigt, dass der Abbau von Subventionen auf fossile Primärenergieträger signifikante Emissionsreduktionen bei positiven sozialen Effekten bringen kann.

Ein zunehmend häufig eingesetztes Instrument sind CO₂-Steuern. Sie haben nachweislich zu einer Entkopplung von Emissionen und Wirtschaftsleistung beigetragen. CO₂-Steuern sind häufig sektoral differenziert. Während sie hinsichtlich der Kosteneffizienz nicht ökonomisch optimal sind, sprechen die gute politische Durchsetzbarkeit und die Möglichkeit, Verteilungsfragen zu adressieren für CO₂-Steuern.

Eine besondere Herausforderung ist das Zusammenspiel verschiedener klimapolitischer Instrumente. Teilweise kann es zur Aufhebung von Effekten kommen. Gerade wenn ein Emissionshandelssystem ein ambitioniertes Ziel hat, ist es möglich dass zusätzliche Förderung erneuerbarer Energien nicht mehr zu einer weiteren Emissionsreduktion führt, wenn die Effekte solcher Förderung bei der Mengenplanung für das Emissionshandelssystem nicht berücksichtigt wurden. Gleichwohl kann die staatliche Förderung von erneuerbaren Energien sekundäre Ziele erreichen, wie die Senkung der Herstellungskosten oder eine weitere Verbreitung dieser Technologien, gerade bei Windkraft und Photovoltaik.

→ **Ein zunehmend häufig eingesetztes Instrument sind CO₂-Steuern. Sie haben nachweislich zu einer Entkopplung von Emissionen und Wirtschaftsleistung beigetragen.**

Hinsichtlich effektiver nationaler Klimapolitik ist „Capacity Building“ zum gezielten Wissensaufbau ein kaum zu unterschätzender Faktor. Internationale und bilaterale Kooperationen können hier unterstützen, der in vielen

Ländern noch jungen Klimapolitik zu Wirksamkeit zu verhelfen.

Emissionshandelssysteme

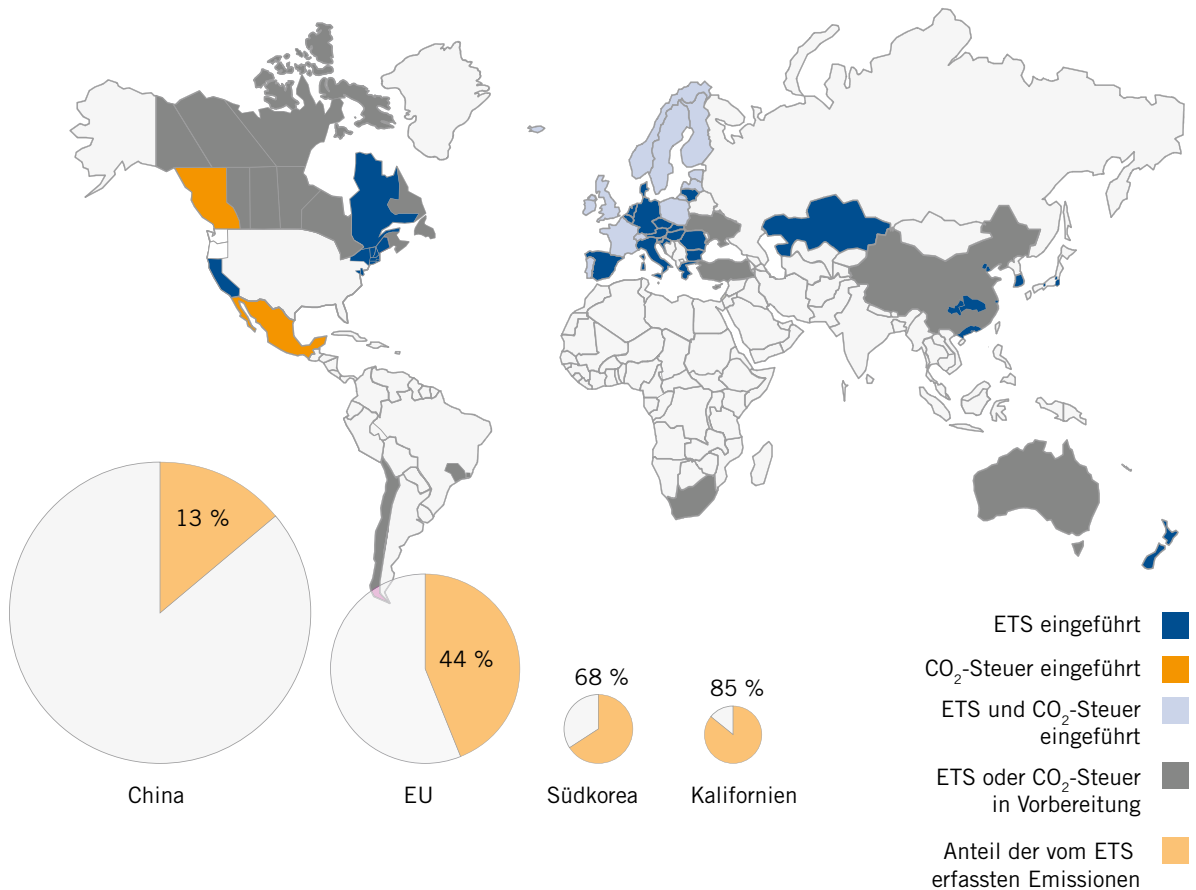
Weltweit ist ein Trend zur Einführung von Emissionshandelssystemen (ETS) zu verzeichnen. ETS sind auf verschiedenen politischen Ebenen eingeführt: Neuseeland, die Schweiz und Südkorea haben nationale Systeme implementiert. Auf substaatlicher Ebene (Länder, Provinzen, Städte) gibt es ETS in China (8), in Japan (2), den USA (10) und Kanada (2). Die größte regionale Kooperation ist das Europäische Emissionshandelssystem (EU-ETS). Es umfasst die 28 EU-Staaten sowie Island, Liechtenstein und Norwegen. Teilweise bestehen zwischen einzelnen Systemen Handelsverbindungen (Linking), etwa zwischen Kalifornien und Quebec.

→ **Weltweit ist ein Trend zur Einführung von Emissionshandelssystemen (ETS) zu verzeichnen.**

Weitere Systeme sind in Vorbereitung. China will noch 2017 ein landesweites ETS einführen. Die insgesamt von ETS erfasste Menge an Treibhausgasen würde dadurch auf 6,84 Gt CO₂e ansteigen (derzeit: 4,59). Auf sektoraler Ebene ist das 2016 von der internationalen Zivilluftfahrtorganisation ICAO beschlossene globale Kompensationsystem für die Zivilluftfahrt zu nennen, das nach zwei Pilotphasen ab 2027 verpflichtend wird.

Ein weiterer Trend ist die Einführung verpflichtender Treibhausgas-Berichterstattung, wie jüngst in der Türkei. Derartige Monitoring-Systeme sind häufig die Vorläufer für ein ETS. Sie führen zum Aufbau der notwendigen Kapazitäten und Wissensressourcen und leisten die Erhebung der für ein ETS erforderlichen Ausgangsdaten. Häufig schließen sich der Einführung von Monitoring-Systemen Pilotphasen für ETS an. Sie können auch die Einführung von CO₂-Steuern vorbereiten.

Bislang waren die Klimaschutz-Effekte von ETS begrenzt, weil Emissionsobergrenzen wenig ambitioniert waren, die ETS zu unflexibel auf externe Schocks wie die globale Finanz- und Schuldenkrise reagieren konnten (Beispiel EU) oder die Systeme nicht verpflichtend waren. Hinzu kamen teilweise großzügige Quoten für Zertifikate aus Projektmechanismen und in den ex-ante-Planungen nicht berücksichtigte Minderungen durch ergänzende regulatorische Instrumente. Die Folgen waren

Abbildung 2.19: Emissionshandelssysteme und CO₂-Steuern

Darstellung: FutureCamp Climate GmbH

Preisverfall wie im EU-ETS und damit verbunden geringe oder fehlende Anreize für Investitionen in Emissionsminderungen. Hier zeichnet sich ein Wandel ab: Im EU-ETS wurde mit der sog. Marktstabilitätsreserve eine automatische Mengenanpassung auch auf der Angebotsseite geschaffen. Andere Systeme haben Preisuntergrenzen (Kalifornien) oder kombinieren den CO₂-Preis mit einer Steuer (Vereinigtes Königreich), um einen Mindestpreis zu garantieren. Diese Bestrebungen dienen der Weiterentwicklung von Emissionshandelssystemen, sie führen jedoch auch zu mehr Komplexität. Weil unter dem Pariser Abkommen die klimapolitische Ambition alle fünf Jahre gesteigert werden soll, ist bei den Emissionshandelssystemen mit regelmäßigen Anschärfungen zur Verknappung der Zertifikate und Steigerung der Preise zu rechnen.

Im Zusammenhang mit ETS sind auch die projektbezogenen Mechanismen zu nennen. Auf internationaler Ebene sind der Clean Development Mechanism (CDM) und Joint Implementation (JI) die bekanntesten. Als Mechanismen des Kyoto-Protokolls sind sie inzwischen jedoch wenig bedeutsam (CDM) bzw. nicht mehr verfügbar (JI). Im Pariser Abkommen ist ein eigener Mechanismus angelegt, der in den kommenden Verhandlungsrunden auszugestaltet ist. In ihren nationalen Zielen verweisen zahlreiche Staaten auf die Nutzung dieses Mechanismus. Darüber hinaus gibt es in vielen ETS eigene Mechanismen, zumeist um Anreize für Treibhausgas-Minderungen in nicht vom ETS erfassten Bereichen zu setzen. Eine ergänzende Rolle spielt zudem weiterhin der Markt für die freiwillige Kompensation von Emissionen, der sich an Unternehmen, Institutionen und Verbraucher richtet und dadurch eine große Zahl an Klimaschutzprojekten finanziert.

2.5 Die globale Entwicklung erneuerbarer Energien

Die Internationale Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) erstellt einen umfassenden Statusbericht der globalen Entwicklung erneuerbarer Energien und identifiziert Länder- und Technologie-spezifische Potenziale für den Ausbau der Erneuerbaren in Stromsektor und Endverbrauchssektoren. In vergangenen Jahren haben die Erzeugungskapazität und Investitionen in erneuerbaren Energien zugenommen, insbesondere im Stromsektor. Dieser Text präsentiert die aktuellen globalen Zahlen.

Als „erneuerbar“ werden alle Energieträger bezeichnet, welche nahezu unerschöpflich zur Verfügung stehen oder sich verhältnismäßig schnell regenerieren, also Bioenergie, Geothermie, Wasserkraft, Meeresenergie, Windenergie und Solarenergie. Im Jahr 2015 betrug die Nutzung erneuerbarer Energien schätzungsweise rund 66 Exajoules (EJ), was einem Anteil von 18.6 % am globalen Endenergieverbrauch entsprach. Im Stromsektor ist die Energieerzeugung aus erneuerbaren Quellen in den letzten Jahren deutlich gestiegen. Allerdings verzeichnet der Strom einen Anteil von lediglich 20 % am globalen Energieverbrauch. In den Endverbrauchssektoren (Gebäude, Industrie, Verkehr, Landwirtschaft) stagniert der Anteil Erneuerbarer. Ganzheitlich betrachtet ist der Anteil der Erneuerbaren am Gesamtenergieverbrauch zwischen 2010 und 2015 jährlich um knapp 0.17 Prozentpunkte gestiegen.

➔ **Im Jahr 2015 betrug die Nutzung erneuerbarer Energien schätzungsweise rund 66 Exajoules (EJ), was einem Anteil von 18.6 % am globalen Endenergieverbrauch entsprach.**

Speziell viele Entwicklungs- und Schwellenländer sind von den negativen Auswirkungen der Verbrennung fossiler Brennstoffe, vor allem dem Klimawandel und lokaler Luftverschmutzung, betroffen. Beispielsweise haben die Feinstaubkonzentrationen in vielen chinesischen Städten die als „kritisch“ eingestuft Werte überschritten, mit dramatischen Auswirkungen auf Umwelt und menschliche Gesundheit. Erneuerbare Energien können einen wichtigen Beitrag zur Senkung von Emissionen darstellen. Allerdings ist es wichtig zu verstehen dass „erneuerbar“ nicht immer „sauber“ bedeutet. So machen traditionelle Formen von Bioenergie (z. B. Brennholz, Holzkohle) rund 50 % des heutigen Anteils der Erneuerbaren aus; rund 2.7 Milliarden Menschen sind zum Kochen noch heute auf traditionelle Bioenergie angewiesen. Wenn über den Beitrag von Erneuerbaren zur Senkung von Emissionen gesprochen wird, bezieht sich dies also ausdrücklich auf „moderne“ erneuerbare Energien.

Die Entwicklung der Erneuerbaren variiert zwischen Regionen. Da der Energiebedarf in vielen Entwicklungs- und

Schwellenländern stark gewachsen ist, ist der relative Anteil der erneuerbaren Energien im Energiemix dort seit den 1990er Jahren recht konstant geblieben, oder sogar gesunken. In Industriestaaten hingegen ist der Anteil erneuerbarer Energien meist gestiegen, aufgrund eines recht konstanten Energiebedarfs gepaart mit häufig erfolgreich angewandten Anreizmechanismen wie z. B. Einspeisetarifen und Auktionen.

Für einen umfassenden Umstieg auf moderne Erneuerbare bedarf es jedoch ganzheitlicher Lösungen in den verschiedenen Bereichen des Energiesektors.

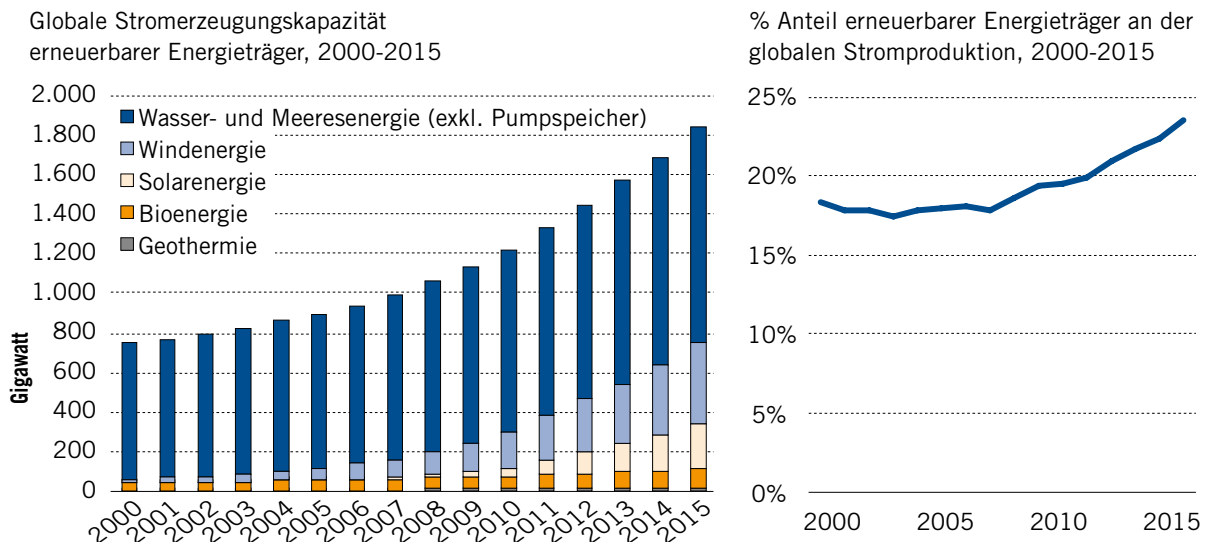
Stromsektor

Der Stromsektor verantwortet rund 40 % der globalen CO₂-Emissionen, durchläuft jedoch bereits einen entscheidenden Wandel im Bezug auf den Anteil erneuerbarer Energien an Kapazität, Produktion und Investitionen. Die globale Stromerzeugungskapazität betrug 2015 ca. 6.200 GW; die globale Kapazität erneuerbarer Energien beträgt 1.811 GW was einem Anteil von rund 29 % entspricht. Im Jahr 2015 stieg die Kapazität aus Erneuerbaren um 154 GW, davon 66 GW bei der Windkraft und 47 GW bei der Photovoltaik, was 61 % der gesamten Kapazitätzunahme entsprach. Somit überstieg der jährliche Zubau von erneuerbaren Energien 2015 den Zubau aller fossilen Energien zur Stromerzeugung, trotz der zuletzt niedrigen Preise fossiler Energie. Erneuerbare Energieträger produzierten 2015 rund 5.660 TWh Strom, also 23.5 % der globalen Gesamtproduktion.

Zudem wurde 2015 eine Gesamtsumme von USD 305 Milliarden in neue Erneuerbaren-Kapazität (exkl. Wasserkraftwerke > 50 MW Kapazität) investiert, das knapp Doppelte der neuen Investitionen in Kohle und Erdgas basierte Stromerzeugung. Rund 90 % dieser Investitionen flossen in Wind- und Solarenergie. Erstmals wurde dabei über die Hälfte dieser Investitionen in erneuerbare Energien in Entwicklungs- und Schwellenländern getätigt; China alleine zeigte sich für rund 1/3 der globalen Investitionen in Erneuerbare verantwortlich. Dagegen sanken die Investitionen in Industriestaaten 2015 um 8 % (vgl. zum Vorjahr), auf USD 130 Milliarden.

Ein wichtiger Faktor für die Verbreitung erneuerbarer Energien sind die Preise. Die durchschnittlichen Strom-

Abbildung 2.20: Entwicklung der erneuerbaren Energien im globalen Strommix, 2000-2015



Quelle: IRENA

gestehungskosten für Photovoltaik sind zwischen 2010 und 2015 um 60 % gesunken, auf rund USD 0.13/kWh (vergl. mit USD 0.05 – 0.10/kWh für Strom aus Kohle und Gas). Die wettbewerbsfähigsten PV-Anlagen erreichen heute Preise von rund USD 0.08/kWh, ohne finanzielle Zulagen. Neben den kontinuierlich sinkenden Kosten und der konstant steigenden Effizienz von Photovoltaik-Technologien, tragen auch politische Instrumente zu diesen Preissenkungen entscheidend bei. So haben viele Länder in den vergangenen Jahren vorab festgelegte Einspeisetarife durch wettbewerbsorientierte Auktionen ersetzt. Dabei wird meist eine bestimmte Technologie-spezifische Kapazität ausgeschrieben und dem Niedrigst-Bietenden Bewerber zugeteilt, unter Berücksichtigung weiterer länderspezifischer Faktoren und Entwicklungsziele. Mitte 2016 führten bereits 67 Länder Auktionen durch, was Preise weiter gesenkt hat.

Endverbrauchssektoren

Entgegen der Entwicklung im Stromsektor ist der Umstieg auf erneuerbare Energieträger in den Endverbrauchssektoren weniger fortgeschritten, was vor allem an der starken Abhängigkeit dieser Sektoren von flüssigen Brennstoffen liegt.

Der Verkehrssektor ist überwiegend abhängig von öl-basierten Kraftstoffen und weist, im Vergleich mit anderen Sektoren, den geringsten Anteil erneuerbarer Energien

auf. 20 % der energiebezogenen Treibhausgasemissionen werden dem Verkehrssektor zugeschrieben. Fast die gesamten Emissionen in diesem Sektor sind CO₂-Emissionen, die auf öl-basierte Verbrennungsmotoren zurückzuführen sind. Drei Arten von erneuerbaren Energieträgern werden im Verkehrssektor eingesetzt: flüssige Biokraftstoffe, Biomethan (in Gasform) und erneuerbar generierter Strom in der Elektromobilität. Biokraftstoffe können im Schiff- und Luftverkehr eingesetzt werden; allerdings würde es immenser Mengen fortschrittlicher Biokraftstoffe bedürfen um einen entscheidenden Beitrag im Schiff- und Luftverkehr zu leisten. Biomethan kann für leichte Frachttransporte oder andere Bereiche des Straßenverkehrs eingesetzt werden. Der Verkauf von Elektroautos wächst zwar schneller als die Biokraftstoff Nutzung; Elektrofahrzeuge verzeichnen jedoch bisher einen Anteil von lediglich 0,1 % an der globalen Fahrzeugflotte (Stand 2015). Für einen großflächigen Ausbau der Elektromobilität bedarf es adäquater Infrastrukturlösungen (z. B. breitflächig verfügbarer Ladestationen für Elektroautos).

Gebäude (Wohn-, Büro- und Gewerbebereich) verantworten rund 1/3 des globalen Endenergieverbrauchs und 10 % der energiebezogenen CO₂-Emissionen. Von der Gesamtenergienutzung in Gebäuden werden 33 % zur Beheizung, 30 % zum Kochen und 20 % zur Wassererwärmung genutzt; der Anteil für Kühlung beträgt derzeit lediglich 2 %, wird jedoch erwartungsgemäß bis 2030 auf 6 % ansteigen. Im Jahr 2010 betrug der Anteil der Erneuerbaren an der Gesamtenergienutzung in Gebäuden rund

35 %; den Hauptanteil daran tragen die Nutzung von Biogas zum Kochen und von Solarthermie zum Heizen.

Der Industriesektor hat einen Anteil von rund 40 % am Endenergieverbrauch und ist für 20 % der energiebezogenen CO₂-Emissionen verantwortlich. Erneuerbare Energien tragen einen Anteil von rund 11 % am industriellen Energieverbrauch, und können auf verschiedene Weise zur Wärmeerzeugung genutzt werden. Die jeweilige Technologie ist von der erforderlichen Prozesswärme abhängig. Für geringe oder mittlere Wärmeanforderung (z. B. Lebensmittelverarbeitung) können Solarthermieanlagen genutzt werden; in energieintensiven Sektoren, wie der Stahl-, Zement- und Aluminium-Produktion, wird vor allem Bioenergie eingesetzt, um starke Hitze zu erzeugen. Um Emissionen im Industriesektor umfassend zu senken, sollte die Nutzung erneuerbarer Energien mit Maßnahmen in den Bereichen Kohlenstoffbindung und -speicherung (CCS) und Energieeffizienz einhergehen.

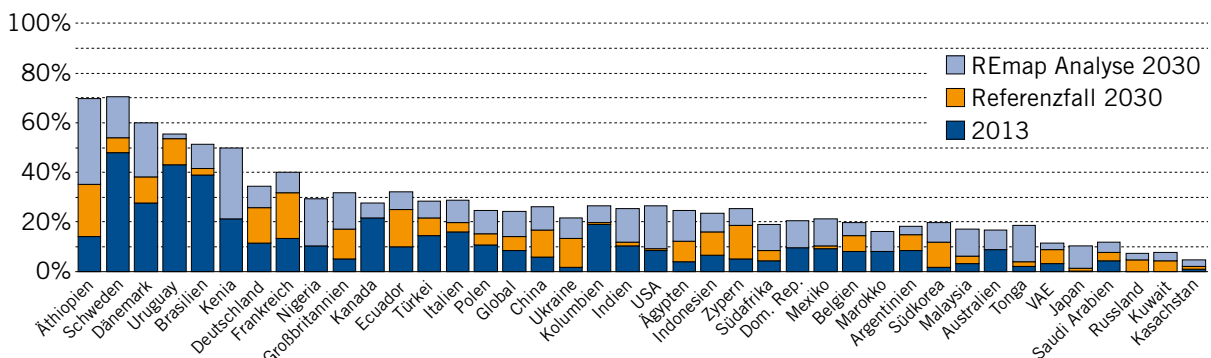
Bezüglich der Dekarbonisierung von Energieproduktion und -nutzung in den verschiedenen Sektoren haben IRENA und die Internationale Energieagentur (IEA) jüngst eine umfassende Studie präsentiert, welche einen Beitrag für die G20-Gespräche unter deutscher Präsidentschaft liefert. Die Studie zeigt unter anderem Maßnahmen auf, um den Anteil moderner Erneuerbarer im Energiemix bis 2050 auf 65 % zu erhöhen. Eine bereits heute vielversprechende Maßnahme zur stärkeren Nutzung erneuerbarer Energien in Endverbrauchssektoren ist die Sektorkopplung, d. h. vor allem Power-to-Gas und Elektrifizierung von Verkehr und Industrie. Eine detaillierte Beschreibung der Sektorkopplung findet sich in Kapitel 4.3.

Entwicklung erneuerbarer Energien in verschiedenen Ländern

173 Länder haben mittlerweile Ziele für erneuerbare Energien festgelegt; über 150 Länder haben zudem Politiken entwickelt, um einheitliche und vorausschauende Rahmenwerke zum Ausbau der erneuerbaren Energien zu schaffen. Die IRENA Renewable Energy Roadmap (REmap) Initiative stellt umfassende Analysen der Rolle erneuerbarer Energien in Ländern und Regionen auf, und fügt die Erkenntnisse zu einem ganzheitlichen globalen Bild zusammen. Zudem zeigen REmap Analysen realistische Potenziale zum Ausbau erneuerbarer Energien bis 2030 oder 2050 auf. Die REmap Analyse umfasst derzeit 70 Länder, welche rund 90 % des globalen Energiebedarfs ausmachen.

Der globale REmap Report (2016) enthält umfassende Länderstatistiken für das Jahr 2013, nach Sektor differenziert. Der Report sortiert Länder in drei Gruppen, je nachdem ob der Anteil erneuerbarer Energien am Energieverbrauch zwischen 2000 und 2013 (i) gestiegen, (ii) konstant geblieben oder (iii) gesunken ist. Industriestaaten gehören überwiegend zu der ersten Gruppe. Die meisten im Zuge der REmap Initiative untersuchten Länder weisen einen recht konstanten Anteil Erneuerbarer auf (darunter Äthiopien, Kenia und Nigeria, welche aufgrund der hohen Nutzung von Wasserkraft und traditioneller Bioenergie bereits Erneuerbaren-Anteile von 80 % – 95 % aufweisen). In den größten Schwellenländern, wie China, Indien und Mexiko ist der Anteil der Erneuerbaren im Energiemix gesunken, speziell aufgrund des stark steigenden Energiebedarfs in diesen Ländern.

Abbildung 2.21: Anteil und Potenzial moderner erneuerbarer Energien am Endenergieverbrauch (in %) in einigen REmap Ländern, 2013-2030



Quelle: IRENA (2016). REmap: Roadmap for a Renewable Energy Future. S. 62



2.6 Energiepolitik in den USA

Erklärtes Ziel der neuen US-Regierung ist, die Wirtschaft anzukurbeln und Arbeitsplätze zu schaffen. Daran sollen sich auch die energiepolitischen Maßnahmen ausrichten. Dem Gestaltungseinfluss der Regierung sind jedoch Grenzen gesetzt: Zum einen durch die Gegebenheiten des Marktes und zum anderen durch die Eigenständigkeit der einzelnen Bundesstaaten. Einige Ankündigungen in der Energiepolitik wurden bereits von der neuen Administration umgesetzt, es bleiben jedoch noch viele Fragen offen.

America First Energy Plan

Mit dem „America First Energy Plan“ verdeutlicht die neue US-Regierung die Neuausrichtung ihrer Energiepolitik. Ziele sind die Stärkung der Energieunabhängigkeit Amerikas, die Schaffung neuer Arbeitsplätze und das Ankurbeln des Wirtschaftswachstums. Daran sollen die Maßnahmen der neuen Regierung bewertet werden. Die Ziele sollen unter anderem über die Deregulierung in der Energie- und Klimapolitik erreicht werden.

Die Förderung aller eigenen Energieressourcen wie Kohle, Öl, Gas, Kernenergie und Erneuerbare – gleichberechtigt und ohne Subventionen – ist ein wichtiger Baustein im Rahmen des America First Energy Plans. Die Strategie zielt darauf ab, die Energiepreise zu senken und dadurch die Industrie wiederzubeleben. Die staatlichen Mehreinnahmen aus dem erhöhten Steueraufkommen aufgrund der heimischen Energieproduktion würden den Bundeshaushalt ausgleichen und die Finanzierung neuer Infrastrukturprojekte ermöglichen. Neben der Stimulierung des Wirtschaftswachstums hätte die heimische Energieproduktion die Unabhängigkeit von Energieimporten zur Folge, was zur Verringerung des US-Außenhandelsdefizits führen würde.

Des Weiteren sollen die Durchsetzungskompetenzen der Bundesstaaten gegenüber der Bundesebene gestärkt werden. Ebenso strebt die neue Regierung an, Forschungsgelder verstärkt dem Privatsektor zukommen zu lassen. Kernaufgabe der Environmental Protection Agency (EPA) soll die Umsetzung von Luft- und Wasserqualitätsstandards sein.

→ Die Förderung aller eigenen Energieressourcen wie Kohle, Öl, Gas, Kernenergie und Erneuerbare – gleichberechtigt und ohne Subventionen – ist ein wichtiger Baustein im Rahmen des America First Energy Plans.

Um diese ambitionierten Ziele zu erreichen, will die neue Regierung nicht nur diverse „arbeitsplatzschädliche“ Re-

gulierungen eliminieren, sondern auch die Bürokratie auf Bundesebene verringern, die ihrer Einschätzung nach die regulatorische Autorität überschreitet. Ferner äußert die neue Regierung ihren Wunsch, zahlreiche internationale Abkommen, an denen die USA beteiligt ist, nochmals zu verhandeln, um mit vorteilhafteren Verhandlungsergebnissen die amerikanische Wirtschaft zu stärken.

Energie- und Klimapolitik seit der Amtseinführung am 20. Januar 2017

Die ersten konkreten energie- und klimapolitischen Maßnahmen der Administration und des Kongresses beziehen sich vorwiegend auf dem Deregulierungsbereich. Der Präsident und die republikanische Mehrheit im Kongress wollen eine klare Abkehr von der Politik der vorangegangenen demokratischen Obama-Administration. Der US-Präsident kann grundsätzlich Verordnungen („Executive Orders“) unterzeichnen, welche die Prioritäten und Richtlinien für die Bundesadministration festlegen und zugleich die Verordnungen der Amtsvorgänger ändern oder abschaffen. Präsident Trump hat dieses Instrument bereits genutzt. Von Januar bis April 2017 wurden insgesamt 23 Verordnungen verabschiedet, davon können fünf dem Ziel der Deregulierung zugeordnet werden. Für jede Regulierung, die neu von der Administration eingeführt wird, müssen nun zwei alte aufgehoben werden – so das proklamierte Ziel.

Darüber hinaus benennt der Präsident, mit der Zustimmung des Senats, die Führungsebene der Bundesbehörden, die seine politischen Leitlinien umsetzen.

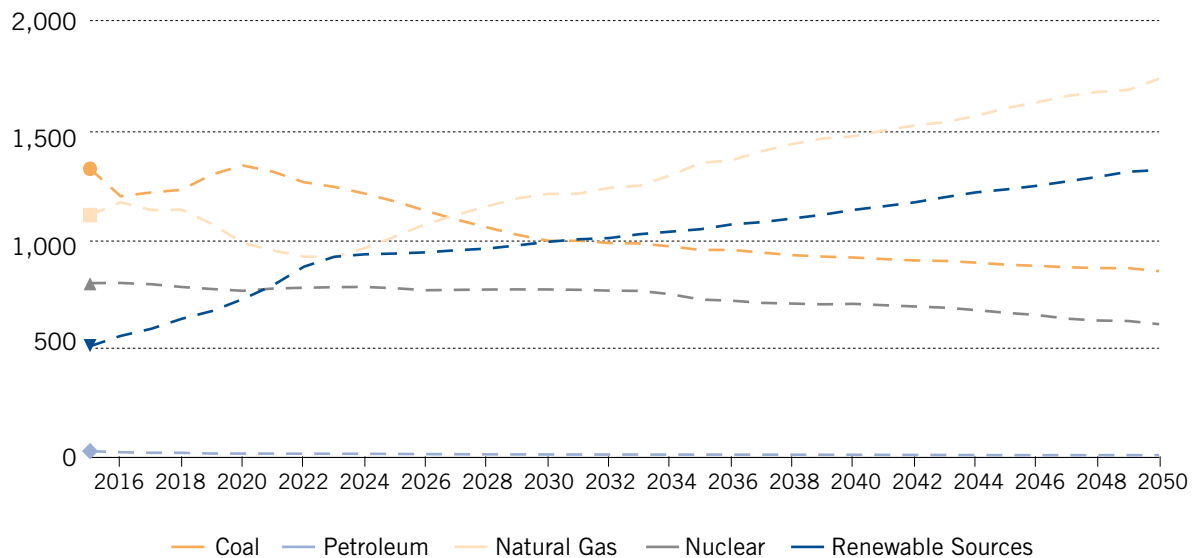
Der Kongress kann zusätzlich den sogenannten „Congressional Review Act“ von 1996 für sich nutzen und alle Regelungen der vorangegangenen Administration innerhalb der letzten 60 legislativen Tage prüfen und anpassen. So wurden im Januar und Februar 2017 im Kongress vor allem die letzten Regulierungen der Obama-Administration geändert bzw. aufgehoben.

Folgende Schritte hat die neue Regierung bislang in der Energie- und Klimapolitik umgesetzt:

Abbildung 2.22: Electric Power Sector: Power Only

Case: Reference case

BkWh



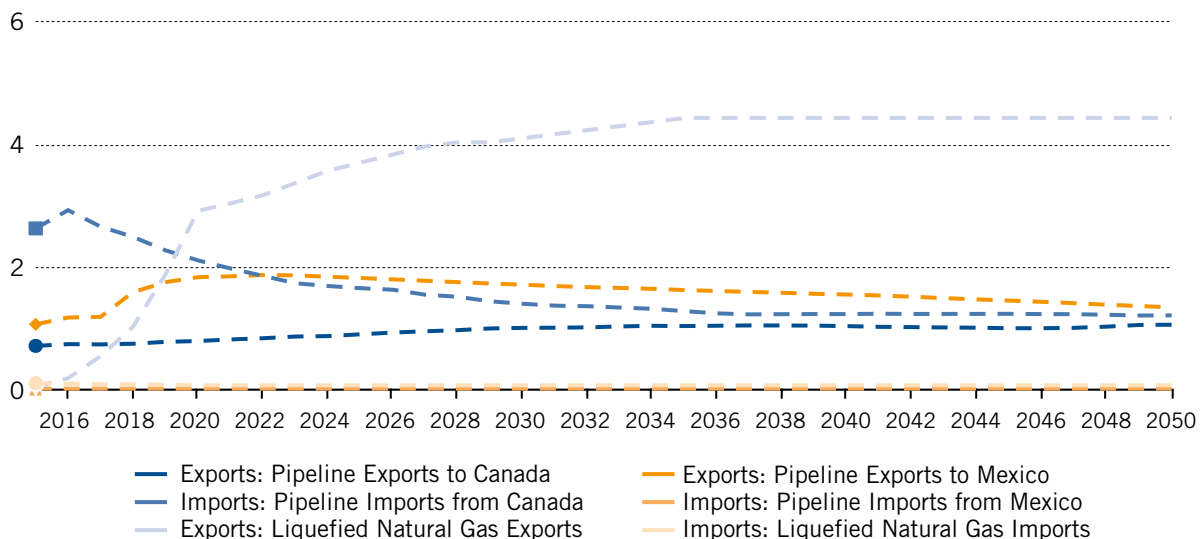
Quelle: U.S. Energy Information Administration

- Die Zustimmung für den Bau der Öl-Pipeline-Projekte „Keystone XL“ und „Dakota Access“. Beide Bauprojekte waren unter der Obama-Administration zeitweilig gestoppt.
- Die Aufhebung der „Stream Protection Rule“, die vor allem Kohleminen in West Virginia betraf. Verabschiedet im vergangenen Dezember durch die Obama-Administration, sollte die Regulierung insbesondere die Gebirgsflüsse und Wälder in den Appalachen schützen, die im Rahmen des Kohleabbaus betroffen gewesen wären.
- Die Anordnung an die bundesstaatliche Umweltschutzagentur (Environmental Protection Agency (EPA)), die Wasserregulierung („Waters of the US“) zu überprüfen. Seit 2015 führt die Regelung dazu, dass bundesstaatliche Richtlinien umfassend auf Gewässer in den USA angewandt werden können.
- Die Aufhebung der Sektion 1504 des Dodd-Frank Act, welches US-Energie- und Rohstoffunternehmen verpflichtete, alle Zahlungen an ausländische Regierungen zu veröffentlichen.
- Die EPA nahm eine Anfrage von 2016 bezüglich der Methan-Emissionen in der Öl- und Gasindustrie zurück. Diese Anfrage wurde als erster Schritt für eine Regulierung der Methan-Emissionen gewertet.
- Die Anordnung an die EPA, die Standards für den Treibstoffverbrauch von Fahrzeugen, die sogenannten „Corporate Average Fuel Economy (CAFE)“ Standards zu überprüfen. Gemäß den CAFE Standards sollte die Automobilindustrie eine durchschnittliche Effizienzklasse in ihrer Flotte von 54,5 Meilen/Gallone (ca. 4,3 Liter/100 km) bis 2025 erreichen.
- Die Anordnung an die EPA, den Clean Power Plan (CPP) zu prüfen und anzupassen. Der CPP galt als Kern der Klimaschutzbemühungen der Obama-Administration, vorgesehen, um die CO₂-Emissionen aus dem Stromsektor um 32 % bis 2030 (im Vergleich zu 2005) zu senken.
- Die Beendigung einer Richtlinie der Obama-Administration, dass die „sozialen Kosten von Kohlenstoff“ („social cost of carbon“) bei der Formulierung von Regulierungen eingebracht werden müssen.
- Die Abschaffung einer Verordnung der Obama-Administration von 2016, in der Klimawandel als nationale Sicherheitsbedrohung definiert wurde.

Abbildung 2.23: Natural Gas: Volumes

Case: Reference case

Tcf



Quelle: U.S. Energy Information Administration

- Die Beendigung eines Moratoriums auf Kohleabbauförderung auf bundeseigenem Territorium.

Zusätzlich hat die Administration erste Vorschläge zum Bundeshaushalt formuliert, die Einschränkungen des EPA Budgets um 31 %, des Energieministeriums um 5,6 % sowie des Innenministeriums um 12 % vorsehen. Der Vorschlag beinhaltet auch die Eliminierung der Energieforschungsagentur „Advanced Research Projects Agency-Energy“ (ARPA-E) sowie eine 20 %ige Stellenkürzung in der EPA. Allerdings muss der Kongress dem Vorschlag zustimmen, der bereits von Demokraten und Republikanern kritisiert wurde. Es ist davon auszugehen, dass der Vorschlag zum Bundeshaushalt in den jeweiligen Ausschüssen im Kongress nochmals angepasst wird.

Zukünftige Umsetzung des Kampagnen-Programms

Trotz der bereits genannten Handlungen im Bereich der Energie- und Klimapolitik, wurden noch nicht alle Ankündigungen aus der Wahlkampfkampagne Trumps, zum Beispiel die Abkehr der USA aus dem Klimaschutzabkommen von Paris oder die Beendigung der Finanzierung von internationalen Klimaschutzprogrammen, reali-

siert. Ob diese Ankündigungen umgesetzt werden sollen, oder sich politisch realisieren lassen, ist unklar.

Trends im US-Energiemarkt

Wie auch in anderen Feldern hat die Politik den Anspruch, die Rahmenbedingungen des Marktes zu gestalten. Sie ist zu gleich aber auch tangiert von den wirtschaftlichen Trends. Diese Trends zeigen, wie schwierig es für die Trump-Administration sein wird, zum Beispiel die wirtschaftliche Wiederbelebung der Kohleabbaugebieten zu ermöglichen. Im vergangenen Jahrzehnt hat Erdgas als Energieträger aufgrund der „Shale Gas Revolution“ im Vergleich zu Kohle an Wettbewerbsfähigkeit gewonnen. Dieser Trend wäre auch ohne Umweltauflagen für den Abbau von und die Energiegewinnung durch Kohle unumkehrbar. Die Ankündigung des neuen Präsidenten, mehr bundesstaatliche Gebiete sowie Küstenregionen für die Förderung von Kohle, Erdöl- und -gas freizugeben, wird Prognosen zufolge eher der Öl- und Gasförderung als der Kohlenindustrie nutzen. Diese könnte aufgrund der steigenden Fördermenge von Öl und Gas sogar weiter unter Druck geraten. Da alle Energieträger zugleich miteinander in Konkurrenz stehen, ist es kaum möglich, über eine marktnahe Regulierung einen einzelnen Rohstoff besonders zu fördern. Tatsäch-

lich demonstrierten die Unternehmen, die in der Förderung unkonventioneller Öl- und Gaslagerstätten aktiv sind, dass sie in der Lage sind, ihre Effizienz zu steigern sowie Produktionskosten und damit ihre Gewinnschwelle (break-even price) zu senken. Laut Energy Information Agency (EIA) und IHS konnten die Unternehmen in der unkonventionellen Förderung ihre Kosten zwischen 2012 und 2016 um 25-30 % senken. Dank der OPEC-Produktionskürzungen im Januar, die einer Stabilisierung der fallenden Ölpreise dienen sollten, konnten US-Unternehmen die gesunkene Öl-Produktion wieder intensivieren. Zwischen 2015 und der ersten Hälfte 2016 fiel die Anzahl der Bohrungen, inzwischen hat sich die Zahl der Bohrungen stabilisiert.

➔ **Die Ankündigung des neuen Präsidenten, mehr bundesstaatliche Gebiete sowie Küstenregionen für die Förderung von Kohle, Erdöl- und -gas freizugeben, wird Prognosen zufolge eher der Öl- und Gasförderung als der Kohlenindustrie nutzen.**

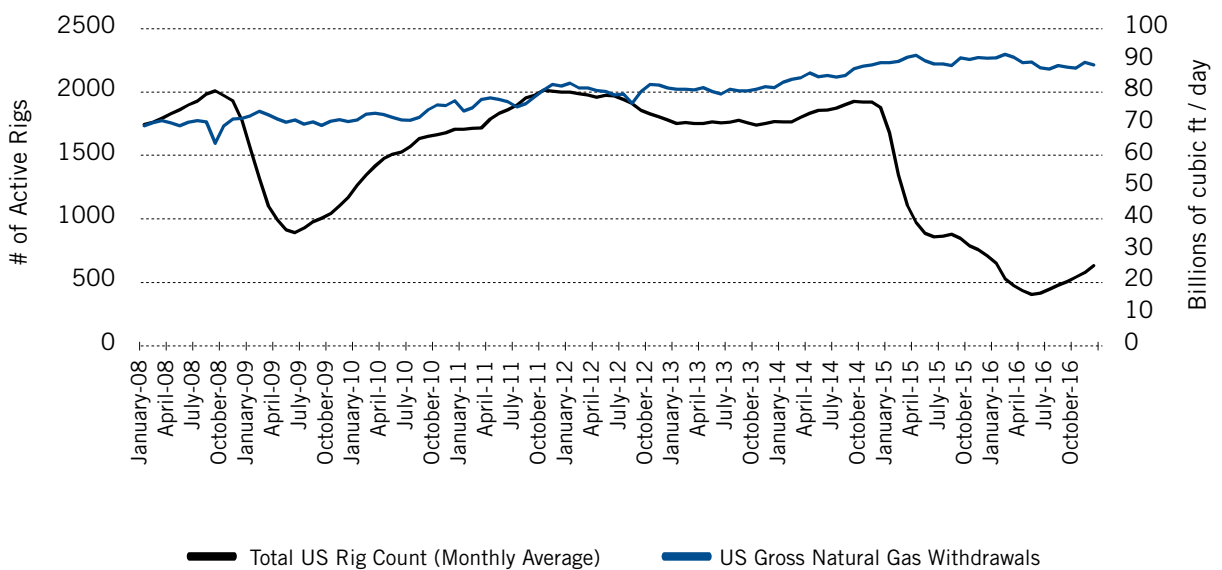
Das umfassende Angebot und die wettbewerbsfähigen Preise lassen den Anteil an Erdgas an der amerikanischen Stromproduktion weiter anwachsen. Gemäß EIA hat Erdgas die Kohle im vergangenen Jahr bereits als wichtigsten Energieträger in der amerikanischen Stromerzeugung abgelöst. Die Szenarien der EIA zeigen, dass die Stromproduktion durch Kohle weiterhin abnehmen wird, selbst für den Fall, dass der CPP möglicherweise in Zukunft keine Gültigkeit mehr haben könnte. Erdgas und erneuerbare Energien würden sich weitere Anteile sichern.

Es wird erwartet, dass die Gasproduktion weiter ansteigt und die USA Nettoexporteur von Erdgas im Jahr 2020 sein werden. Dies wird vor allem über den Export von LNG ermöglicht. Bis 2019 sollen fünf LNG-Terminals in Betrieb sein. Derzeit ist nur ein Terminal beim Sabine Pass zwischen Texas und Louisiana in Betrieb.

Fazit und Ausblick

Die Energiepolitik der neuen US-Administration hat zum Ziel, über Deregulierung neue Arbeitsplätze zu schaffen, Amerikas Energieunabhängigkeit zu bewahren und Energiepreise zu senken. Der Effekt der politischen Maßnahmen wird jedoch von wirtschaftlichen Trends im Energie-

Abbildung 2.24: US Natural Gas Production vs Active Rig Count



Quelle:



markt beeinflusst. So ist davon auszugehen, dass die Energieerzeugung aus Erdgas und erneuerbaren Energien weiterhin zunimmt und dass es zu weiteren Kostensenkungen kommen wird.

Des Weiteren bleiben zu Beginn der neuen Administration noch viele Fragen offen, darunter ob die Auflage von 9,8 % Beimischung von Biodiesel im Transportsektor (Renewable Fuel Standard (RFS)) erhalten bleibt und ob die Steuererleichterungen für Wind und Solar, die 2019 bzw. 2022 auslaufen, aufgehoben werden (Renewable Energy Production Tax Credit; Business Investment Tax Credit). In der Förderung von Erneuerbaren wird allerdings deutlich, wie stark der energiepolitische Einfluss der Bundesstaaten selbst ist. So haben 29 der 50 Staaten den Energieversorgern den Anteil an Erneuerbaren in der Erzeugung vorgegeben (renewable portfolio standards (RPS)), einige haben ambitionierte Ziele für den Ausbau formuliert, wie z. B. Kalifornien mit 50 % Erneuerbarenanteil bis 2030.

→ Die Energiepolitik der neuen US-Administration hat zum Ziel, über Deregulierung neue Arbeitsplätze zu schaffen, Amerikas Energieunabhängigkeit zu bewahren und Energiepreise zu senken.

Ferner offen sind Details zu den Infrastrukturprojekten, für die eine Billion US-Dollar während der Präsidentschaftskampagne angekündigt wurden. Diese könnten genau wie die Verhandlungen zum nordamerikanischen Handelsabkommen NAFTA in der zweiten Jahreshälfte auf der Agenda stehen. Noch ist unklar, inwiefern das Kapitel 6 (Energiehandel) Gegenstand einer möglichen Nachverhandlung von NAFTA ist. Mit der Perspektive des wachsenden Gasmarktes in den USA und den Möglichkeiten zum Export wären offene Märkte für die amerikanische Gasindustrie hilfreich.

2.7 Liquefied Natural Gas – Entwicklungen und Perspektiven

Liquefied Natural Gas – weitläufig auch als LNG oder verflüssigtes Erdgas bekannt – ist als wichtiger Bestandteil des internationalen Gashandels weiterhin auf einem starken Wachstumskurs. Weltweit wurden im Jahr 2015 rund 3.500 Mrd. m³ Erdgas verbraucht. LNG hatte hieran einen Anteil von rund 10 %. Der Erdgasverbrauch ist in den letzten Jahren kontinuierlich gestiegen und hat in der jüngeren Vergangenheit um durchschnittlich etwa 2,6 % pro Jahr zugenommen. Obwohl dieses Wachstum in Zukunft geringer ausfallen könnte, geht der World Energy Outlook 2016 davon aus, dass Erdgas immerhin das stärkste Wachstum unter den fossilen Energieträgern verzeichnen wird. LNG verzeichnete in den vergangenen Jahren ein überdurchschnittliches Wachstum und bis zum Jahr 2030 wird mit einem weiteren Zuwachs von 4 bis 5 % pro Jahr gerechnet.

LNG-Handel

Die Verflüssigung von Erdgas durch Kühlung auf -161 bis -167 °C mit der einhergehenden Volumenverringerung auf ein 1/600stel des Normvolumens ermöglicht, dass Erdgas in Form von LNG per Schiff über lange Distanzen und damit global und interkontinental gehandelt werden kann. Das überwiegend aus Methan bestehende LNG (~98 %) weist eine hohe Energiedichte auf und wird nach dem Transport an Import- bzw. Regasifizierungsterminals wieder in den gasförmigen Zustand gebracht und per Pipeline zum Verbraucher transportiert. Zunehmend wird LNG auch als Produkt direkt vermarktet und findet Anwendung z. B. als Kraftstoff in der Schifffahrt und im Schwerlastverkehr auf der Straße.

Der Transport von verflüssigtem Erdgas eignet sich in der Regel nicht für kurze Distanzen, da die Kosten der Verflüssigung als größerer Fixkostenblock zu Buche schlagen. Für längere Strecken ist die Verflüssigung von Erdgas jedoch eine wirtschaftlich sinnvolle Möglichkeit.

Im Jahr 2016 wurde mit einem Volumen von 265 Mio. Tonnen LNG (~345 Mrd. m³ Normkubikmeter) die bisherige Höchstmarke im globalen Handel erreicht. Dabei stehen für den internationalen Transport des verflüssigten Erdgases rund 450 Tanker bereit. Nach Schätzungen von BP könnte der LNG-Handel bis 2035 etwa die Hälfte des global gehandelten Gasvolumens ausmachen. Ein Vorteil des LNG-Handels ist die Möglichkeit flexibel auf regionale Schwankungen der Nachfrage und des Angebots sowie auf Preissignale reagieren zu können. Durch die Fertigstellung neuer Verflüssigungsanlagen – vor allem in Australien und den USA – dürften die Handelsvolumen in den nächsten Jahren weiter zunehmen und die Liquidität im LNG-Markt wird sich weiter erhöhen.

→ **Im Jahr 2016 wurde mit einem Volumen von 265 Mio. Tonnen LNG (~345 Mrd. m³) die bisherige Höchstmarke im globalen Handel erreicht.**

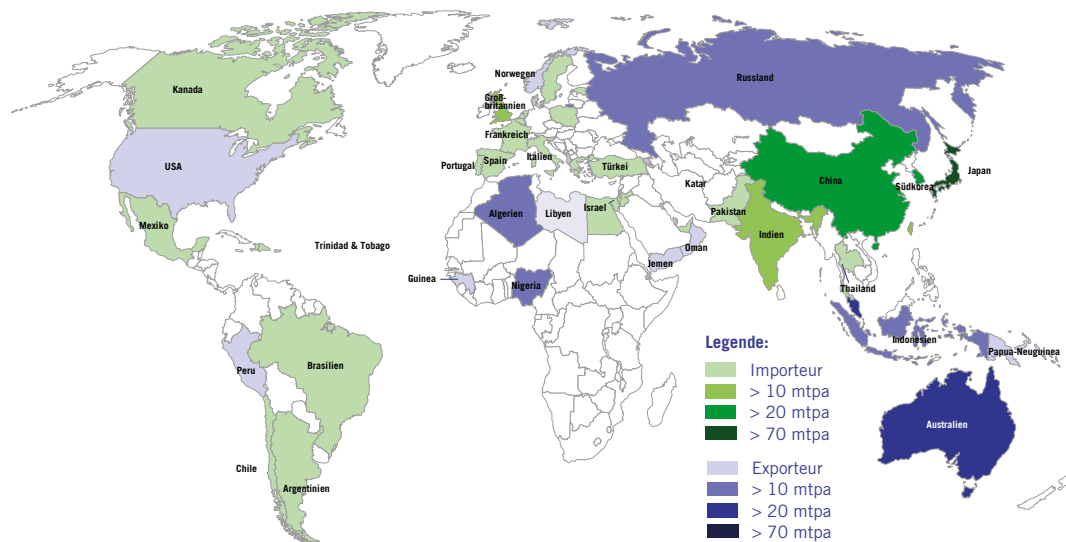
Vor allem der asiatisch-pazifische Raum ist von LNG-Importen abhängig. Anders als in Europa gibt es kein durchgängiges Pipelinesystem und nur wenige überregionale Verbindungen. Im Jahr 2015 wurden mehr als 177 Mio. Tonnen LNG (~230 Mrd. m³) importiert, was gut 72 % des globalen LNG-Handelsvolumens entsprach. Wichtigste LNG-Lieferanten für asiatische Märkte sind neben intrakontinentalen Handelsbeziehungen Katar und Australien. Die größten Importeure sind Japan, Südkorea und China. Japan, der mit Abstand führende Abnehmer von LNG, hat nach einem Rekord-Importjahr 2014 mit 88,5 Mio. Tonnen LNG (~115 Mrd. m³ Gas) im Jahr 2016 nur rund 83,3 Mio. Tonnen LNG (~108 Mrd. m³ Gas) importiert, was einer Abnahme von rund 6 % entspricht. Damit lag der japanische Marktanteil im Jahr 2016 bei 31 %.

→ **Die größten Importeure sind Japan, Südkorea und China.**

Europa ist der zweitgrößte Importeur von LNG. Insgesamt wurden rund 38 Mio. Tonnen LNG (~49 Mrd. m³) im Jahr 2015 importiert. Damit waren die Importkapazitäten im Schnitt allerdings nur zu etwa 25 % ausgelastet. Ein liquider Gashandel und niedrige Handelsmarktpreise machten LNG in Europa bisher nicht dauerhaft wettbewerbsfähig gegenüber Pipelinegas. Zudem boten sich aus Verkäufersicht im asiatisch-pazifischen Raum durch ein höheres Preisniveau deutlich bessere Absatzmöglichkeiten.

In den letzten zwei Jahren kristallisierten sich „neue Nachfrager“ heraus. Unter anderem wurde LNG nach Jordanien, Pakistan und Ägypten geliefert. In den südamerikanischen Ländern, mit Ausnahme von Chile, war die Abnahme rückläufig.

Abbildung 2.25: Die LNG-Welt im Jahr 2015



*mtpa = Millionen Tonnen LNG pro Jahr

Quelle: GIIGNL, IGU, TEAM CONSULT Analyse

LNG-Infrastruktur

In den letzten Jahren sind weltweit Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten ausgebaut worden. Ende 2016 standen etwa 331 Mio. Tonnen pro Jahr an Verflüssigungs- bzw. Exportkapazitäten aus rund 25 Terminals in 18 Ländern bereit. Demgegenüber fanden sich auf der Importseite rund 110 Terminals in 35 Ländern mit einer Kapazität über 780 Mio. Tonnen pro Jahr. Damit beträgt die globale Importkapazität mehr als das Doppelte der globalen Exportkapazität.

➔ **In den letzten Jahren sind weltweit Verflüssigungs- und Regasifizierungskapazitäten ausgebaut worden.**

Auf Seite der Verflüssigungsprojekte verteilten sich bisher gut 65 % der globalen Verflüssigungskapazitäten auf nur fünf Länder: Katar, Indonesien, Australien, Malaysia und Nigeria. Im Jahr 2016 sind zu den weltweit bestehenden Kapazitäten etwa 36 Mio. Tonnen pro Jahr hinzugekommen und derzeit befinden sich weitere 103 Mio. Tonnen pro Jahr im Bau, die in den nächsten Jahren bis 2020 den Betrieb aufnehmen werden. Nach jetzigem Stand wird die Welle von neuen Verflüssigungskapazitäten abflauen, da neue Projekte aufgrund des ungünstigen In-

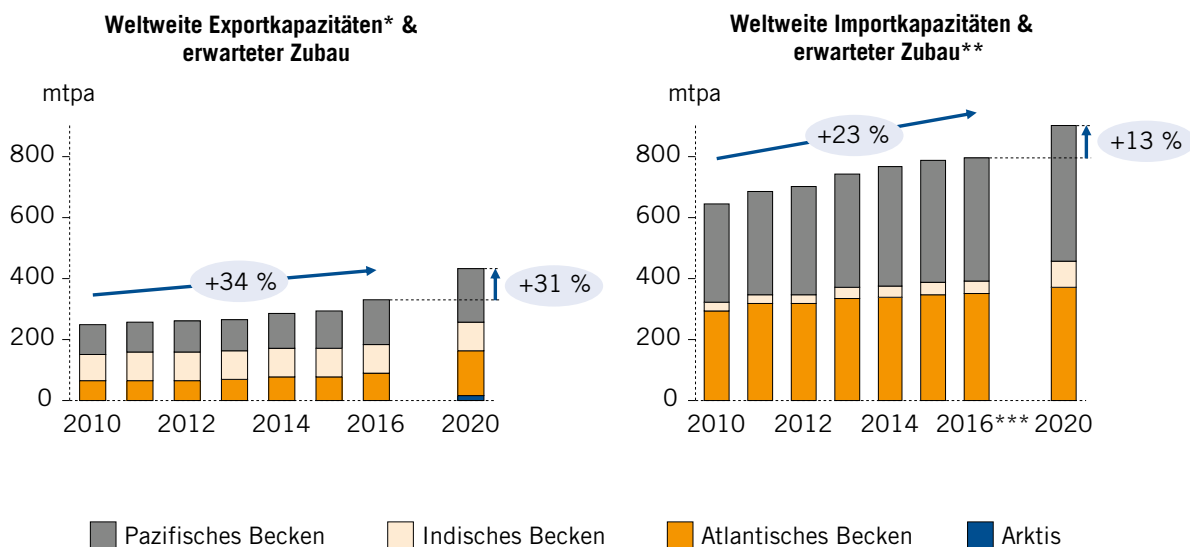
vestitionsumfeldes durch die momentane Überversorgung des Marktes aktuell keine Investoren finden.

➔ **Auf Seite der Verflüssigungsprojekte verteilten sich bisher gut 65 % der globalen Verflüssigungskapazitäten auf nur fünf Länder: Katar, Indonesien, Australien, Malaysia und Nigeria.**

Dennoch, die sich bereits im Bau befindlichen zusätzlichen Verflüssigungskapazitäten sind enorm und werden in den kommenden Jahren überwiegend in den USA und Australien erstellt werden.

Dass sich die USA zum drittgrößten LNG-Exporteur entwickeln werden, liegt an der hohen Schiefergasförderung, welche seit 2003 eine rasante Entwicklung erlebt hat und die USA zum größten Gasproduzenten vor Russland und dem Iran gemacht hat. Das Projekt „Sabine Pass“ ist die erste US-Anlage im Zuge des „Shalegas-Booms“, die mit der Produktion im Februar 2016 gestartet ist. Momentan befinden sich noch weitere Kapazitäten in Höhe von 56 Mio. Tonnen pro Jahr, verteilt auf sechs Exportprojekte, im Bau. Der Aufbau der Verflüssigungs-

Abbildung 2.26: Entwicklung der weltweiten Import- und Exportkapazitäten



* Ohne Ägypten, Libyen und Jemen

** Erwarteter Zubau 2016-2019 mit Stand Oktober 2016

*** Stand: Mitte 2016

Quelle: GIIGNL, IGU, IEA, TEAM CONSULT Analyse

kapazitäten wird nach derzeitigem Stand 2020 abgeschlossen sein.

In Australien sind noch vier Verflüssigungsprojekte mit einer Kapazität von zusätzlich 26 Mio. Tonnen pro Jahr im Bau. Damit wird Australien, gemessen an der installierten Kapazität und vermutlich auch an den exportierten Mengen, den derzeit größten LNG-Produzenten Katar im Jahr 2018 überholen.

Damit könnte das katarische LNG-Geschäft in den kommenden Jahren Änderungen unterliegen. In den vergangenen Jahren exportierte der bislang größte Exporteur mit einer installierten Kapazität von 77 Mio. Tonnen pro Jahr den größten Anteil seiner Mengen in den asiatischen Raum. Durch die Inbetriebnahme zusätzlicher Exportkapazitäten in Australien sind neue LNG-Mengen auf den asiatischen LNG-Märkten gelandet, so dass im Jahr 2016 eine erste „Verlagerung“ der asiatischen Importe zwischen Australien und Katar beobachtet werden konnte. Ein Zubau an weiteren Exportkapazitäten in Katar ist nicht geplant.

Wachstumspotenzial Gas und LNG

Das größte Wachstumspotenzial beim Erdgasverbrauch wird weiterhin in Asien gesehen. Während die Importe

von LNG in den traditionellen asiatischen Märkten wie Japan oder Südkorea eher rückläufig bis stagnierend sein werden, wird für China und Indien sowie für die absolut gesehen kleineren Märkte wie Pakistan, die Philippinen, Vietnam, Thailand, Malaysia und Singapur erheblicher Zuwachs erwartet.

➔ Das größte Wachstumspotenzial beim Erdgasverbrauch wird weiterhin in Asien gesehen.

China wird als der Treiber der globalen Gasnachfrage gesehen – wenn auch mit einer gewissen Unsicherheit. Niedrige Preise für LNG, umweltrechtliche Vorgaben als auch vertragliche Verpflichtungen aus LNG-Verträgen könnten die Basis für eine starke LNG-Nachfrage sein, auch wenn die wirtschaftlichen Aussichten etwas schwächeln.

An zweiter Stelle bei den Wachstumsprognosen der Erdgasnachfrage findet sich der afrikanische Kontinent. Sowohl im Westen Afrikas (z. B. in Nigeria, hier insbesondere Erdölbegleitgas) als auch vor den Küsten Mosambiks und Tansanias liegen erhebliche Erdgasmengen, die sowohl einen wachsenden Eigenbedarf bedienen als auch exportiert werden könnten.



Aus diesem Grund tauchte der Kontinent bis 2015 nur als Exporteur und nicht als LNG-Nachfrager auf. Seither gibt es mit zwei „schwimmenden“ Floating Regasification Storage Unit (FSRU)-Terminals erste Regasifizierungskapazitäten in Ägypten. War das Land vor ein paar Jahren noch LNG-Exporteur, so ist man mittlerweile auf LNG-Importe angewiesen, um die heimische Nachfrage zu decken. Frühestens mit dem Start der Förderung aus dem Zohr-Feld nach 2021 könnte Ägypten wieder zu einem Exporteur werden.

Für den Nahen Osten wird ebenfalls Wachstumspotenzial gesehen. Vor allem für kleinere Länder, wie Kuwait, Jordanien und Oman, wird mit einer höheren Gasnachfrage gerechnet. Auch wenn hier zukünftig die Möglichkeiten einer Versorgung über Pipelinegas durch benachbarte Länder bestehen, können LNG-Importe durchaus eine Rolle spielen.

→ In Europa genießt LNG allerdings eine hohe Bedeutung. Dies zeigt sich unter anderem in der im Februar 2016 vorgestellten LNG-Strategie der Europäischen Union.

In den anderen großen Verbrauchsregionen, wie Nordamerika, GUS oder Europa, dürfte der Erdgasverbrauch eher moderat weiter ansteigen. In Europa genießt LNG allerdings eine hohe Bedeutung. Dies zeigt sich unter anderem in der im Februar 2016 vorgestellten LNG-Strategie der Europäischen Union. Dabei wird die dynamische Entwicklung des globalen LNG-Marktes als eine Chance für die Energieversorgung und Wettbewerbsfähigkeit der EU gesehen. Hierin spricht sich die EU für die Sicherstellung des Zugangs zu liquiden Gasmärkten aller Mitgliedstaaten aus und sieht in LNG eine Möglichkeit der stärkeren Diversifizierung der Versorgungsquellen – vor allem für Länder in Südosteuropa, Ostmitteleuropa und im Ostseeraum, von denen viele noch keinen Zugang zu LNG haben.

Preise

Seit 2011 gab es eine deutliche Dreiteilung bei den Großhandelspreisen für Erdgas in den drei großen globalen Handelsregionen.

Das hohe Erdgasangebot durch den Ausbau der Schiefergasförderung in Nordamerika hat den US-amerikani-

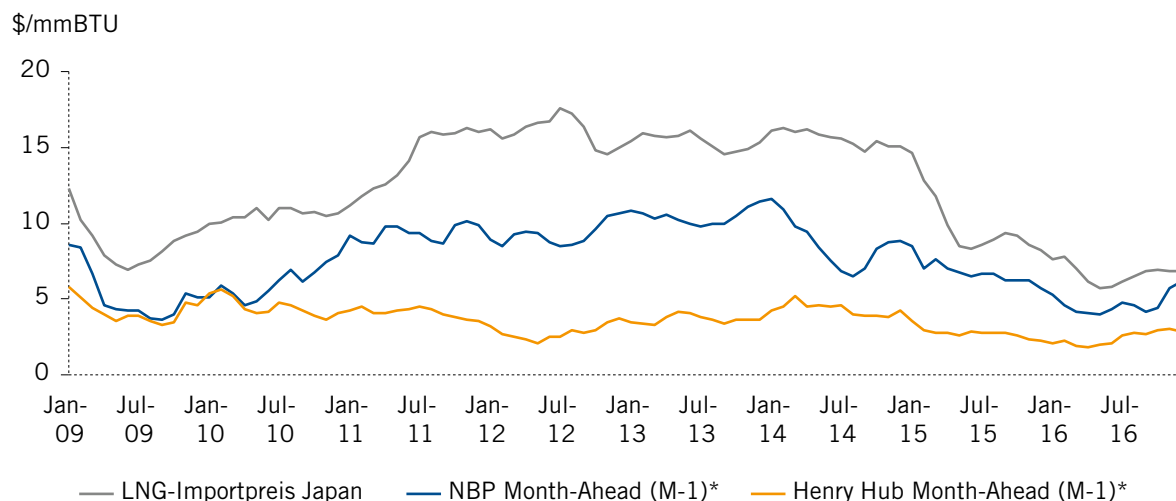
schen Gaspreis am Henry Hub in den letzten Jahren im Bereich von rund 2,5 – 5,0 USD/MMBTU schwanken lassen. In Europa erreichten die Großhandelspreise etwa das doppelte Niveau und haben sich in einer Bandbreite von 6 – 12 USD/MMBTU (NBP) bewegt. Die höchsten Preise hatten asiatisch-pazifische Importeure zu zahlen. Aufgrund der hohen Nachfrage, insbesondere aus China, Korea und Japan, bei gleichzeitig hohen Ölpreisen, haben Preise dort Höchststände erreicht. Mit Preisen im Bereich zwischen 11 – 18 USD/MMBTU wurden deutliche Prämien auf importiertes Gas im Vergleich zum europäischen Markt gezahlt.

Seit 2015 durchlaufen die Märkte eine Phase massiver Veränderung. Der Zubau neuer Kapazitäten bei einem langsameren Nachfragewachstum hat den LNG-Markt in einen Käufermarkt verwandelt, in dem die internationalen Großhandelspreise deutlich zurückgegangen sind. Zunächst konnten Zusatzmengen nur zu Spotpreisen, die weit unterhalb der LNG-Preise aus traditionellen ölpreisgebundenen Langfristverträgen (z. B. Japan an den JCC – Japan Customs-cleared Crude) lagen, verkauft werden. Der zusätzlich einsetzende Ölpreisverfall verursachte auch ein Absacken des Preisniveaus der LNG-Langfristverträge, sodass sich die LNG-Preise zwischen Asien und Europa annähern konnten.

→ Seit 2015 durchlaufen die Märkte eine Phase massiver Veränderung. Der Zubau neuer Kapazitäten bei einem langsameren Nachfragewachstum hat den LNG-Markt in einen Käufermarkt verwandelt, in dem die internationalen Großhandelspreise deutlich zurückgegangen sind.

Während das Gas aus australischen Projekten aufgrund der Entfernung zu anderen Verbrauchsregionen hauptsächlich in den asiatischen Markt fließen wird, kann US-LNG nach Europa, Süd- und Lateinamerika und, dank des Ausbaus des Panama-Kanals, nun auch zügiger nach Asien exportiert werden. Diese diversifizierten Liefermöglichkeiten geben dem US-amerikanischen Gaspreis eine zentrale Rolle im globalen LNG-Handel.

Abbildung 2.27: Preisentwicklung



*Mid-Preise je Liefermonat

mmBTU = 1 Million British Thermal Unit (entspricht 0,1087 Tonnen LNG lt. International Gas Union, IGU (2012): Natural Gas Conversion Pocketbook)

Quelle: ICIS Heren, Japanischer Zoll, METI, EIA, TEAM CONSULT Analyse

Ausblick

LNG ist – anders als Pipelinegas – flexibel und folgt globalen Preissignalen. Damit stellt LNG die Verbindung zwischen den großen regionalen Gasmärkten her. LNG-Mengen fließen zunächst in hochpreisige Märkte ohne Zugang zu Pipelinegas (z. B. Japan) oder in Nischenmärkte (z. B. Südamerika). Überschussmengen können nach Europa kommen und konkurrieren dort mit Pipelinegas und heimischer Produktion. Dies hat die letzte Dekade, in der der überwiegende Teil der LNG-Mengen in den asiatisch-pazifischen Raum geflossen ist und nur wenig LNG nach Europa geliefert wurde, gezeigt.

➔ **LNG-Mengen fließen zunächst in hochpreisige Märkte ohne Zugang zu Pipelinegas oder in Nischenmärkte. Überschussmengen können nach Europa kommen und konkurrieren dort mit Pipelinegas und heimischer Produktion.**

Anders als viele asiatische Märkte (z. B. Korea, Japan) kann Europa sowohl über Pipelinegas als auch über LNG versorgt werden, d. h. aber auch, dass Europa für LNG der „Residualmarkt“ bleiben wird. Europa kann somit

zusätzliche LNG-Mengen aufnehmen, die in Asien oder den anderen Märkten nicht abgesetzt werden können.

Mit dem Aufkommen von Australien und den USA als neue Hauptexporteure bleibt es abzuwarten, wie Katar und Russland auf das stärkere internationale Wettbewerbsumfeld reagieren werden. Die deutliche Erhöhung des LNG-Angebotes bei gleichzeitig geringerem Zuwachs auf der Nachfrageseite führt dazu, dass es zukünftig einen Angebotsüberhang bei LNG geben könnte und sich weltweit die Preisniveaus weiter angleichen werden.

LNG wird damit zu wettbewerbsfähigen Konditionen für Europäische Märkte in ausreichenden Mengen auch längerfristig zur Verfügung stehen und könnte damit einen wichtigen Beitrag zur Versorgungssicherheit erfüllen. Es bleibt jedoch abzuwarten, ob größere LNG-Mengen wirklich in Europa anlanden werden, denn letztlich werden die Exporteure die Märkte mit den höchsten erzielbaren Preisen präferieren und in Europa stehen LNG-Mengen zudem im starken Preiswettbewerb mit Pipelinegas aus Russland und Norwegen.

Energie in der Europäischen Union

- 3.1 Zahlen & Fakten
- 3.2 Das „Winterpaket“ der EU
- 3.3 Die Reform des EU-Emissionshandels
- 3.4 Aufteilung der grenzüberschreitenden Strompreiszone
- 3.5 Ausschreibungen für Offshore-Windenergie in Europa

3

3.1 Zahlen & Fakten

Die Energiemärkte und insbesondere der Strommarkt in der EU-28 befinden sich im Spannungsfeld zwischen den COP 21 Vereinbarungen für Emissionsminderungen und der Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit. Der Wettbewerb zwischen den im Stromsektor nunmehr mit einem Anteil von ca. 30 % vertretenen erneuerbaren Energien und den konventionellen Kraftwerken wird zunehmend zu einer Herausforderung und erfordert eine Anpassung der Marktbedingungen, um auch zukünftig eine abgesicherte Energieversorgung zu gewährleisten.

Wirtschaftliche Rahmenbedingungen

Die Wirtschaft in der Europäischen Union konnte im dritten aufeinanderfolgenden Jahr ein Wachstum von ca. 2 % aufweisen. Das Bruttosozialprodukt (BSP) nahm 2016 in der EU-28 real um 1,9 % im Vergleich zum Vorjahr zu. Unter den Ländern mit überdurchschnittlichem Wachstum waren Spanien, Großbritannien, Polen und Schweden.

Primärenergieverbrauch stagniert nahezu auf Vorjahresniveau

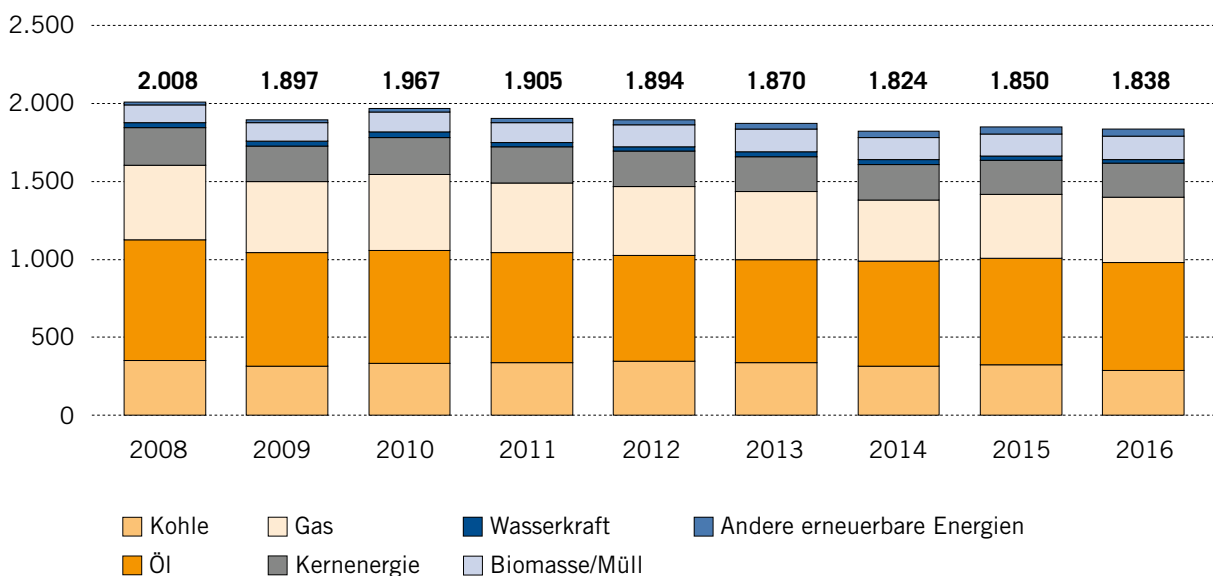
Der Primärenergieverbrauch in der EU-28 betrug nach ersten Schätzungen in 2016 ca. 1.840 Mtoe. Dies bedeutet einen Rückgang von 0,6 % gegenüber dem Vorjahresniveau. Seit dem zwischenzeitlichen Rekordwert in 2010 sank der Primärenergieverbrauch bis 2014 kontinuierlich. Seit 2014 stagniert der Verbrauch allerdings auf nahezu gleichbleibendem Niveau. Dies ist insbesondere dem Wirtschaftswachstum geschuldet. Somit konnte, trotz einer fortgesetzten Verbesserung in der Energie-

intensität, der Primärenergieverbrauch nicht maßgeblich weiter reduziert werden. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch betrug in 2016 12,1 %. Damit konnte der Anteil gegenüber dem Vorjahr um einen halben Prozentpunkt verbessert werden.

➔ **Somit konnte, trotz einer fortgesetzten Verbesserung in der Energieintensität, der Primärenergieverbrauch nicht maßgeblich weiter reduziert werden.**

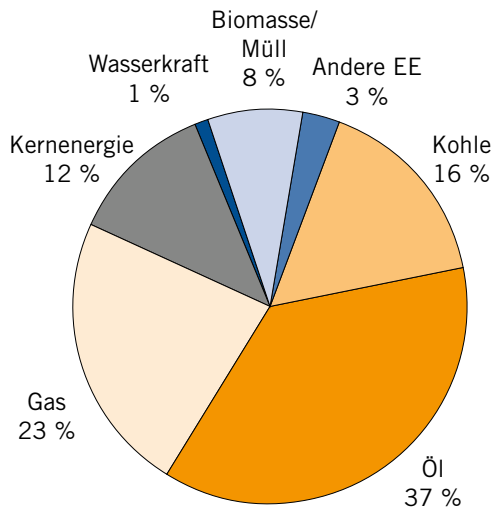
Die Steigerung des Anteils der erneuerbaren Energien am Primärenergieverbrauch gestaltet sich deutlich schwieriger als im Stromsektor. Die EU-Kommission nimmt sich verstärkt dieses Themas durch ein Effizienz- und ein neues Erneuerbare Energien Programm an.

Abbildung 3.1: Primärenergieverbrauch, EU-28, 2008-2016 in Mtoe



Quellen: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, nationale Statistiken

Abbildung 3.2: Struktur des Primärenergieverbrauchs EU-28, 2016, absolut 1.838 Mtoe



Quellen: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, nationale Statistiken

Beim Primärenergieverbrauch gab es innerhalb der fossilen Brennstoffe eine Verschiebung in den Anteilen von Kohle (-1,8 %) hin zu Erdgas (+1,0 %), während die Anteile der übrigen Energieträger nahezu konstant blieben. Die Reduktion des Anteils der Kohle entspricht einem Rückgang in ihrem absoluten Verbrauch um mehr als 10 % gegenüber dem Vorjahr. Der höhere Anteil von Erdgas spiegelt die deutlich geringeren Preise für Erdgas in 2016 wider, die zu einer verbesserten Wirtschaftlichkeit und deshalb einem vermehrten Einsatz dieses Energieträgers führten.

Stromverbrauch steigt erstmals wieder leicht an

Die Brutto-Stromerzeugung der EU-28 lag in 2016 nach den bisher verfügbaren statistischen Daten mit ca. 3.223 TWh nur geringfügig (+0,6 %) über dem Vorjahresniveau. Das Wachstum in der Stromproduktion ging überwiegend im Einklang mit der Wirtschaftsentwicklung. So stieg die Produktion überdurchschnittlich in den Ländern Spanien, Polen und Tschechische Republik. Eine Besonderheit lag in Belgien vor, wo die Produktion mit nahezu 12 % gegenüber dem Vorjahr wuchs. Hierdurch wurden die hohen Stromimporte aus den benachbarten Ländern reduziert, die wegen der Ausfälle mehrerer Kernkraftwerksblöcke in 2015 notwendig waren.

➔ Die Brutto-Stromerzeugung der EU-28 lag in 2016 nach den bisher verfügbaren statistischen Daten mit ca. 3.223 TWh nur geringfügig (+0,6 %) über dem Vorjahresniveau.

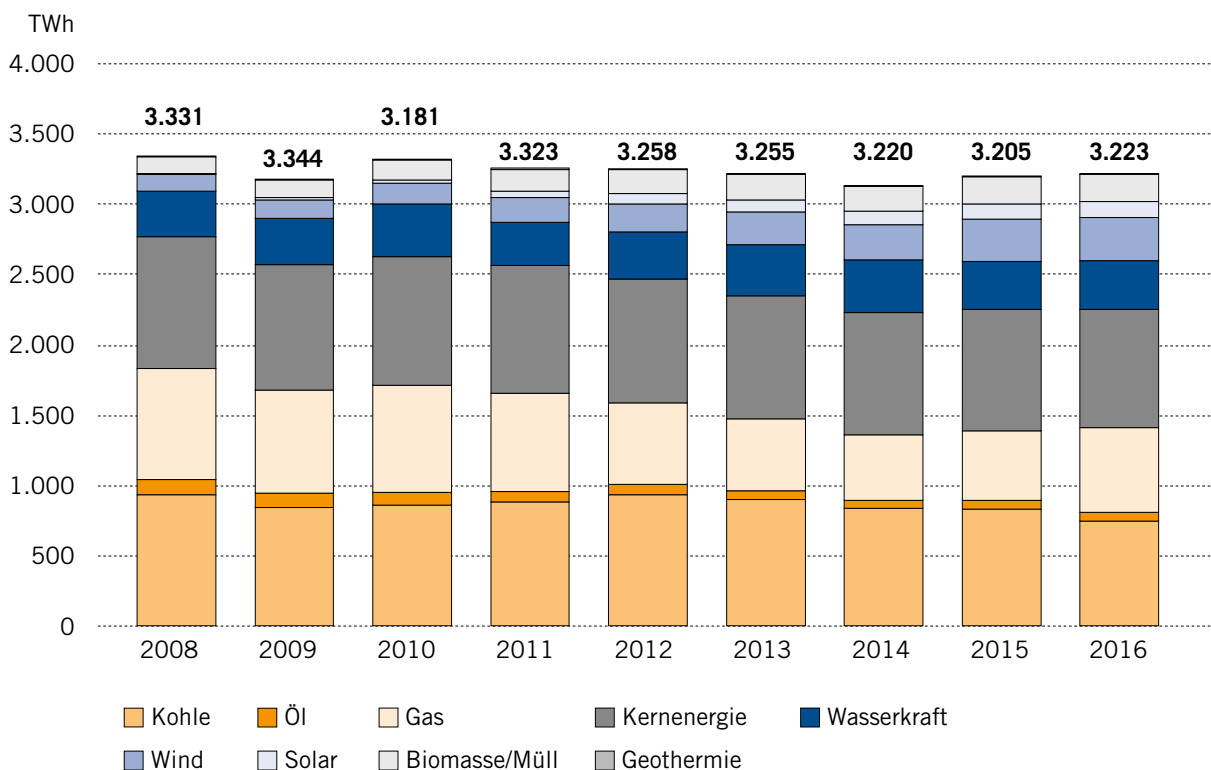
Der Anteil der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung lag mit 30 % in 2016 nur geringfügig (+0,3 %) höher als im Vorjahr. Der geringe Zuwachs trotz des weitergehenden Ausbaus der Kapazität, insbesondere von Wind und Solar, lag an den relativ schwachen Windverhältnissen und der unterdurchschnittlichen solaren Einstrahlung. Die Anteile der einzelnen erneuerbaren Energieträger einschließlich Wasserkraft und Biomasse änderten sich kaum gegenüber dem Vorjahr.

➔ Absolut wurden ca. 100 TWh der Stromerzeugung der EU-28 von Kohle und zum geringeren Anteil von Kernkraft zu Erdgas verschoben.

Dagegen war die Verschiebung innerhalb der fossilen Brennstoffe von Kohle zu Erdgas um jeweils ca. 3 Prozentpunkte umso bemerkenswerter. Absolut wurden ca. 100 TWh der Stromerzeugung der EU-28 von Kohle und zum geringeren Anteil von Kernkraft zu Erdgas verschoben. Damit kehrte sich erstmals der seit 2012 zu beobachtende Trend mit einer erhöhten Stromproduktion aus Kohle zu Lasten von Gaskraftwerken um. Wegen des geringen CO₂-Preises weit unter 10 €/t, gepaart mit einem relativ hohen Gaspreis, war die Stromerzeugung mittels Kohlekraftwerken in den Jahren 2012 bis 2015 deutlich wirtschaftlicher als mittels Erdgas. Die hohe Erzeugung aus Kohle führte aber zu einer weitest gehenden Stagnation in den CO₂-Emissionen. Der in 2016 wieder aufgenommene Ersatz von Stromerzeugung aus Kohle durch Erdgas unterstützte neben der Erzeugung aus erneuerbaren Energien signifikant die Reduktion der CO₂-Emissionen im Stromsektor.

Die Anteile der anderen Energieträger an der Stromerzeugung waren relativ konstant im Vergleich zum Vorjahr. Lediglich der Anteil der Kernenergie reduzierte sich um einen halben Prozentpunkt. Dies resultierte aus den Stilllegungen der Anlagen Grafenrheinfeld in Deutschland und Wylfa-1 in Großbritannien im Laufe des Jahres 2016.

Abbildung 3.3: Entwicklung der Brutto-Stromerzeugung EU-28, 2008-2016, in TWh



Quellen: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

Trotz des intensiven Ausbaus der erneuerbaren Energien im Stromsektor in der EU-28 dominierte mit einem gemeinsamen Anteil von 70 % nach wie vor die konventionelle Stromerzeugung aus fossilen und nuklearen Energieträgern. Deren gemeinsamer Anteil war damit nahezu unverändert gegenüber dem Vorjahr. Den größten Anteil innerhalb der konventionellen Stromerzeugung hatte die Kernenergie mit 26 %, weiterhin, trotz der rückläufigen Entwicklung, gefolgt von Kohle mit einem Anteil von 23 % und Erdgas mit einem Anteil von nunmehr 19 %.

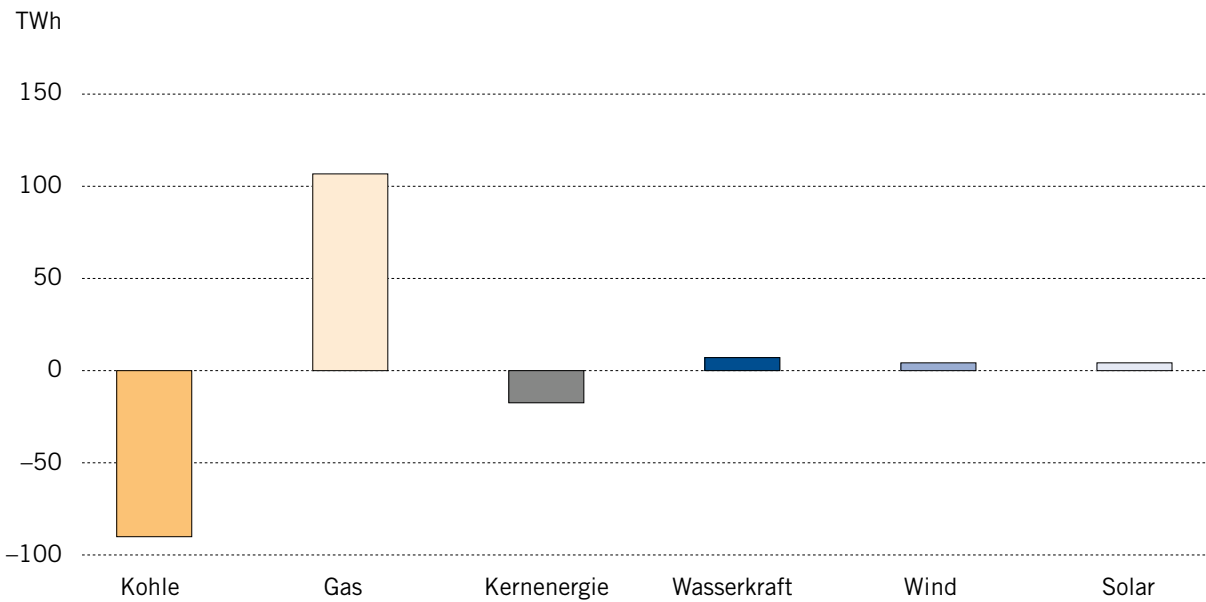
➔ **Trotz des intensiven Ausbaus der erneuerbaren Energien im Stromsektor in der EU-28 dominierte mit einem gemeinsamen Anteil von 70 % nach wie vor die konventionelle Stromerzeugung aus fossilen und nuklearen Energieträgern.**

Innerhalb der erneuerbaren Energien rangierte 2016 weiterhin die Wasserkraft mit einem Anteil von 11 % an erster Stelle, aber dicht gefolgt von der dynamisch wachsenden Windenergie mit einem Anteil von ca. 9 %. Die Stromerzeugung aus Biomasse/Müll erreichte einen Beitrag von 6 %, während die Solarenergie gemittelt über alle Mitgliedsländer einen Anteil von 4 % erzielen konnte. Die Stromerzeugung aus Solarenergie war in den einzelnen Mitgliedsländern allerdings sehr unterschiedlich. In den Ländern Deutschland, Italien und Spanien war ihr Anteil mit 5 % bis 8 % deutlich höher als der EU-Durchschnitt.

Trotz der im historischen Rückblick moderaten Preise für die fossilen Brennstoffe Kohle, Öl und Erdgas in 2016, bleibt die wirtschaftliche Situation für die konventionellen Kraftwerke schwierig. Der Großhandelspreis für Grundlaststrom fiel wegen der vermehrten Einspeisung der erneuerbaren Energien in einigen Ländern auf einen Wert unterhalb von 30 Euro pro MWh. Außerdem geht die Auslastung der konventionellen Kraftwerke wegen der wachsenden Einspeisung von erneuerbaren Energien seit Jahren kontinuierlich zurück. Der Erlös aus dem

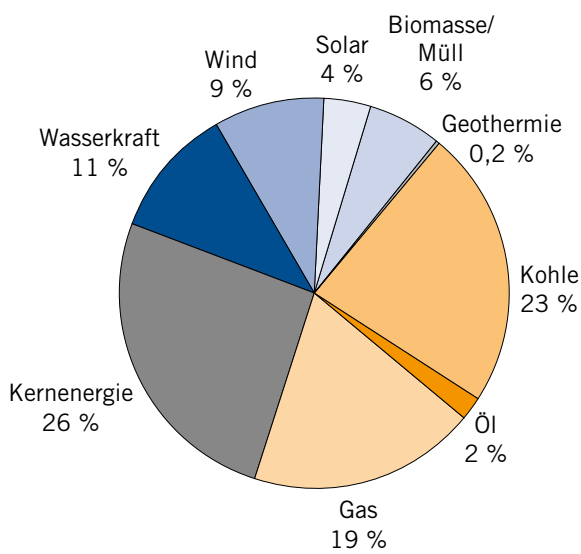


Abbildung 3.4: Entwicklung der Stromerzeugung einzelner Energieträger in 2016 im Vergleich zu 2015, in TWh



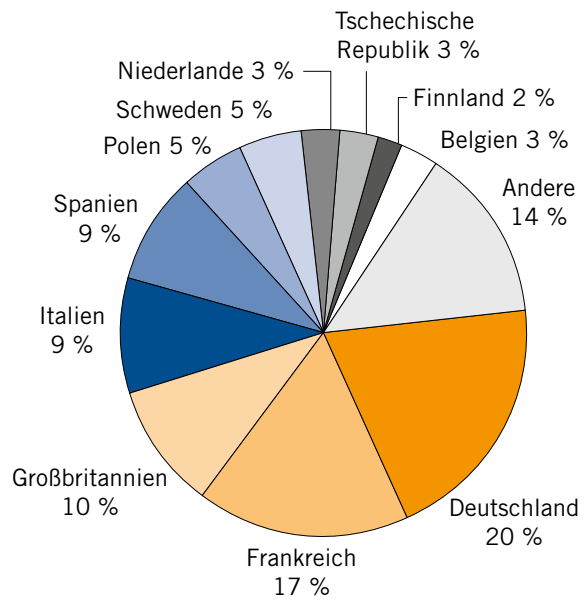
Quellen: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

Abbildung 3.5: Struktur der Stromerzeugung EU-28, 2016, absolut ca. 3.220 TWh



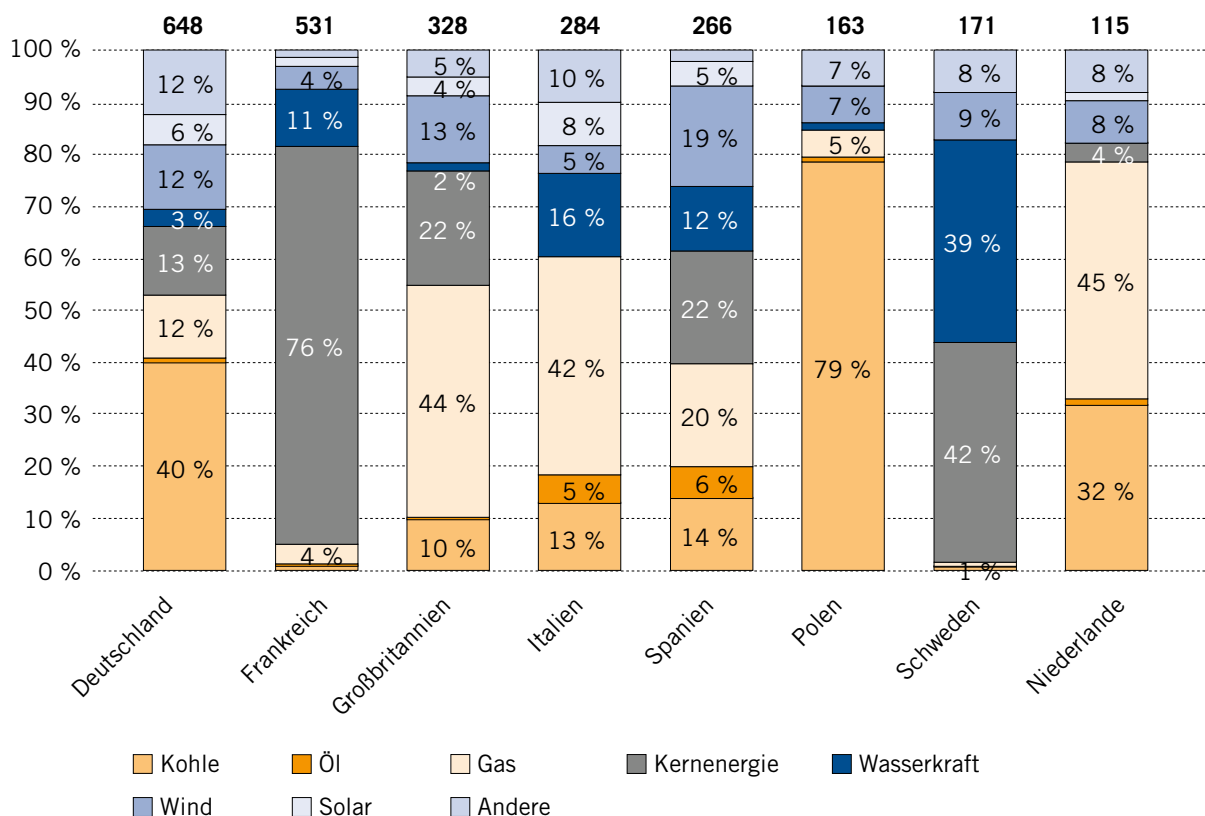
Quellen: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

Abbildung 3.6: Anteile ausgewählter Länder an der gesamten EU-28 Stromerzeugung, 2016



Quellen: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

Abbildung 3.7: Energiemix in der Stromerzeugung für ausgewählte Länder der EU-28, 2016; Absolutwerte in TWh



Quellen: IHS, Eurostat, IEA Statistiken, Agora/Sandberg, nationale Statistiken

Stromverkauf allein ist für viele konventionelle Anlagen nicht mehr ausreichend, um deren Betriebskosten zu decken. Die Refinanzierung von Neuanlagen ist unter diesen Marktbedingungen in fast allen EU-28 Ländern nicht darstellbar. Lediglich KWK-Anlagen mit zusätzlichen Einkünften aus dem Wärmeverkauf rechtfertigen die Investitionen in einzelne Kraftwerksprojekte. Der alternde Kraftwerkspark in der EU-28 erfordert aber grundsätzlich mehr Investitionen in neue Kraftwerksanlagen.

In der EU-28 positionieren sich die einzelnen Mitgliedsländer im Ranking nach der Stromerzeugung entsprechend ihrer Wirtschaftsleistung und Bevölkerungszahl. Die Anteile der drei größten Erzeugerländer Deutschland (20 %), Frankreich (17 %) und Großbritannien (10 %) machten zusammen 47 % aus, sie deckten damit fast die Hälfte der gesamten Stromerzeugung in der EU-28 ab. Die sieben Länder mit den größten Anteilen an der Stromerzeugung (zusätzlich Italien, Spanien, Polen und

Schweden) erreichten bereits einen Anteil von 75 %. Der Anteil von Frankreich in der Stromerzeugung der EU-28 fiel um einen Prozentpunkt zurück, da mehrere Kernkraftwerksblöcke wegen einer unplanmäßigen Sicherheitsüberprüfung für längere Zeit ausfielen.

Der Energiemix in der Stromerzeugung ist in den einzelnen Mitgliedsländern der EU-28 sehr unterschiedlich. Der Stellenwert der einzelnen Energieträger ist in den Ländern bedingt durch die historische Entwicklung, der Versorgungsmöglichkeit mit einzelnen Energieträgern (nationale Ressourcen bzw. Importmöglichkeiten) sowie durch die Energiepolitik der nationalen Regierungen in den letzten ein bis zwei Dekaden definiert. So hat die Kohle in Polen einen sehr hohen Anteil von nahezu 80 %. Aber auch in Deutschland und den Niederlanden liegen die Anteile von Kohle mit 40 % bzw. 32 % weit über dem EU-Durchschnitt. In Großbritannien reduzierte sich der Anteil der Kohle drastisch um ca. 14 Prozentpunkte auf



nunmehr 10 % in 2016. Damit machte Großbritannien einen großen Schritt bezüglich seines erklärten Ziels, die Stromerzeugung aus Kohle bis 2025 zu beenden. Bei der Kernenergie nimmt Frankreich eine Sonderrolle ein. Der Anteil der Kernenergie lag bei 76 %. Die französische Regierung hat angekündigt, diesen bis 2025 auf 50 % zu reduzieren.

➔ **Die sieben Länder mit den größten Anteilen an der Stromerzeugung (zusätzlich Italien, Spanien, Polen und Schweden) erreichten bereits einen Anteil von 75 %.**

Besonders hohe Anteile an erneuerbarer Energie hat Schweden mit 56 % (davon allein 39 % aus Wasserkraft trotz der in 2016 relativ schwachen Wasserressourcen), gefolgt von Italien, Spanien und Deutschland mit Anteilen zwischen 40 % und 32 %. Bei den kombinierten Anteilen von Wind- und Solarenergie liegen Spanien und Deutschland mit 24 % bzw. 18 % in Führung.

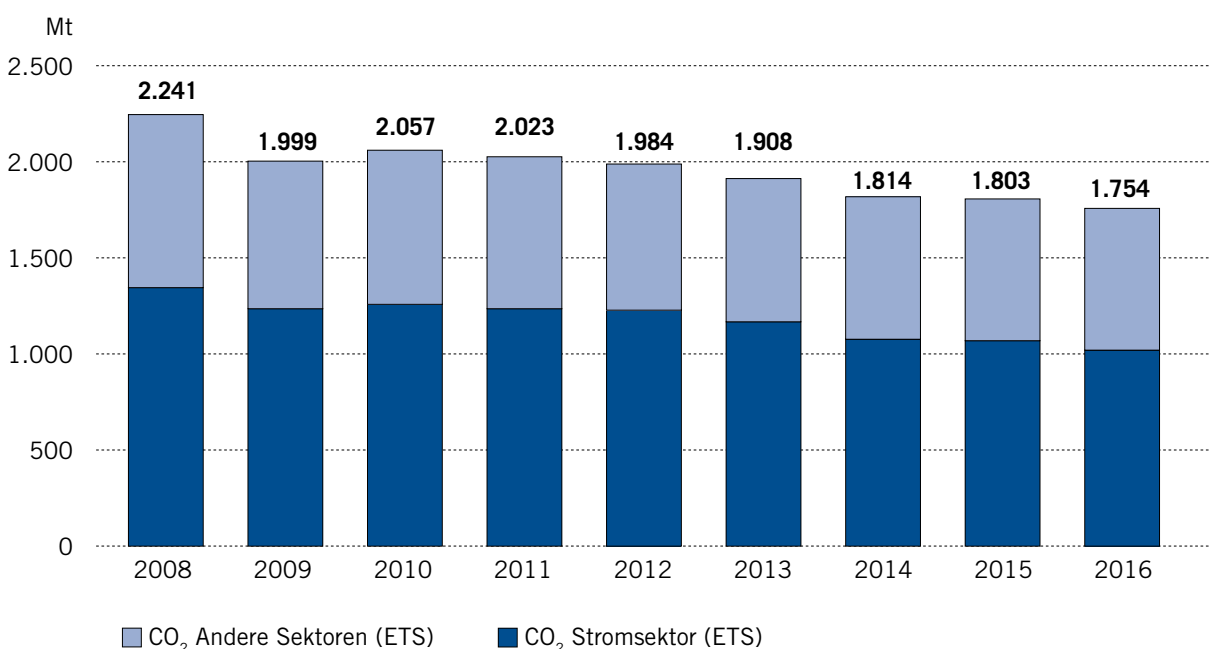
CO₂-Emissionen weiter gesunken

Die CO₂-Emissionen im Strom- und Industriesektor (wie im Emission Trading System (ETS) erfasst) sind nach bisherigen Schätzungen in 2016 auf EU-28 Ebene um 2,7 % gesunken. Im Stromsektor sind die Emissionen sogar um mehr als 4 % gegenüber 2015 reduziert worden. Diese Entwicklung ist zum einen gefördert durch die leicht erhöhte Erzeugung bzw. Energieversorgung durch erneuerbare Energien. Zum größeren Teil beruht sie aber auf dem Ersatz von Kohleverstromung durch Stromerzeugung aus Gaskraftwerken.

➔ **Die CO₂-Emissionen im Strom- und Industriesektor (wie im Emission Trading System (ETS) erfasst) sind nach bisherigen Schätzungen in 2016 auf EU-28 Ebene um 2,7 % gesunken.**

Nach einer Phase mit einer stagnierenden Entwicklung in den CO₂-Emissionen in den Jahren 2009 bis 2012, konnte seitdem eine kontinuierliche Reduktion erzielt werden.

Abbildung 3.8: CO₂-Emissionen (ETS System) in der EU-28; Absolutwerte in Mt



Quelle: Agora/Sandbag

Im Gegensatz dazu stagnierten die CO₂-Emissionen von den Verbrauchssektoren, die nicht im ETS erfasst sind. Dieser Stillstand betrifft insbesondere den Verkehrssektor, den die EU-Kommission aber in Zukunft stärker in den Fokus ihrer Bemühungen für Emissionsminderungen stellen wird (Strategy for Low-Emission Mobility, Fuel Quality Directive).

Stromtausch innerhalb der EU-28 weiterhin auf hohem Niveau

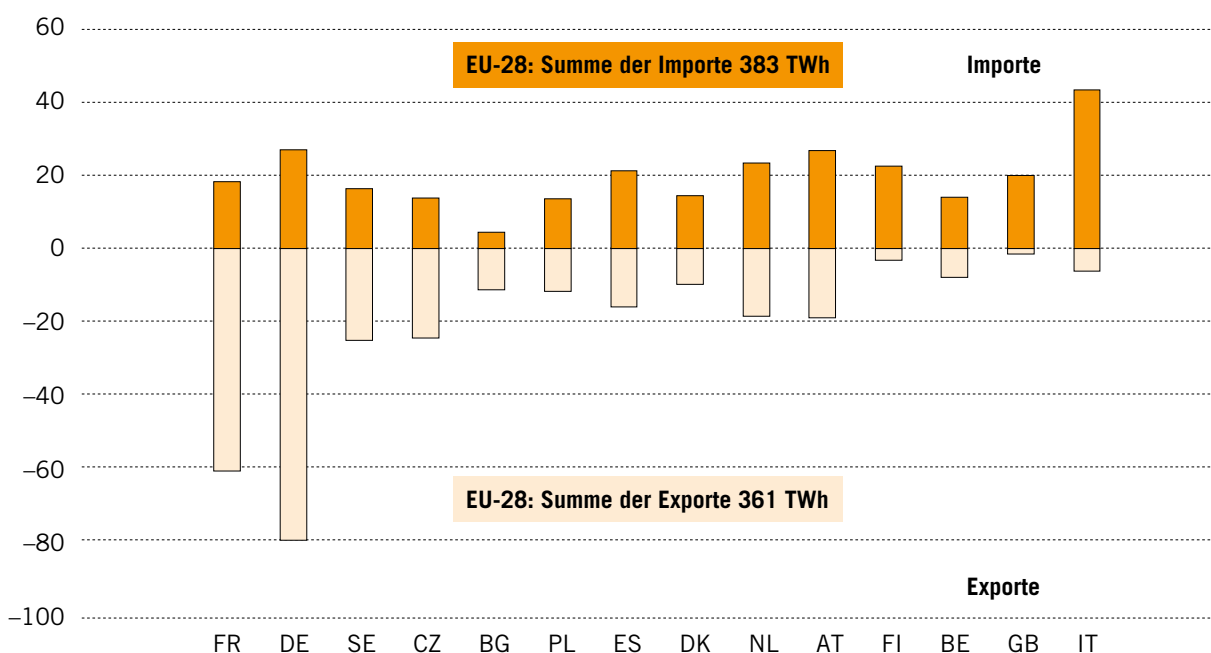
Der Stromtausch zwischen den Mitgliedsländern in der EU-28 betrug 2016 ca. 370 TWh (Stromexporte 381 TWh, Stromimporte 361 TWh, die Differenz resultiert aus Stromtausch mit nicht-EU Mitgliedsländern). Der Stromtausch lag in 2016 zwar ca. 6 % niedriger als im Vorjahr, liegt aber weiterhin auf hohem Niveau und entspricht etwa 12 % der Stromerzeugung in der EU-28. Der größte Netto-Stromexporteur der EU in 2016 war erstmalig Deutschland mit einem Export-/Importsaldo von 53 TWh, gefolgt von Frankreich mit einem Exportüberschuss von 43 TWh. Traditionell ist Frankreich der führende Stromexporteur, im letzten Jahr fielen aber ab November bis zu 12 Kernkraftwerksblöcke mit einer Ge-

samtkapazität von 12 GW gleichzeitig wegen einer unplanmäßigen Sicherheitsüberprüfung aus. Wegen der länger andauernden Inspektionen musste Frankreich die Stromexporte reduzieren und war zeitweilig sogar von Stromimporten abhängig. Die verbleibende Kraftwerkskapazität reichte zu Zeiten der Spitzenlast nicht mehr aus, die Last aus nationalen Kapazitäten zu versorgen, und es musste vermehrt auf Kraftwerkskapazitäten aus den Nachbarländern zugegriffen werden. Der Börsenpreis in Frankreich stieg durch die Kapazitätsknappheit im Dezember 2016 auf bis zu 140 €/MWh.

➔ **Der größte Netto-Stromexporteur der EU in 2016 war erstmalig Deutschland mit einem Export-/Importsaldo von 53 TWh, gefolgt von Frankreich mit einem Exportüberschuss von 43 TWh.**

Der hohe Stromtausch von Deutschland mit den Nachbarländern spiegelt die Herausforderung wider, die fluktuierende Erzeugung aus erneuerbaren Energien auszugleichen. Der konventionelle Kraftwerkspark ist

Abbildung 3.9: Stromimporte/-exporte in der EU-28, 2016, in TWh



Quellen: ENTSOE, Eurostat



nicht immer in der Lage, den Schwankungen in der Erzeugung zu folgen, oder wegen der hohen Anfahrtskosten wird eine kurzfristige Außerbetriebsetzung von Kraftwerken vermieden. Um den Ausgleich zwischen Erzeugung und Verbrauchslast zu realisieren, wird deshalb häufig auf Stromexporte zurückgegriffen. Der im Vergleich zu den Nachbarländern niedrige Börsenpreis für Strom ist ebenfalls ein Anreiz für den Strombezug aus Deutschland. Dies hatte regional (z. B. Süddeutschland/Österreich) Marktverzerrungen zur Folge, die zu einer Diskussion über die Einführung von zwei Preiszonen innerhalb Deutschlands führten. Letztendlich konnte diese Entwicklung aber verhindert werden.

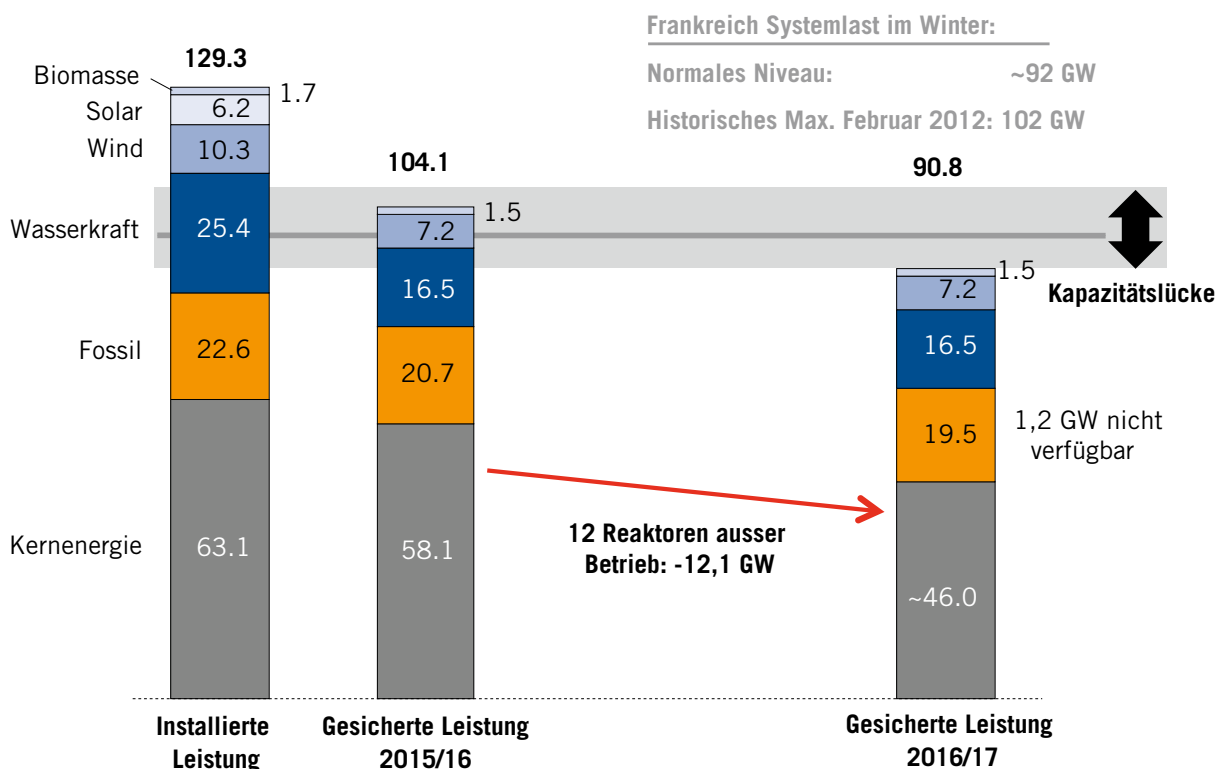
Bei den Nettostromimporteuren bleibt wie bisher Italien an der Spitzenposition mit einem Nettoimportsaldo von 37 TWh. Italien bezieht seit vielen Jahren wegen der günstigeren Bezugspreise gegenüber einer Eigenerzeugung Strom aus dem Ausland, bevorzugt aus Frankreich. Großbritannien hat sich in den letzten Jahren zu einem bedeutenden Stromimporteur innerhalb der EU-28 ent-

wickelt. Auch 2016 lag der Stromimport mit 18 TWh relativ hoch. Der Wert entspricht etwa 6 % des Strombedarfs von Großbritannien. Die Kapazität der Interkonnektoren zwischen Großbritannien und Kontinentaleuropa wurde in den vergangenen Jahren deutlich erhöht und es bestehen Pläne für einen zusätzlichen Ausbau der Übertragungsleitungen. Wegen der geplanten Stilllegungen von Kohle- und Kernkraftwerken wird sich Großbritannien auch für die Absicherung der Systemlast zunehmend auf diese Interkonnektoren verlassen müssen. Auf hohe Stromimporte war ebenfalls Finnland angewiesen (Nettoimport 19 TWh), da sich die Inbetriebnahme des Kernkraftwerks Olkiluoto weiter verzögert. Der Block 3 soll nunmehr in 2018 in Betrieb gehen.

Über 1.000 GW installierte Stromerzeugungsanlagen

Die installierte Leistung aller Stromerzeugungsanlagen in der EU-28 beträgt etwa 1.020 GW in 2016. Sie wuchs

Abbildung 3.10: Leistungsbilanz für Frankreich im Winter 2015/16 und 2016/17 (in GW)



Quellen: RTE, eigene Analyse

nur geringfügig gegenüber dem Vorjahr (+14 GW), da der Zubau bei den erneuerbaren Energien von insgesamt +22 GW gegenüber 2015 durch die Stilllegung von konventionellen Kraftwerken zum Teil kompensiert wurde. Diese parallele Entwicklung ist seit einigen Jahren zu beobachten. Den stärksten Zubau in 2016 hatte die Windenergie mit 12 GW (Onshore +10 GW, Offshore nahezu 2 GW), gefolgt von Photovoltaik mit +7 GW. Der Zubau bei Windenergie ist relativ stabil seit einigen Jahren mit 11 bis 13 GW pro Jahr. Die Neuinstallationen für Solar liegen ebenfalls seit 2014 bei konstant ca. 7 GW pro Jahr und damit deutlich unter den Rekordwerten von 14 bis 22 GW pro Jahr in 2009 – 2013.

➔ **Die installierte Leistung aller Stromerzeugungsanlagen in der EU-28 beträgt etwa 1.020 GW in 2016.**

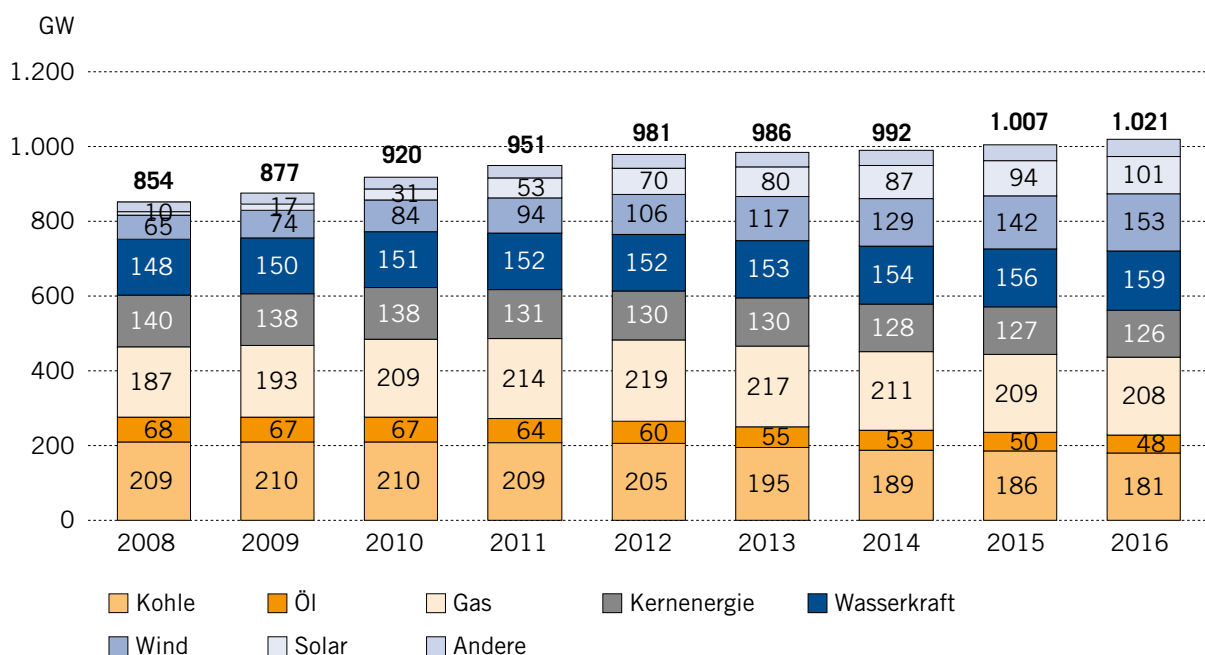
Der Rückbau bei den konventionellen Kraftwerken erfolgte überwiegend bei der Kohle, deren Kapazität trotz vereinzelter Inbetriebnahmen EU-weit um 7 GW abnahm. Auch bei den Öl-befeuerten Anlagen nahm die Kapazität um ca. 2 GW ab, während bei Gas der Zubau von Kombikraftwer-

ken und Rückbau von Gas-befeuerten Dampfkraftwerken sich in etwa ausglich. Bei den Kernkraftwerken wurden die Anlagen Grafenrheinfeld in Deutschland und der Block Wylfa-1 in Großbritannien endgültig vom Netz genommen.

Der Rückbau bei den konventionellen Kraftwerken ist seit einigen Jahren zu beobachten. Er erfolgt zum Teil beim Erreichen der technischen Lebensdauer der Anlagen, zum Teil aber auch vorzeitig aus wirtschaftlichen Gründen, da durch die vermehrte Einspeisung von erneuerbarem Strom die Auslastung der konventionellen Kraftwerke kontinuierlich sinkt. Die geringere Auslastung gepaart mit niedrigen Börsenpreisen hat dazu geführt, dass die Einkünfte aus dem Stromverkauf allein („Energy-Only Market“) nicht mehr ausreichend für den Betrieb der Kraftwerke sind. Auf der anderen Seite führten aber Ereignisse wie der unplanmäßige Ausfall von Kernkraftwerkskapazität in Frankreich, der in Summe nur etwa 1 % der gesamten Kraftwerksleistung in der EU-28 betrug, zu regionalen Kapazitätsengpässen mit signifikanten Preissignalen an der Börse.

Es wird häufig argumentiert, dass in der EU erhebliche Überkapazitäten vorliegen und der Ausbau der Transferkapazitäten im Netz eine ausreichende Versorgungssicherheit garantiere, trotz einer Reduktion der Reserveka-

Abbildung 3.11: Installierte Kraftwerksleistung EU-28, 2008-2016, in GW



Quellen: IHS, IEA, WindEurope, ESP, eigene Abschätzungen



pazitäten. In der EU-28 sind bis 2025 noch erhebliche Stilllegungen von Kernkraftwerken (z.B. in Deutschland, Schweiz, Belgien, Großbritannien, Frankreich) und von Kohleblöcken (z.B. Deutschland, Großbritannien, Niederlande, Schweden) geplant. Damit wird in nennenswertem Umfang sicher verfügbare Kraftwerkskapazität aufgegeben, für die noch kein entsprechender Ersatz z.B. in Form von Reservekraftwerken, Batteriespeichern oder Lastmanagement geschaffen wurde. Bislang wurden auf EU-Ebene noch keine neuen Marktmechanismen eingeführt, um die Versorgungssicherheit langfristig zu garantieren. Zum Teil führen Regierungen auf nationaler Ebene Kapazitätsmärkte in unterschiedlicher Ausgestaltung ein (z.B. Großbritannien, Frankreich, Polen). Nationale Regelungen führen aber zu Marktverzerrungen und verhindern eine effektive Regelung auf EU-Ebene.

Ausblick – Energiemärkte im Umbruch

Die Vereinbarungen von COP 21 sehen vor, die globale Erwärmung auf maximal 2 °C Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Niveau zu begrenzen. Mittlerweile wurden die im Abkommen enthaltenen Zielsetzungen der EU-28 in einigen Ländern bereits in nationale Zielvorgaben, wie z.B. in Deutschland mit dem Klimaschutzplan, umgesetzt. Diese neuen, allumfassenden Zielvorgaben stellen eine neue Dimension der Transformation der Energiemärkte dar, die weit über die bisherigen „Energiewenden“ hinausgehen. Neben einer Beschleunigung der bis dato schon im Fokus stehenden Transformation im Stromsektor wäre nunmehr ein allumfassender Ansatz in allen Endverbrauchersektoren erforderlich.

Dies betrifft wegen des hohen Energiebedarfs insbesondere den Verkehrssektor und die Wärmeversorgung in Industrie, Haushalten und Gewerbe. Ein wichtiger Hebel für die Reduzierung des Energiebedarfs wird in einer Kopplung dieser Sektoren mit dem Stromsektor gesehen. Eine weitgehende Elektrifizierung der bisher mit fossilen Brennstoffen versorgten Anwendungen wie Verkehr und Prozess- und Raumwärme verspricht bei gleichzeitiger Erhöhung der Energieeffizienz sowie des Anteils erneuerbarer Energien die CO₂-Emissionen zu senken. Neben der Elektrifizierung über z.B. Elektromobilität und Wärmepumpen sind aber auch innovative Technologien, wie die Erzeugung synthetischer Kraft- und Brennstoffe basierend auf dem Strom aus erneuerbaren Energien, erforderlich. Diese können helfen, den vom Stromnetz unabhängigen Energiebedarf von Anwendungen wie Flugverkehr, Schifffahrt sowie von energieintensiven Industrie-

prozessen abzudecken. Andererseits ermöglichen die synthetischen Brennstoffe die zwingend erforderliche Langzeitspeicherung von aus erneuerbaren Energien erzeugter Energie. Letzteres ist erforderlich, um eine ausreichende Versorgungssicherheit über das ganze Jahr zu gewährleisten.

Die neuen Anforderungen einer Sektorkopplung stellen eine große Herausforderung für die politischen Regulierungen, die Technologieentwicklung sowie für die Investoren dar. Für Europa wird dieser Ansatz bisher aber nicht einheitlich, sondern eher auf nationaler Ebene verfolgt. Dies birgt die Gefahr von Marktverzerrungen.


3.2 Das „Winterpaket“ der EU

Das „Winterpaket“ der EU-Kommission ist der umfassendste Legislativvorschlag zur Reform des Stromsektors seit dem Dritten Binnenmarktpaket von 2009. Im Kern ist es eine evolutionäre Weiterentwicklung des Bestehenden mit dem Ziel, über bessere Koordination und Harmonisierung einen effizienten und klimafreundlichen europäischen Binnenmarkt zu schaffen.

Das Legislativpaket „Clean Energy for all Europeans“ (auch „Winterpaket“ genannt, weil die EU-Kommission es Ende November 2016 veröffentlicht hat) ist der umfassendste Vorstoß der EU zur Reform des Strommarktes seit dem Dritten Binnenmarktpaket vor nunmehr acht Jahren. Mit seinen acht Gesetzesvorschlägen (sowohl Richtlinien als auch Verordnungen) sowie rund 70 weiteren Dokumenten wie Anhängen und Berichten umfasst es nahezu alle denkbaren Regelungsbereiche des Stromsektors. Die Bandbreite reicht von Marktdesign, erneuerbare Energien, Netzregulierung, Flexibilisierung, Energieeffizienz und Versorgungssicherheit/Risikovorsorge bis hin zu Fragen der Governance und der Ausgestaltung der Rechte und Pflichten von Institutionen wie der europäischen Regulierungsagentur ACER sowie des europäischen Übertragungsnetzbetreiberverbandes ENTSO-E. Zugleich werden die Rollen von Netzbetreibern sowie alten und neuen Marktakteuren im Wettbewerb näher bestimmt. Ziel des Paketes, das voraussichtlich Ende 2018 in Kraft treten wird, ist eine weitere Harmonisierung der Regelungen in den Mitgliedstaaten zum Zweck einer effizienten Umsetzung des „grünen“ Strukturwandels des Stromsektors im europäischen Energiebinnenmarkt. Angesichts des Umfangs des Paketes kann nachfolgend nur auf einige zentrale Legislativvorschläge eingegangen werden.

Marktdesign: Eine Kernaussage des Winterpaketes ist das Bekenntnis der Kommission zum Prinzip unverzerrter Energy-Only-Märkte. Dies beinhaltet ein Verbot preisverzerrender, staatlicher Eingriffe in den Stromgroßhandel wie z. B. Preisobergrenzen seitens der Mitgliedstaaten. Strompreise müssen vielmehr unbeeinträchtigt das jeweilige Angebots-Nachfrage-Verhältnis widerspiegeln und künstliche Schranken für den Marktein- oder -austritt müssen unterbunden werden. Zudem müssen Mitgliedstaaten, Regulierer und Netzbetreiber insbesondere gewährleisten, dass grenzüberschreitender Handel, Teilnahme der Konsumenten beim Angebot von Flexibilität im Strommarkt, Investitionen in flexible Erzeugung, Stromspeicherung und Elektromobilität nicht unnötig behindert werden. Die zusätzliche Einführung von Märkten für gesicherte Kapazität in der Stromerzeugung oder der Lastflexibilität (Kapazitätsmärkte) ist nicht untersagt, setzt aber den Nachweis eines tatsächlich vorhandenen Bedarfs durch den betreffenden Mitgliedstaat voraus. Die methodischen Grundlagen für eine solche Bedarfsbewertung sind noch im Detail zu schaffen, doch muss sie den

grenzüberschreitenden Stromaustausch beinhalten. Der Mitgliedstaat muss zudem zunächst Marktverzerrungen abbauen, die die Versorgungssicherheit gefährden. Ist ein Mechanismus in einem Land eingerichtet, muss dieser für Teilnehmer aus anderen Mitgliedstaaten geöffnet werden. Eine Ausnahme bilden hier lediglich reine Reservesysteme, wie sie in Deutschland eingeführt werden sollen. Jeder Mitgliedstaat ist zudem angehalten, einen Versorgungssicherheitsstandard zu definieren, wenn er einen Kapazitätsmechanismus einführen möchte. Auf Kritik stieß die Regelung, dass in Kapazitätsmechanismen nur noch Anlagen zugelassen sein sollen, die weniger als 550 g CO₂ je erzeugter kWh emittieren, was faktisch auf einen Ausschluss der Kohleerzeugung aus Kapazitätsmechanismen hinausläuft.

 **Eine Kernaussage des Winterpaketes ist das Bekenntnis der Kommission zum Prinzip unverzerrter Energy-Only-Märkte.**

Im Rahmen der Regelungen zum Marktdesign sind besonders zwei weitere geplante Normen hervorzuheben: Zum einen plant die EU-Kommission nach einem vereinfachten Verfahren über den Neuzuschnitt von Marktgebieten entscheiden zu können. Dabei soll sich die geographische Gestalt der Marktgebiete an dauerhaften physikalischen Engpässen im Übertragungsnetz ausrichten, und nicht mehr an Landesgrenzen. Diese Norm dürfte angesichts der aktuellen Diskussion über die Aufspaltung des heute noch bestehenden einheitlichen deutsch-österreichischen Strommarktgebietes bedeutsam werden. Zum anderen sieht das Winterpaket Reformmaßnahmen für Regelenergiemärkte vor, die sich stärker gegenüber den erneuerbaren Energien öffnen sollen. So darf der zeitliche Abstand zwischen der Kontrahierung von Regelenergie und ihrem Lieferzeitraum künftig nicht mehr als einen Tag betragen. Hintergrund ist, dass erneuerbare Energien wie Windenergie verlässliche Prognosen der Lieferbarkeit von Regelenergie naturgemäß nur für kurze Vorlaufzeiten vor der physischen Lieferung abgeben können. Die Möglichkeit zur längerfristigen Kontrahierung von Regelleistung (wie sie derzeit noch in Deutschland existiert) entfiel demnach.

Erneuerbare Energien: Hier wird für die Union das Ziel festgeschrieben, dass bis zum Jahr 2030 27 % des Endenergieverbrauches über erneuerbare Energien abgedeckt werden sollen. Allerdings werden anders als bis 2020 keine verbindlichen Ziele für die einzelnen Mitgliedstaaten festgelegt, sondern nur die Verpflichtung der Mitgliedstaaten zur Erstellung nationaler Pläne mit selbstgesetzten Zielen und Maßnahmen; auch werden keine Maßnahmen für den Fall definiert, dass es zu Zielabweichungen kommt („Gap Filler“). Ein *Gap-Filler*-Mechanismus soll erst 2025 eingeführt werden.

➔ **Hinsichtlich der Ausgestaltung von Fördersystemen für erneuerbare Energien werden im Wesentlichen Regelungen festgeschrieben, wie sie bereits in Deutschland verankert sind. So wird die Auktion als Verfahren verbindlich vorgeschrieben.**

Für Diskussionen hat die geplante Abschaffung des Einspeisevorranges für erneuerbare Energien gesorgt, wie er aktuell in Deutschland existiert. Der Einspeisevorrang führt (unter anderem) dazu, dass Erneuerbare erst nach konventionellen Erzeugungsanlagen abgeregelt werden dürfen, wenn die Situation im Netz dies erfordert (Einspeisemanagement). Die EU-Kommission plant nun, diese Regelung durch eine Marktlösung zu ersetzen, nach der Erneuerbaren-Anlagen (wie die anderen ans Netz angeschlossenen Anlagen dann ebenfalls) Gebote für Kompensationshöhen abgeben können, zu denen sie zu einer Abregelung bereit wären. Ausnahmen sollen weiterhin möglich sein, insbesondere dann, wenn kein ausreichender Wettbewerb existiert. Die genauen Anwendungsbedingungen für ein derartiges marktbasierendes Einspeisemanagement sind allerdings noch zu klären. So ist insbesondere unklar, unter welchen Bedingungen von nicht ausreichendem Wettbewerb gesprochen werden soll und wie Märkte für Einspeisemanagement räumlich zu definieren sind. Dies ist von Bedeutung, weil es für Netzbetreiber wesentlich ist, wo sich Anlagen geographisch befinden, die dem Einspeisemanagement unterliegen.

Hinsichtlich der Ausgestaltung von Fördersystemen für erneuerbare Energien werden im Wesentlichen Regelungen festgeschrieben, wie sie bereits in Deutschland verankert sind. So wird die Auktion als Verfahren verbindlich


vorgeschrieben. Die nationalen Fördersysteme sind zudem progressiv grenzüberschreitend zu öffnen. So sollen die nationalen Fördersysteme in den Jahren 2021 bis 2025 ausländischen Teilnehmern zu mindestens 10 % der ausgeschriebenen Leistung offenstehen; in den Jahren 2026 bis 2030 erhöht sich dieser Wert auf 15 %. Weiterhin wird festgelegt, dass Mitgliedstaaten einmal gewährte Förderungen nicht nachträglich verschlechtern dürfen. Eine Ausnahme gibt es allein bei Verstößen gegen Beihilferegelungen.

➔ **Auf der Netzseite hervorzuheben ist die Absicht der Kommission, sogenannte Regional Operation Centers (ROCs) als neue supranationale Institutionen zu schaffen, die Kompetenzen für den Betrieb von Übertragungsnetzen erhalten sollen.**

Auf der *Netzseite* hervorzuheben ist die Absicht der Kommission, sogenannte Regional Operation Centers (ROCs) als neue supranationale Institutionen zu schaffen, die Kompetenzen für den Betrieb von Übertragungsnetzen erhalten sollen. Zu den Kompetenzen der ROCs zählen z. B. grenzüberschreitende Systemsicherheitsanalysen, die Koordinierung des grenzüberschreitenden Netzwiederaufbaus oder der grenzüberschreitenden Bestimmung von Reservekapazitäten. Die Einrichtung der ROCs ist nicht unumstritten, da bereits heute Kooperationen zwischen den Übertragungsnetzbetreibern existieren. Kritiker der ROCs führen an, dass man den Aufgabenkatalog der bisherigen Kooperationsstrukturen erweitern könnte, so dass es einer neuen Institution nicht bedürfte. Eine neue Institution soll es auch seitens der Verteilnetzbetreiber geben („EU DSO Entity“). Diese soll Ansprechpartner der Kommission in Verteilnetzfragen sein und sich um gemeinschaftsweit bedeutsame Probleme des Verteilnetzes, wie die Integration der Erneuerbaren, der Digitalisierung, der Umsetzung von Network Codes oder der Abstimmung mit dem Transportnetz, kümmern.

Daneben wurde die Rolle der Verteilnetzbetreiber beim Eigentum und dem Betrieb von Speichern, Reservekraftwerken oder Ladesäulen für Elektrofahrzeuge geregelt. Dies soll dem regulierten und entbündelten Netzbetreiber erst dann möglich sein, wenn sich gezeigt hat, dass sich keine (im Rahmen einer Ausschreibung zu ermittelnden) im Markt tätigen Anbieter finden, um diese Aufgaben zu übernehmen.

Auch für den *Stromkunden* hält das Winterpaket Änderungen bereit. Neben zahlreichen Normen, die bereits heute in Deutschland geltendes Recht sind (z. B. zum Wechsel des Lieferanten, zur Abrechnung oder zur Kostentragung bei Smart Metern) ist vor allem die Einführung von „lokalen Energiegemeinschaften“ und „aktiven Konsumenten“ als weiteren Marktteilnehmern erwähnenswert. Letztere können insbes. mittels Aggregatoren in allen Märkten teilnehmen. Die Kommission möchte erkennbar Aggregatoren als neue Markttrolle fördern. So soll ein Stromkunde künftig auch ohne Zustimmung seiner Lieferanten zusätzlich einen Aggregator kontrahieren können, der Flexibilitäten bei mehreren Kunden „einsammelt“ und gebündelt am Markt unterbringt. Die Bedeutung des Konstrukts der „lokalen Energiegemeinschaften“ dürfte dagegen aus deutscher Sicht begrenzt bleiben, weil es Zusammenschlüssen von Bürgern hier schon heute möglich ist, diskriminierungsfrei an Strommärkten teilzunehmen.

 **So soll ein Stromkunde künftig auch ohne Zustimmung seiner Lieferanten zusätzlich einen Aggregator kontrahieren können, der Flexibilitäten bei mehreren Kunden „einsammelt“ und gebündelt am Markt unterbringt.**

Zusammenfassend lässt sich das „Winterpaket“ als evolutionäre Weiterentwicklung bestehender Normen beschreiben mit dem Ziel, Marktverzerrungen abzubauen und stärkere grenzüberschreitende Koordination herbeizuführen, um Erneuerbare effizient in den Markt zu integrieren und die hierzu erforderliche Infrastruktur angemessen auszubauen und zu betreiben. Dabei wird deutlich, dass der europäischen (oder zumindest supranationalen) Ebene eine noch stärkere Koordinationsfunktion zukommen soll, als dies bisher der Fall war. Dies äußert sich zum einen in den neu zu schaffenden, grenzüberschreitenden Institutionen wie den ROCs oder dem „DSO Body“. Auch erhält die europäische Regulierungsbehörde ACER mehr Kompetenzen. Insbesondere muss ACER die Methoden und Berechnungen der Versorgungssicherheitsentwicklung künftig prüfen und billigen.

Zusätzlich hierzu gibt es jedoch auch noch eine Verordnung zur Governance der Energieunion, die ebenfalls zum „Winterpaket“ gehört. Diese gewährt der EU-Kommission weitergehende Monitoring- und Steuerungs-

kompetenzen hinsichtlich der Energie- und Klimapolitiken der Mitgliedstaaten. So müssen diese künftig (beginnend ab 2019 für die Jahre 2021 bis 2030) alle zehn Jahre integrierte nationale Energie- und Klimapläne vorlegen, deren Kohärenz mit Blick auf die Ziele der Union durch die Kommission geprüft wird. Bei drohenden nationalen Zielverfehlungen kann die Kommission im Rahmen eines „iterativen Abstimmungsprozesses“ intervenieren.

Das „Winterpaket“ wird voraussichtlich nicht vor 2020 konkrete Wirkungen entfalten. Dies liegt vor allem daran, dass für die Mehrzahl der Regelungen noch die Einzelheiten ihrer Anwendung auszuarbeiten sind. So müssen beispielsweise Methodiken für die Bestimmung von grenzüberschreitenden Versorgungssicherheitsstandards definiert werden. Ein aus deutscher Sicht wesentliches weiteres Beispiel ist die Spezifizierung, ab wann ein landesinterner Netzengpass derart „langfristig“ ist, dass dadurch eine Marktgebietsaufspaltung gerechtfertigt werden kann.

3.3 Die Reform des EU-Emissionshandels

Seit dem Richtlinien-Entwurf der Kommission im Juli 2015 laufen Diskussionen zur konkreten Ausgestaltung des Emissionshandels in den Jahren 2021-2030. Ziel ist es, das Emissionshandelssystem (ETS) auf das Treibhausgasminderungsziel der EU für 2030 hin auszurichten.

Ende Februar 2017 einigte sich der Rat der Umweltminister auf eine Position, die im weiteren Verhandlungsprozess mit der Europäischen Kommission (KOM) und dem Europäischen Parlament (EP) vertreten werden soll. Die Einigung der Umweltminister basiert auf Zustimmung von 19 EU-Mitgliedsstaaten, während vor allem mittelost-europäische Länder keine Zustimmung erteilt haben. Länder mit energieintensiver, dem internationalen Wettbewerb ausgesetzter Industrie, darunter besonders Deutschland, hatten eine Erhöhung des sogenannten Industriebudgets gefordert, welches für eine teilweise kostenlose Zuteilung genutzt werden kann. Auf diese Position wurde jedoch nur teilweise eingegangen, statt der geforderten Erhöhung um 5 Prozentpunkte wurde lediglich einer Erhöhung um 2 Prozentpunkte zugestimmt. Auf die Entscheidung des Ministerrates folgt nun das übliche Trilog-Verfahren, die Verhandlungen zwischen KOM, EP und Rat der EU, dass in der zweiten Hälfte des Jahres 2017 beendet sein wird. Außer der Höhe des Industrie-Budgets wird auch die Frage eine große Rolle spielen, ob und wenn ja wie viele Zertifikate gelöscht werden können.

→ **Länder mit energieintensiver dem internationalen Wettbewerb ausgesetzter Industrie, darunter besonders Deutschland, hatten eine Erhöhung des sogenannten Industriebudgets gefordert, welches für eine teilweise kostenlose Zuteilung genutzt werden kann.**

Die Ratsposition für die nun anstehenden Trilogverhandlungen umfasst im Wesentlichen folgende Punkte:

- **Versteigerungsanteil/kostenlose Zuteilung:** Während der Anteil der kostenlos zugeteilten Zertifikate 43 % beträgt, werden die restlichen 57 % der Zertifikate versteigert. Der Versteigerungsanteil soll jedoch bei Anwendung des sektorübergreifenden Korrekturfaktors um 2 % zugunsten der kostenlosen Zuteilung reduziert werden (ursprünglich war eine Reduktion des Versteigerungsanteil von 1 %-Punkt in der Diskussion).

- **Marktstabilitätsreserve (MSR)¹:** Die sich in der Reserve befindenden Zertifikate, die über dem Gesamtbetrag der im vorhergehenden Jahr versteigerten Zertifikate liegen, sollen nicht länger gültig sein. Dies gilt ab 2024 (der ursprünglich diskutierte Höchstwert von 650 Mio. Emissionsrechte in der Marktstabilitätsreserve wurde damit faktisch auf – je nach Entwicklung der jährlichen Emissionen – geschätzte 600 – 2.000 Mio. Emissionsrechte für das Jahr 2024 angehoben.) Man geht im Allgemeinen davon aus, dass die Auffüllung der Reserve bis zum Jahr 2024 abgeschlossen sein wird und der Rückfluss aus der MSR nicht vor Ende der 4. Handelsperiode (2020-2030) beginnen wird. Das bedeutet aber, dass aufgrund der Fortwirkung der Regelung über 2024 hinaus der Höchstwert an in der MSR gehaltenen Emissionsrechte bis zum Jahr 2030 auf ca. 800 Mio. Emissionsrechte sinken wird.
- **Griechenland:** nach Verhandlungen hat der Umweltministerrat sich darauf geeinigt, über eine Sonderregelung Griechenland wieder in die Gruppe der als ärmer kategorisierten Länder aufzunehmen (<60 % des Pro-Kopf-Einkommens des EU Durchschnittes), so dass es in den Genuss des sog. Modernisierungsfonds gelangen kann. Hierbei werden die Einnahmen von 2 % aller EU Versteigerungserlöse zur Subventionierung von (modernisierter) Stromversorgung transferiert, sowie diese von der Versteigerung ausgenommen.
- **Benchmarks:** um den Wettbewerbsverlust der europäischen Industrien zu reduzieren, erhält die verarbeitende Industrie einen Teil ihrer benötigten Zertifikate kostenlos (gestuft nach sog. Benchmarks). Diese sollten nun jährlich angezogen werden, jedoch hat sich der Rat sich darauf geeinigt, die Mindestverschärfung auf 0.2 % p.a. zu reduzieren.

Beibehalten wurden die schon länger im Rat diskutierten folgenden Bestimmungen:

- **Marktstabilitätsreserve:** Ab 2019 wird die Zuführungsrate in die Marktstabilitätsreserve verdoppelt (bis 31. Dezember 2023).

¹ Mit der Marktstabilitätsreserve möchte die EU das bestehende sehr hohe Angebot an Emissionsrechten verknappen: die der Reserve zugeführten Emissionsrechte verringern das Angebot und erhöhen damit die Preise für Emissionsrechte. Aus Sicht der EU werden damit Investitionen in Klimaschutz wieder attraktiv.


Tabelle 3.1: Die Position der drei Gremien vor dem Trilog-Verfahren

	ENVI	Kommission	Parlament	Rat
Linearer Reduktionsfaktor (jährlich ab 2021)	2,4 %	2,2 %	2,2 %	2,0 %
Marktstabilitätsreserve	24 % (2019-2022)	12% (2019-2022)	24 % (2019-2022)	24 % (2019-2023)
Löschung von Emissionsrechten	800 Mio. im Jahr 2021	Keine Löschung von Emissionsrechten	800 Mio. im Jahr 2021	Löschung überschüssiger Emissionsrechte oberhalb einer Schwelle ab 2024

- **Linearer Reduktionsfaktor:** Ab 2021 gilt ein linearer Faktor von 2,2 % der die Menge der Zertifikate jährlich verringert.
- **Ausgleich für indirekte CO₂-Emissionskosten:** Hier sollen max. 25 % der Erlöse aus der Versteigerung für die indirekte Kompensation von CO₂-Kosten verwendet werden.

führen. Aus Sicht der verarbeitenden Industrie werden zentral sein: die Ausgestaltung der Benchmark-Regelung, der Lineare Reduktionsfaktor, die MSR-Regelung sowie die Strompreiskompensation. Für die zweite Hälfte des Jahres 2017 wird mit einer Entscheidung für die Reform des Emissionshandels gerechnet.

Die Ratsposition hat sich damit in einigen wesentlichen Punkten der Position des Parlamentes stark angenähert. Schwerpunkte der Trilogverhandlungen werden damit – neben der Ausgestaltung der kostenlosen Zuteilung im Detail – voraussichtlich insbesondere die Höhe des möglichen Übertrages zwischen Versteigerungs- und Industrieanteil im Falle einer drohenden uniformen Kürzung der Zuteilung sowie die Ausgestaltung der Höchstgrenze an in der MSR gehaltenen Emissionsberechtigungen sein. Für Deutschland wird zudem die zukünftige Regelung der Strompreiskompensation (ETS bedingte indirekte Kosten) zentral sein.

 **Für die zweite Hälfte des Jahres 2017 wird mit einer Entscheidung für die Reform des Emissionshandels gerechnet.**

Aus Sicht der Energiewirtschaft sind darüber hinaus die noch teilweise unterschiedlichen Positionen zur kostenlosen Zuteilung post-2021 für Kraft-Wärme-Kopplung-Wärme und die künftige Ausgestaltung der Opt-out-Regelungen für Kleinanlagen zu nennen. Während die Ratsposition hier im Wesentlichen dem Kommissionsvorschlag entspricht, würde eine Übernahme der Vorschläge des Parlamentes insbesondere für Kleinstemittenten zu erheblichen Erleichterungen beim Verwaltungsaufwand

3.4 Aufteilung der grenzüberschreitenden Strompreiszone

Im Herbst 2016 hat die Bundesnetzagentur die vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber dazu aufgefordert, an der deutsch-österreichischen Grenze eine Bewirtschaftung der Stromtransportkapazitäten vorzubereiten. Diese Vorbereitungsmaßnahmen sollen mit dem Ziel ergriffen werden, eine funktionierende Engpassbewirtschaftung ab 2018 gewährleisten zu können.

Die Entscheidung der Bundesnetzagentur (BNetzA), auf Initiative der Agentur für die Koordinierung Europäischer Regulierungsbehörden ACER, die einheitliche Strompreiszone zwischen Deutschland und Österreich ab 2018 zu trennen, führte zu einem großen medialen Interesse am Thema der grenzüberschreitenden Strompreiszonen im europäischen Kontext. Insbesondere der Einfluss der Größe von Strompreiszonen auf das Marktgeschehen rückt das Thema aus energiewirtschaftlicher Sicht in den Fokus. So kann in einer Strompreiszone immer nur so viel Erzeugung stattfinden, wie über die Börse unter Berücksichtigung der physikalischen Netzkapazität vermarktet werden kann, darüber hinausgehende Stromerzeugung wird nicht zugelassen. Aus diesem Grund beeinflusst eine solche Entscheidung der BNetzA das Marktgeschehen in erheblichem Umfang. Eine sorgsame Vorgehensweise bei der Entscheidungsfindung ist daher umso wichtiger.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage der Abgrenzung von Strompreiszonen zueinander: Im europäischen Strommarkt findet der Handel zwischen Strompreiszonen statt, welche zu großen Teilen mit den Landesgrenzen zusammenfallen. So können Marktakteure elektrische Energie von einer Marktzone in eine andere Zone transferieren. Dieser grenzüberschreitende Handel wird zunehmend über Strombörsen organisiert, Marktteilnehmer kaufen und verkaufen Strom dementsprechend direkt an der Börse einer Marktzone und die Strombörsen unterschiedlicher Zonen bringen anschließend die verschiedenen Angebote und Nachfragen zusammen. Dabei kann immer nur so viel Energie transferiert werden, wie physikalische Netzkapazität zur Verfügung steht. Diese physikalische Netzkapazität stellen die Übertragungsnetzbetreiber der verschiedenen Marktzone zur Verfügung. Sie bestimmen dabei die maximalen Übertragungskapazitäten und geben sie den Börsen für deren Handelstransfers vor. Einige Länder bilden gemeinsame Strompreiszonen wie beispielsweise Österreich, Luxemburg und Deutschland, andere Länder wiederum unterteilen sich in interne Preiszonen. Dies sind unter anderem Norwegen, Schweden und Italien. Kleine Strompreiszonen führen somit zu einer häufigeren, marktbasierter Einschränkung der Stromerzeugung als große Zonen, dementsprechend können Marktakteure in kleinen Strompreiszonen auch nicht in gleichem Umfang agieren, wie in großen Strompreiszonen. Die Liquidität in kleineren Zonen sinkt folglich.

→ Einige Länder bilden gemeinsame Strompreiszonen wie beispielsweise Österreich, Luxemburg und Deutschland, andere Länder wiederum unterteilen sich in interne Preiszonen. Dies sind unter anderem Norwegen, Schweden und Italien.

Die in 2015 erlassene EU Verordnung 2015/1222 sieht eine gezielte und regelmäßige Untersuchung der europäischen Strompreiszonen vor: Ein vom Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E erstellter, technischer Bericht verdeutlicht dabei zunächst die Notwendigkeit einer solchen Untersuchung. Parallel untersucht ACER die Markteffekte der jeweils aktuellen Strompreiszonenkonfiguration. Wird dabei eine vertiefende Untersuchung der Strompreiskonfiguration als notwendig erachtet, so erfolgt eine systematische Analyse durch die jeweils betroffenen Übertragungsnetzbetreiber. Auf Basis von Zukunftsszenarien empfehlen die beteiligten Übertragungsnetzbetreiber entweder die Aufrechterhaltung der bestehenden Konfiguration oder eine Neukonfiguration. Über das Instrument der Stakeholderkonsultation werden Marktakteure dabei gezielt in die Diskussion eingebunden.

Dieser komplexe Prozess macht Sinn: Vor dem Hintergrund der marktwirtschaftlichen Bedeutung der Größe von Strompreiszonen und den genannten energiewirtschaftlichen Implikationen, ist eine genaue Abwägung der Vor- und Nachteile einer Veränderung bei Strompreiszonenengrößen notwendig. So wie in der EU-Verordnung vorgesehen, sollte der Analyseprozess durch die Übertragungsnetzbetreiber und weiteren eingebundenen Stakeholder vor diesem Hintergrund sorgsam geführt werden, um bei der Entscheidungsfindung durch die Mitgliedsstaaten ein ausgewogenes Ergebnis zu erzielen.

3.5 Ausschreibungen für Offshore-Windenergie in Europa

Die Beihilfeleitlinien der EU-Generaldirektion Wettbewerb haben in allen EU-Mitgliedstaaten zur Umstellungen der Windenergieförderung auf Ausschreibungen geführt. In allen wichtigen Fördersystemen wird eine vorab festgelegte Leistung an Offshore-Windenergie ausgeschrieben. Dank der Förderung bleiben für die Anlagenbetreiber die Gesamteinnahmen pro kWh unabhängig vom Strommarktpreis gesichert. Größere Unterschiede gibt es zwischen den einzelnen Ländern jedoch bei der Förderdauer.

Die Beihilfeleitlinien der EU Generaldirektion Wettbewerb haben in allen EU-Mitgliedstaaten die Umstellungen der Windenergieförderung auf Ausschreibungen erzwungen. In allen wichtigen Fördersystemen wird eine vorab festgelegte Leistung an Offshore-Windenergie ausgeschrieben. Zuschlag erhält, wer hierfür die geringste Förderhöhe in Cent pro Kilowattstunde benötigt. Die gewährte Förderung füllt dabei im Prinzip den im vorangegangenen Monat erzielbaren Strommarktpreis bis zur bezuschlagten Förderhöhe auf.

Die Art der Förderung wird in nahezu allen Mitgliedstaaten angewandt, ob sie z. B. nach den britischen contracts for differences (CfDs) oder nach der deutschen gleitenden Marktprämie erfolgt. Auch wenn die so geförderten Anlagen ihren Strom direkt vermarkten müssen, bleiben hierdurch die Gesamteinnahmen pro kWh über den gesamten Förderzeitraum konstant und das Strommarktpreisrisiko außen vor.

Unterschiede in Förderdauer und Netzanbindung

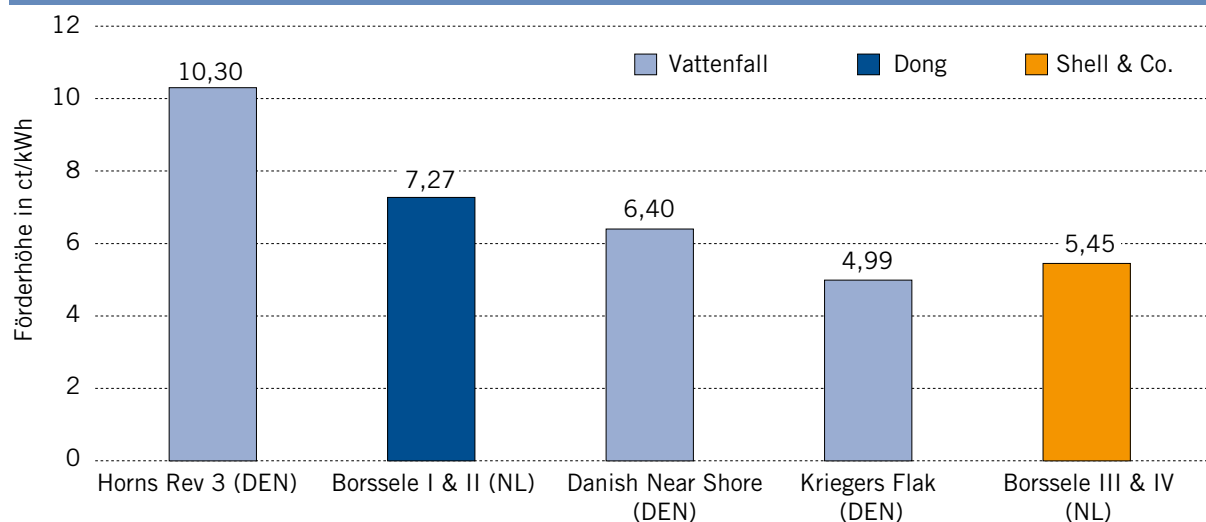
Größere Unterschiede gibt es zwischen den einzelnen Ländern bei der Förderdauer. In Deutschland soll die

Förderung 20 Jahre lang gezahlt werden, in Großbritannien nur 15 Jahre. In Dänemark werden die ersten 55.000 Volllaststunden (ca. 12 Jahre) gefördert, in den Niederlanden wird die Förderung für 15 Jahre gezahlt. Während in Deutschland die Förderung erst bei sechs aufeinanderfolgenden Stunden mit negativen Strommarktpreisen nicht mehr gezahlt wird, entfällt die Förderung in Dänemark in jeder Stunde mit negativen Preisen.

Ein weiterer wichtiger Unterschied in der Förderung liegt im Ausschreibungswettbewerb für Offshore-Windenergie. In Großbritannien treten verschiedene Entwickler mit ihren Windparks gegeneinander in Wettbewerb um die ausgeschriebene Leistung. Hierbei ist jeder Windparkentwickler für die Netzanbindung selbst verantwortlich. In Dänemark und den Niederlanden entwickelt der Staat die Projekte vor und stellt die Netzanbindungen kostenfrei bereit. Dann wird das Projekt in einer zentralen Ausschreibung unter allen Bietern versteigert. Der preisgünstigste Bieter erhält den Zuschlag.

In Deutschland wiederum sind die Netzbetreiber TenneT und 50Hertz für die Netzanbindungen verantwortlich und legen diese Kosten auf die Netzentgelte bundesweit um. Um den Ausbau der Netzanbindungen und der Windparks besser zu steuern, will die Bundesregierung

Abbildung 3.12: Letzte Ausschreibungsergebnisse in Dänemark und den Niederlanden und deren erfolgreiche Bieter



Windpark	Bieter	Cluster	Größe	Gebot	voraussichtliche Inbetriebnahme
He Dreiht	EnBW	7	900 MW	0 €/MWh	2025
OWP West	Dong	1	240 MW	0 €/MWh	2024
Borkum Riffgrund West 2	Dong	1	240 MW	0 €/MWh	2024
Gode Wind 3	Dong	3	110 MW	60 €/MWh	2023
Summe			1.490 MW	4,4 €/MWh	

ab 2021 zu zentralen Ausschreibungen wie in Dänemark und den Niederlanden wechseln. Der erste Windpark nach dieser Ausschreibung soll 2026 den Betrieb aufnehmen.

→ **Erfolgreiche Bieter müssen nicht nur Projektanbieter an ihrer Netzanbindung ausstechen, sondern auch insgesamt über Netzanbindungen hinweg zu den günstigsten Bietern gehören.**

Für die Jahre 2021 bis 2025 sieht die Bundesregierung zwei Übergangsauktionen vor, um Entwickler mit weit fortgeschrittenen Offshoreprojekten nicht entschädigen zu müssen. Anfang April 2017 und 2018 schreibt die Bundesnetzagentur dafür je 1.550 MW aus. Die Bundesregierung rechnet mit Geboten von ca. 7.000 MW. Da in der Nordsee nur maximal vier standardisierte Netzanbindungen errichtet werden sollen, pro Netzanbindung aber nur ein Teil der Projekte einspeisen können, ergibt sich ein komplexer Bietwettbewerb. Erfolgreiche Bieter müssen nicht nur Projektanbieter an ihrer Netzanbindung ausstechen, sondern auch insgesamt über Netzanbindungen hinweg zu den günstigsten Bietern gehören.

Mit Spannung wird verfolgt, ob die deutschen Ausschreibungsergebnisse in den Bereich der zuletzt erreichten Förderhöhen der zentralen Ausschreibungen in Dänemark und den Niederlanden vorstoßen können. Dafür spricht die längere Förderdauer in Deutschland. Dagegen spricht, dass die Küstenentfernungen in Deutschland zumeist größer sind und die Sammelkabel und Umspannstationen von den Windparkbetreibern bezahlt werden müssen. Die deutschen Netzbetreiber übernehmen weiterhin die Kosten für die Konverterstationen und Netzanbindungsleitungen. Der Höchstwert in den Übergangsauktionen ist auf max. 12 ct/kWh begrenzt.

Am 13. April veröffentlichte die Bundesnetzagentur die überraschenden Ergebnisse der ersten Übergangsauktion. Drei von vier bezuschlagten Offshoreprojekten in der

Nordsee verzichteten mit Geboten von Null auf eine Förderung. Die Offshore-Windenergie – obwohl die jüngste – ist damit die erste erneuerbare Technologie, die dauerhaft ohne Förderung auskommt.

→ **Die Offshore-Windenergie – obwohl die jüngste – ist damit die erste erneuerbare Technologie, die dauerhaft ohne Förderung auskommt.**

Ein Grund für diesen Ausschreibungserfolg ist offensichtlich der hohe Wettbewerbsdruck, denn die Gebotshöhe entscheidet auch darüber, wer die begrenzten Netzanbindungskapazitäten erhält. Wer nicht zum Zuge kommt, kann frühestens 2026 in Deutschland wieder einen Offshore-Windpark errichten. Außerdem dürften die Bieter auf weiter steigende Strompreise durch deutlich höhere CO₂-Preise und weitere Kraftwerkstilllegungen setzen. Zudem erleichtern die niedrigen Zinsen durch die expansive Geldpolitik der EZB die Finanzierung der kapitalintensiven Offshore-Windparks erheblich.

Es bleibt abzuwarten, ob auch in der zweiten Übergangsauktion im April 2018 ähnliche Ergebnisse erzielt werden. Dagegen spricht, dass der Wettbewerbsdruck geringer ist, da nur noch etwa 4.000 MW um die verbleibenden 1.610 MW konkurrieren. Außerdem sind mindestens 500 MW, aber maximal 750 MW ausschließlich für Windparks in der Ostsee reserviert.

Sollte wieder ein Bieter ein Nullgebot abgeben, müssten die Bieter in den nachfolgenden Ausschreibungen auch auf eine Förderung verzichten und voll auf eine Refinanzierung durch Marktpreise setzen. Denn nach § 22 WindSeeG bestimmt das günstigste Gebot den Höchstwert der nachfolgenden Ausschreibungen. Diesen Wert könnte die BNetzA eigenständig höchstens um 10 % erheben.

Energie in Deutschland

- 4.1 Zahlen & Fakten
- 4.2 Klimaschutzplan 2050
- 4.3 Sektorkopplung in Deutschland
- 4.4 Energiespeicher im geologischen Untergrund für die Energiewende
- 4.5 Netzausbau in Deutschland – Status & Ausblick

A large, white, stylized number '4' is centered on a solid blue background. The number is composed of thick, rounded lines, giving it a modern and clean appearance. It is positioned in the lower right quadrant of the page.

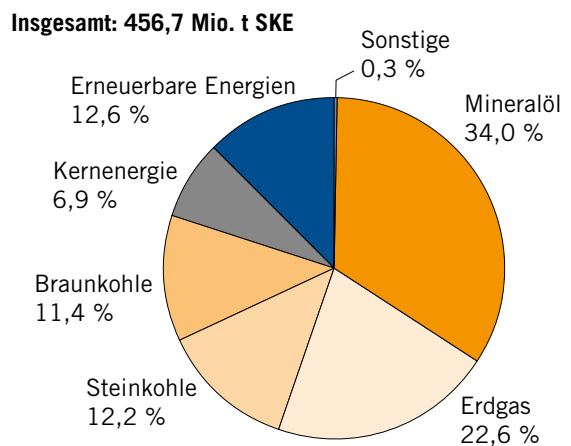
4.1 Zahlen & Fakten

2016 wurden in Deutschland 457 Mio. t SKE Energie verbraucht. In der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt steht Deutschland an siebter Stelle. Deutschland hat allerdings – nach USA, China und Japan – die weltweit vierthöchste Wirtschaftsleistung erzielt. Pro Einheit Bruttoinlandsprodukt ist der Energieverbrauch in Deutschland halb so hoch wie im weltweiten Durchschnitt. 70 % des Energieverbrauchs in Deutschland wurden 2016 durch Importe gedeckt. Wichtigster Energie-Rohstofflieferant ist Russland. Braunkohle und erneuerbare Energien sind die einzigen heimischen Energiequellen. Erneuerbare Energien trugen 2016 mit knapp 32 % zur Stromversorgung in Deutschland bei. Damit hat sich deren Anteil – gemessen am Brutto-Stromverbrauch – seit dem Jahr 2000 verfünffacht.

Eckdaten des deutschen Energiemarktes

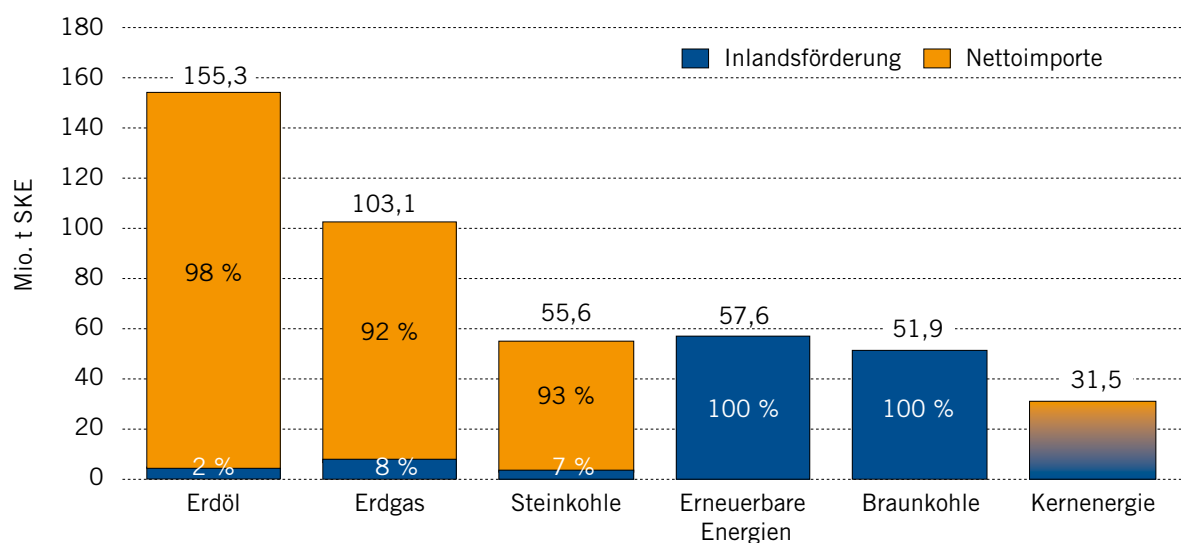
Im Jahr 2016 wurden in Deutschland 456,7 Mio. t SKE Energie entsprechend 313,7 Mio. t Öleinheiten verbraucht (2015: 451,5 Mio. t SKE). Damit steht Deutschland in der Rangliste der größten Energiemärkte der Welt nach China, USA, Russland, Indien, Japan und Kanada an siebter Stelle. Der Pro-Kopf-Verbrauch an Energie beträgt in Deutschland 5,5 t SKE pro Jahr. Dies entspricht dem Doppelten des weltweiten Durchschnitts, andererseits der Hälfte des Vergleichswertes der USA. Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird. So erreichte der Energieverbrauch in Deutschland 2016 rund 146 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch. Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr

Abbildung 4.1: Primärenergieverbrauch in Deutschland nach Energieträgern 2016



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 03/2017

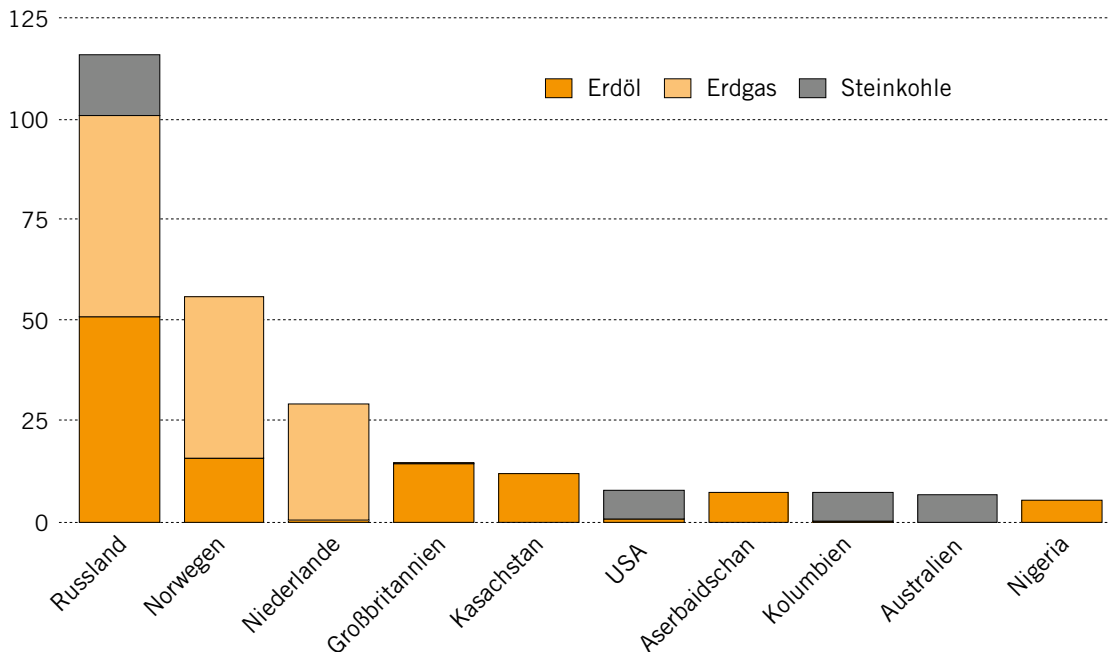
Abbildung 4.2: Energie-Importabhängigkeit Deutschlands im Jahre 2016



Quelle: Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen 03/2017 (Prozentzahlen als Anteile der Inlandsförderung am jeweiligen Primärenergieverbrauch errechnet); einschließlich Sonstiger Energien, wie o. a. Außenhandelsaldo Strom, von 1,6 Mio. t SKE ergibt sich der gesamte Primärenergieverbrauch von 456,7 Mio. t SKE.

Abbildung 4.3: Energie-Rohstofflieferanten 2016

Angaben für Deutschland in Mio. t SKE



Quelle: H.-W. Schiffer (ermittelt auf Basis BAFA)

effizient genutzt wird. So erreichte der Energieverbrauch in Deutschland 2016 rund 146 kg SKE pro 1.000 € Bruttoinlandsprodukt. Im weltweiten Durchschnitt ist dieser spezifische Energieverbrauch doppelt so hoch. Im Zeitraum 1990 bis 2016 hat sich die gesamtwirtschaftliche Energieeffizienz – gemessen als witterungsbereinigter Primärenergieverbrauch je Einheit reales Bruttoinlandsprodukt – um mehr als ein Drittel verbessert.

➔ Nimmt man die erwirtschafteten Güter und Dienstleistungen zum Maßstab, so zeigt sich, dass in Deutschland Energie sehr effizient genutzt wird.

Deutschlands eigene Energiereserven sind gering. Deshalb ist Deutschland in besonders hohem Ausmaß auf Importe angewiesen. Der Anteil der Importe an der Deckung des Primärenergiebedarfs beträgt bei Mineralöl, Erdgas und Steinkohle mehr als 90 %. Braunkohle und erneuerbare Energien sind die einzigen heimischen Energiequellen, über die Deutschland in größerem Umfang verfügt.

Die Deckung des Energieverbrauchs erfolgte 2016 zu 30 % durch heimische Energien. Erneuerbare Energien trugen 2016 (2015) mit 58,4 (56,8) Mio. t SKE zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Es folgen Braunkohle mit 52,8 (54,9) Mio. t SKE, Erdgas und Erdöl mit 8,5 (9,2) Mio. t SKE, Steinkohle mit 3,9 (6,4) Mio. t SKE, Mineralöl mit 3,4 (3,5) Mio. t SKE sowie sonstige Energien, wie zum Beispiel der nicht-biogene Anteil im Hausmüll, mit 8,2 (8,2) Mio. t SKE.

Importenergien decken 70 % des Energieverbrauchs. Die Energieimporte sind nach Energieträgern und Herkunftsländern diversifiziert. Bedeutendstes Herkunftsland für die Bezüge von Energie-Rohstoffen ist die Russische Föderation. Bei Rohöl, Erdgas und Steinkohle steht Russland an erster Stelle in der Rangliste der für Deutschland wichtigsten Energie-Rohstofflieferanten. Auf den nächsten Plätzen liegen Norwegen, die Niederlande, Großbritannien, Kasachstan, USA, Aserbaidschan, Kolumbien, Australien und Nigeria. Aus den Niederlanden bezieht Deutschland Erdgas, aus Norwegen sowohl Rohöl als auch Erdgas. Schwerpunkt der Lieferungen aus Großbritannien ist Erdöl. Aus Kasachstan, Aserbaidschan und Nigeria importiert Deutschland Rohöl. Aus USA, Kolumbien und Australien werden Steinkohlen eingeführt.

➔ Importenergien decken 70 % des Energieverbrauchs.

Der Saldo des Außenhandels mit Energieträgern hat 2016 – auf Basis der Angaben des Statistischen Bundesamtes – von 62,6 Mrd. € im Jahr 2015 um 13,8 Mrd. € entsprechend 22 % auf 48,8 Mrd. € abgenommen. Dieser Rückgang erklärt sich mit rund zwei Dritteln durch den Preisrückgang auf den internationalen Ölmärkten. Trotzdem machten auch 2016 die Netto-Öleinfuhren mit 31,2 Mrd. € den größten Teil der deutschen Netto-Einfuhrrechnung aus (2015: 40,1 Mrd. €). Die zweitwichtigste Position hielten die Einfuhren von Erdgas mit 16,0 Mrd. € (2015: 20,6 Mrd. €). Auf Kohle entfielen

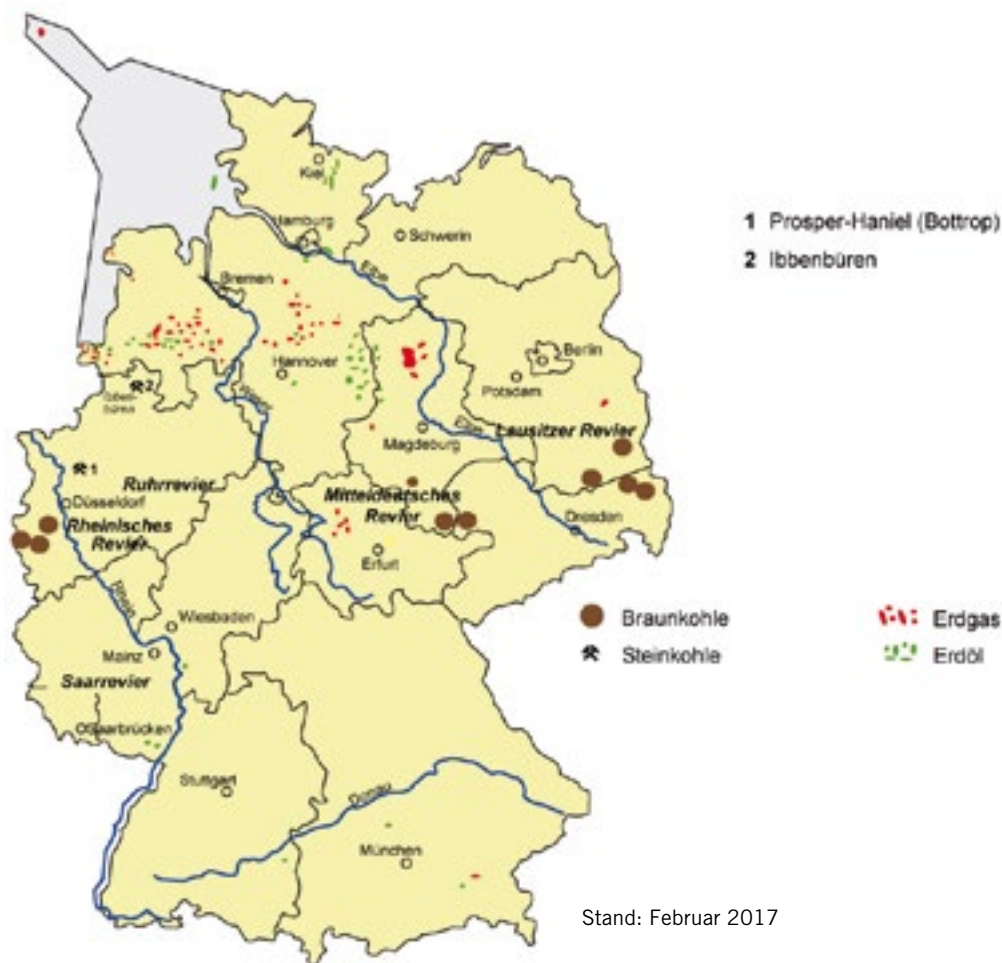
3,3 Mrd. € (2015: 4,0 Mrd. €). Für Strom errechnet sich ein Exportsaldo von 1,8 Mrd. € (2015: 2,1 Mrd. €) und für Uran von 0,1 Mrd. € (2015: 0,0 Mrd. €).

Strom

2016 betrug die gesamte Brutto-Stromerzeugung 648,4 TWh. Davon entfielen 92 % auf Kraftwerke der Energieversorger (einschließlich von Dritten betriebene Anlagen) und 8 % auf Industrie-Kraftwerke.

Unter Abzug des Eigenverbrauchs der Kraftwerke von 36,5 TWh ermittelt sich für 2016 eine Netto-Stromerzeugung von 611,9 TWh. Die Struktur der Netto-Stromerzeugung

Abbildung 4.4: Schwerpunkte der Energiegewinnung



Quelle: H.-W. Schiffer, Energiemarkt Deutschland

Tabelle 4.1: Installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen und Stromerzeugung in Deutschland

Energieträger	Installierte Leistung Ende 2016	Stromerzeugung 2016
	MW (netto)	TWh (netto)
Braunkohle	21.033	138,9
Kernenergie	10.799	80,0
Steinkohle	27.928	101,2
Erdgas	29.349	77,6
Mineralölprodukte	4.400	5,3
Erneuerbare, davon:	104.083	183,9
Windkraft onshore	45.911	64,9
Windkraft offshore	4.108	12,2
Laufwasser und Speicherwasser*	5.600	20,7
Photovoltaik	41.224	38,2
Sonstige erneuerbare Energien**	7.240	47,9
Pumpspeicher	5.710	5,4
Übrige Energien	6.572	19,6
Gesamt	209.874	611,9

*mit natürlichem Zufluss

**insbesondere Biomasse

Stand: 26. Februar 2017

Quelle: BDEW und Deutsche WindGuard

gung nach Einsatzenergien zeigte 2016 folgendes Bild: Erneuerbare Energien 30,1 %, Braunkohle 22,7 %, Steinkohle 16,5 %, Kernenergie 13,1 %, Erdgas 12,7 % sowie Heizöl und sonstige Energien 4,9 %.

Die installierte Leistung der Stromerzeugungsanlagen belief sich gegen Ende 2016 auf (netto) 209.874 MW. Davon entfiel rund die Hälfte auf erneuerbare Energien. Die Kraftwerksleistung auf Basis konventioneller Energien verteilte sich mit 29.349 MW auf Erdgas, mit 27.928 MW auf Steinkohle, mit 21.033 MW auf Braunkohle, mit 10.799 MW auf Kernenergie und mit 4.400 MW auf Öl. Des Weiteren trugen unter anderem Pumpspeicherkraftwerke mit 5.710 MW zur Sicherung der Stromversorgung in Deutschland bei.

Die durchschnittliche Ausnutzung der Stromerzeugungsanlagen unterscheidet sich erheblich – unter anderem abhängig von der technischen Verfügbarkeit, den natürlichen Bedingungen (bei Wasser, Wind und Sonne) sowie der Wirtschaftlichkeit der verschiedenen Anlagen. Für 2016 hat der BDEW folgende Jahresvolllaststunden ermittelt:

• Kernenergie:	7.410
• Braunkohle:	6.610
• Biomasse:	5.810
• Lauf- und Speicherwasser:	3.690
• Steinkohle:	3.600

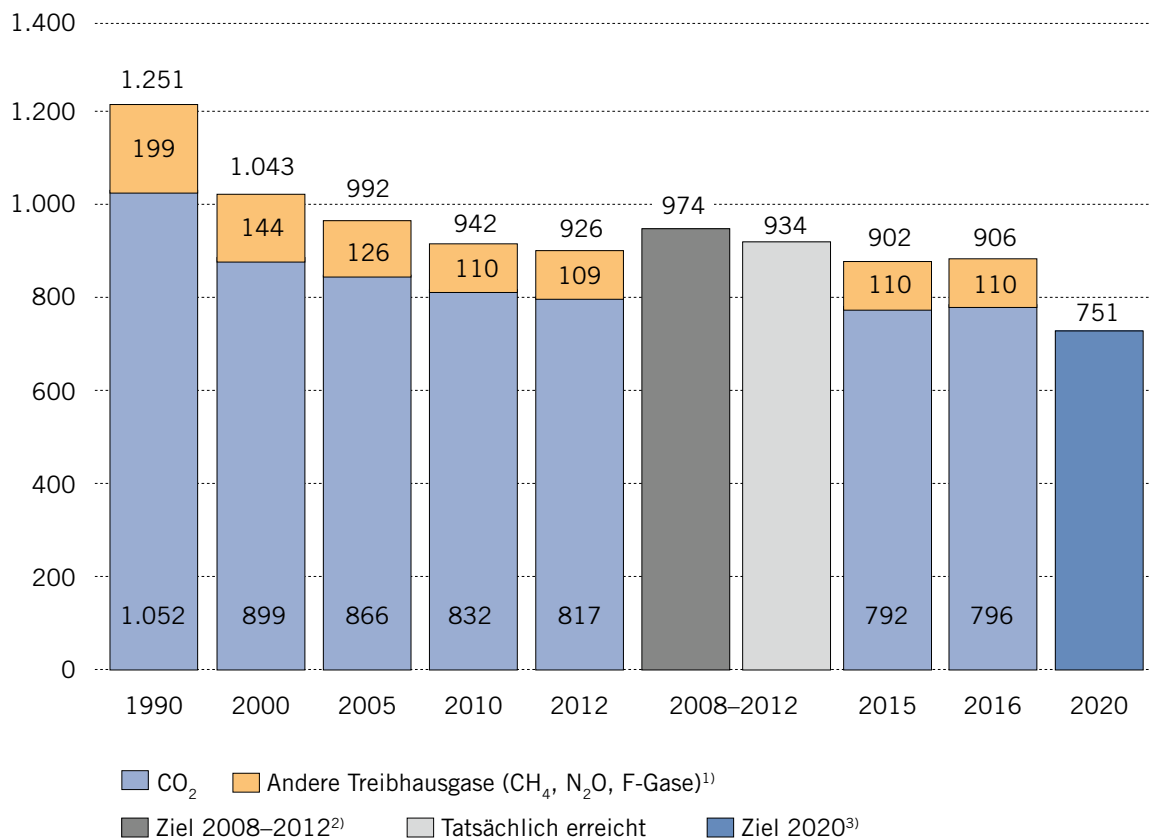
• Wind offshore:	3.170
• Erdgas:	2.690
• Wind onshore:	1.500
• Öl:	1.200
• Pumpspeicher:	940
• Photovoltaik:	940

Die Ausnutzungsdauer kennzeichnet den Einsatz der Stromerzeugungsanlagen. Sie geht von der Netto-Leistung und den 8.760 Stunden des Jahres aus. Bedeutsame unterjährige Leistungsveränderungen sind entsprechend berücksichtigt.

➔ Der Netto-Stromverbrauch von 525,1 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenverbrauch) verteilte sich 2016 mit 47,0 % auf die Industrie, mit 24,5 % auf private Haushalte, mit 26,4 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft sowie mit 2,1 % auf den Verkehr.

Angesichts des starken Zubaus von Anlagen auf Basis erneuerbarer Energien ist die installierte Leistung im Be-

Abbildung 4.5: Emissionen der Treibhausgase in Deutschland 1990 bis 2016
in Mio. t CO₂-Äquivalenten, ohne CO₂ aus LULUCF



1) Basisjahr für CO₂, CH₄ und N₂O ist 1990, für HFCs, PFCs und SF₆ ist es 1995.

2) Als Bezugsgröße für die Minderungsverpflichtung von 21 % im Zeitraum 2008 bis 2012 waren durch UNFCCC die (unveränderlichen) Assigned Amounts in Höhe von 1.232,4 Mio. t CO₂-Äquivalente Deutschland verbindlich zugeordnet worden. Die tatsächlichen vom Umweltbundesamt aktuell berechneten Basisjahr-Emissionen (für CO₂, CH₄ und N₂O: 1990; F-Gase: 1995) belaufen sich auf 1.254,3 Mio. t CO₂-Äquivalente.

3) Minderung um 40 % gegenüber dem Stand 1990.

Quelle: Umweltbundesamt 2017 und VET-Bericht 2015

reich der allgemeinen Versorgung inzwischen mehr als doppelt so hoch wie die Jahreshöchstlast.

Die Erzeugung an deutschen Standorten wurde ergänzt durch Einfuhren von Elektrizität, die 2016 rund 27,0 TWh betragen. Die Ausfuhren an Strom beliefen sich 2016 auf 80,7 TWh. Im Vergleich zum Vorjahr sanken die Stromeinfuhren um 19,6 %. Die Stromausfuhren verminderten sich um 5,5 %. Der Saldo aus Exporten und Importen belief sich 2016 auf 53,7 TWh gegenüber 51,8 TWh im Jahr 2015.

Der Brutto-Stromverbrauch erreichte 594,7 TWh nach 595,1 TWh im Jahr 2015. Der Netto-Stromverbrauch von 525,1 TWh (ohne Netzverluste und Kraftwerkseigenver-

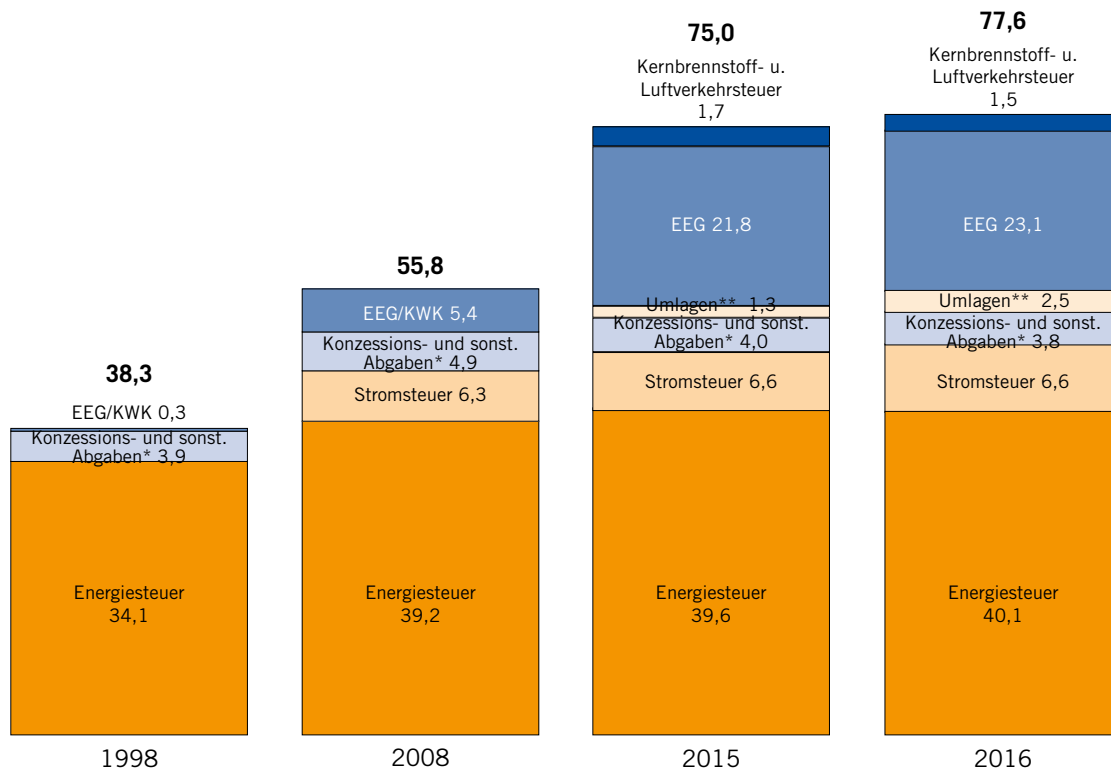
brauch) verteilte sich 2016 mit 47,0 % auf die Industrie, mit 24,5 % auf private Haushalte mit 26,4 % auf Handel sowie Gewerbe, öffentliche Einrichtungen und Landwirtschaft sowie 2,1 % auf den Verkehr.

Erneuerbare Energien

Erneuerbare Energien trugen 2016 mit 12,6 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Die Energiebereitstellung durch erneuerbare Energien erfolgt für die Stromerzeugung sowie für die Deckung des Wärme- und Kraftstoffverbrauchs. Dem Einsatz zur Stromerzeugung kam 2016 mit einem Anteil von 54,1 % – gemessen am Primärenergieverbrauch erneuerbare Energien – die



Abbildung 4.6: Energiesteuern und -abgaben in Deutschland,
in Mrd. Euro



* Zahlen teilweise geschätzt; davon: Konzessionsabgaben 3,3 Mrd. €/Jahr; Förderabgabe Erdgas und Erdöl: 1998: 0,14 Mrd. €, 2008: 1,22 Mrd. €, 2015: 0,361 Mrd. € und 2016: 0,218 Mrd. €, sowie Erdölbevorratungsabgabe: 0,5 Mrd. € im Jahr 1998, 0,35 Mrd. € im Haushaltsjahr 2007/08, 0,37 Mrd. € im Haushaltsjahr 2008/09 und 0,285 Mrd. € im Haushaltsjahr 2014/15 und 0,293 Mrd. € im Haushaltsjahr 2015/2016 (ohne MWSt).

** KWK G, § 19-Umlage, Offshore-Haftungsumlage und AbschaltVO

größte Bedeutung zu. 5,7 % des Primärenergieverbrauchs erneuerbare Energien wurden in Kraftwerken zur Wärmeerzeugung (Fernwärme) eingesetzt. Der Verbrauch bei Umwandlung machte (einschließlich Verluste) 1,4 % aus. Auf den Endenergieverbrauch erneuerbare Energien entfielen 38,8 %.

Erneuerbare Energien waren im Jahr 2016 nach Angaben des BDEW mit 188,3 TWh (2015: 187,4 TWh) entsprechend 31,7 % an der Stromversorgung in Deutschland (Bruttoerzeugung gemessen am Bruttoinlandsverbrauch) beteiligt (2015: 31,5 %). Die Netto-Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien belief sich 2016 auf 183,9 TWh. Davon entfielen auf die Windenergie 77,1 TWh, auf die Photovoltaik 38,2 TWh, auf die Wasserkraft 20,7 TWh und auf sonstige erneuerbare Energien (insbesondere Biomasse) 47,9 TWh. Bei Wasser sind

Pumpspeicherkraftwerke ohne natürlichen Zufluss nicht den erneuerbaren Energien zugeordnet. Insgesamt nahm die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien 2016 um 0,4 % gegenüber 2015 zu. Ursache für den – im Vergleich zum Leistungszuwachs – geringen Anstieg der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien waren die gegenüber 2015 ungünstigeren Windverhältnisse und die geringere Sonneneinstrahlung.

Die stärksten Kapazitätswachse verzeichnete 2016 die **Windkraft**. Der Netto-Zubau bei Windenergieanlagen an Land (WEA) betrug 4.259 MW. Ferner speisten im Jahr 2016 erstmals 156 Offshore-Windenergieanlagen (OWEA) mit einer Leistung von 818 MW in das Netz ein. Nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH wurden im Jahr 2016 in Deutschland 1.624 Windenergieanlagen (WEA) an Land mit einer Leistung von 4.625 MW errich-

tet. Dieser Bruttozubaubau enthält gemäß den erhobenen Daten 238 Repowering-Anlagen mit einer Leistung von 679 MW; unter Repowering werden in dieser Statistik WEA bezeichnet, für deren Errichtung eine Altanlage im selben oder angrenzenden Landkreis abgebaut wurde. Des Weiteren wurden 336 im Jahre 2016 abgebaute WEA mit einer Gesamtleistung von 366 MW erfasst. Damit ergibt sich für 2016 ein Netto-Zubau von 1.288 WEA mit 4.259 MW. Zum 31.12.2016 stieg der kumulierte WEA-Bestand an Land auf 27.270 WEA mit 45.911 MW.

→ Die stärksten Kapazitätswüchse verzeichnete 2016 die Windkraft.

Die durchschnittliche im Jahr 2016 an Land errichtete WEA hatte eine Nennleistung von 2.858 kW, einen Rotordurchmesser von 109 m und eine Nabenhöhe von 128 m.

Die Verteilung des Windenergiezubaues im Jahr 2016 auf die Bundesländer stellt sich wie folgt dar: In Niedersachsen wurde mit 900 MW knapp ein Fünftel der insgesamt 2016 in Deutschland errichteten Leistung installiert. Schleswig-Holstein erreicht im bundesweiten Vergleich den zweiten Platz mit 651 MW neu installierter Leistung. Nordrhein-Westfalen steht mit 564 MW an dritter Stelle. Es folgen Brandenburg mit 494 MW, Baden-Württemberg mit 347 MW und Bayern mit 340 MW. Die genannten sechs Bundesländer stellen über 70 % des bundesweiten Gesamtzubaues. Die zum 31.12.2016 in Deutschland an Land insgesamt installierte Windenergieleistung verteilt sich nach Bundesländern wie folgt: Mit 9.324 MW führt Niedersachsen die Liste an. An zweiter und dritter Stelle stehen Schleswig-Holstein mit 6.449 MW und Brandenburg mit 6.337 MW installierter Leistung. Es folgen Sachsen-Anhalt mit 4.914 MW, Nordrhein-Westfalen mit 4.604 MW, Rheinland-Pfalz mit 3.159 MW, Mecklenburg-Vorpommern mit 3.091 MW und Bayern mit 2.233 MW.

Im Jahr 2016 speisten nach Angaben der Deutsche WindGuard GmbH 156 **Offshore-Windenergieanlagen (OWEA)** mit einer Leistung von 818 MW erstmalig in das Netz ein. 41 dieser OWEA waren bereits im Jahre 2015 errichtet worden. Zusätzlich wurde die Nennleistung von sechs Bestandanlagen im Jahresverlauf 2016 um insgesamt 1,1 MW erhöht. Eine Anlage (nearshore) mit einer Leistung von 5 MW wurde im Jahr 2016 zurückgebaut. Damit hat sich die Zahl der insgesamt ins Netz einspei-

senden OWEA zum Jahresende 2016 auf 947 Anlagen mit einer Gesamtleistung von 4.108 MW erhöht. Davon entfielen mit 845 Anlagen 3.769 MW auf die Nordsee und 102 Anlagen mit 339 MW auf die Ostsee. Die durchschnittliche Leistung der Anlagen mit Netzeinspeisung beträgt 4.318 kW. Die Anlagen, die 2016 erstmals ins Netz eingespeist haben, verfügen über eine durchschnittliche installierte Nennleistung von 5.244 kW. Der durchschnittliche Rotordurchmesser dieser neuen Anlagen beträgt 145 m. Die durchschnittliche Nabenhöhe der 2016 zugebauten Anlagen liegt bei 104 m. Die mittlere Küstenentfernung aller einspeisenden OWEA in Deutschland beträgt 62 km. Im Durchschnitt stehen diese OWEA in 28 m tiefem Wasser.

Die installierte Leistung der **Photovoltaik** hat sich von 39.787 MW zum Jahresende 2015 auf 41.224 MW zum Jahresende 2016 erhöht.

Die Leistung aller auf Basis erneuerbarer Energien installierten Anlagen vergrößerte sich bis zum Jahresende 2016 auf 104.083 MW. Allein auf Solaranlagen entfielen 20 Prozentpunkte der insgesamt in Deutschland installierten Stromerzeugungskapazität; sieben Jahre zuvor, also zum Jahresende 2009, waren es erst sechs Prozentpunkte.

→ Allein auf Solaranlagen entfielen 20 Prozentpunkte der insgesamt in Deutschland installierten Stromerzeugungskapazität; sieben Jahre zuvor, also zum Jahresende 2009, waren es erst sechs Prozentpunkte.

Die gesamten über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) geförderten Einspeisemengen werden für 2016 auf etwa 176,4 TWh (2015 gemäß nachträglicher Jahresabrechnung: 161,8 TWh) prognostiziert. Der für die EEG-Umlage maßgebliche EEG-Umlagebetrag ist von 22,0 Mrd. € im Jahr 2015 (tatsächliche Einnahmen aus EEG-Umlage gemäß nachträglicher Jahresabrechnung) auf 22,9 Mrd. € im Jahr 2016 (gemäß Prognose der Übertragungsnetzbetreiber) gestiegen. Er setzt sich aus drei Bestandteilen zusammen, die für 2016 wie folgt beziffert werden:

- den für das folgende Kalenderjahr prognostizierten Förder- bzw. Differenzkosten für erneuerbare Energien (23,1 Mrd. €),

- der Liquiditätsreserve, einer Rückstellung für eventuelle Abweichungen von der Prognose (2,3 Mrd. €), und
- dem Kontoausgleich zum 30. September des Vorjahres (- 2,5 Mrd. €).

Die ex-ante errechneten **EEG-Gesamtvergütungszahlungen** belaufen sich für 2016 auf 29,2 Mrd. € (für 2015 ex-post ermittelt: 27,5 Mrd. €). Den Vergütungszahlungen steht ein ermittelter Marktwert der EEG-Strommengen von 5,1 Mrd. € (ex-ante prognostiziert) gegenüber. 2015 waren es 4,7 Mrd. € (ex-post ermittelt). Unter Berücksichtigung der vermiedenen Netzentgelte und Aufwendungen der Übertragungsnetzbetreiber von 1,0 Mrd. € (2015: 0,9 Mrd. €) ergeben sich für 2016 Differenzkosten von 23,1 Mrd. € (ex-ante) gegenüber 21,8 Mrd. € (ex-post) im Jahr 2015. In diesem Betrag, der die reinen Förderkosten des jeweiligen Kalenderjahres widerspiegelt, sind der Kontoausgleich und die Liquiditätsreserve nicht enthalten. Die von nicht-privilegierten Letztverbrauchern zu entrichtende EEG-Umlage, die sich 2016 auf 6,35 ct/kWh (2015: 6,17 ct/kWh) belaufen hatte, ist für 2017 auf 6,88 ct/kWh angehoben worden.

Die Gesamtkosten für die Energiewende im Strombereich werden für 2016 – einschließlich der erforderlichen Redispatch-Maßnahmen, des Ausbaus von Übertragungs- und Verteilnetz sowie der Belastungen aus dem europäischen Treibhausgas-Emissionshandelssystem – auf mehr als 30 Mrd. € geschätzt.

Der Endenergieverbrauch erneuerbarer Energien von insgesamt 22,3 Mio. t SKE verteilte sich 2016 nach Verbrauchssektoren wie folgt:

• Industrie:	3,8 Mio. t SKE
• Verkehr:	3,7 Mio. t SKE
• Haushalte sowie Gewerbe/ Handel/Dienstleistungen:	14,8 Mio. t SKE

In der Industrie wurden Biomasse und den erneuerbaren Energien zugerechnete Abfälle eingesetzt. Im Verkehrssektor erfolgte die Nutzung von Biokraftstoffen durch Beimischung zu Otto- und Dieselmotoren. Im Sektor Haushalte sowie Gewerbe/Handel/Dienstleistungen dominierte die Nutzung von Biomasse – gefolgt von Geothermie und Solarenergie.


Mineralöl

Die Basis für die Versorgung sind die Rohöleinfuhren, da nur 2 % des Bedarfs aus inländischer Förderung gedeckt werden können. Sie beliefen sich 2016 (2015) auf 91,1 (91,3) Mio. t. Daneben trugen Importe von Mineralölprodukten mit 37,7 (37,4) Mio. t zur Bedarfsdeckung bei.

Die Rohöleinfuhren stammten 2016 zu 24 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 55 % aus Osteuropa/Asien, zu 14 % aus Afrika, zu 5 % aus dem Nahen Osten und zu 2 % aus Amerika. Der OPEC-Anteil betrug 15 %.

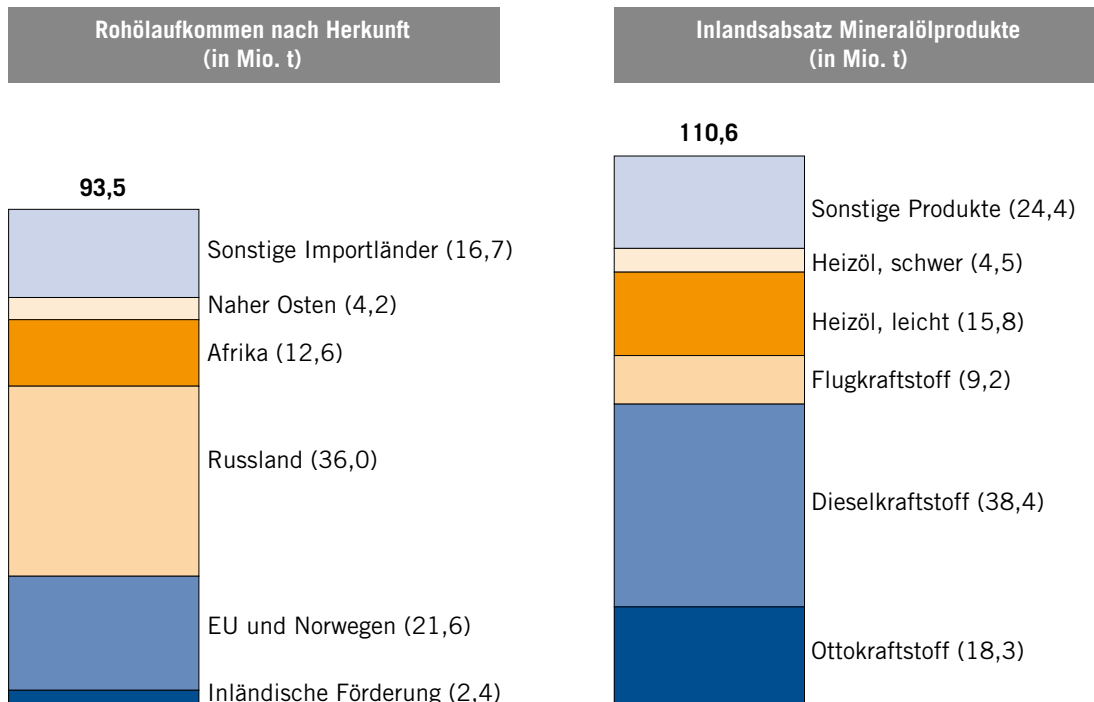
In Deutschland werden in 13 Raffinerien Rohöl und Halbfertigprodukte verarbeitet. Bei einer Kapazität der Rohölverarbeitung von 102,1 Mio. t pro Jahr zum 31.12.2016 erreichte die Raffinerieauslastung 92,0 %. Die Raffinerieerzeugung belief sich auf 105,0 Mio. t.

Der Inlandsabsatz an Mineralölprodukten (einschließlich Biokraftstoffe: 3,4 Mio. t) betrug 2016 rund 110,6 Mio. t. Hauptprodukte sind die vor allem im Straßenverkehr genutzten Kraftstoffe (Ottokraftstoff: 18,3 Mio. t; Dieselmotorenkraftstoff: 38,4 Mio. t), das leichte Heizöl mit Einsatzschwerpunkt Raumwärmemarkt (15,8 Mio. t), das insbesondere in der Chemie genutzte Rohbenzin (16,5 Mio. t), Flugkraftstoff (9,2 Mio. t) und schweres Heizöl (4,5 Mio. t).

 **Die Rohöleinfuhren stammten 2016 zu 24 % aus West- und Mitteleuropa (im Wesentlichen Nordsee), zu 55 % aus Osteuropa/Asien, zu 14 % aus Afrika, zu 5 % aus dem Nahen Osten und zu 2 % aus Amerika.**

Der Absatz an Ottokraftstoff war 2016 fast unverändert im Vergleich zu 2015. Die Nachfrage nach Dieselmotorenkraftstoff hat sich weiter erhöht, und zwar um 4,5 % im Vergleich zum Vorjahr. Dies erklärt sich u. a. durch den weiter gestiegenen Bestand an Diesel-Pkw. Weitere Ursache für den 2016 verzeichneten zusätzlichen Dieselverbrauch ist der fortgesetzte Anstieg von Transportleistungen im gewerblichen Straßengüterverkehr. Stärkste Abnehmer von Dieselmotorenkraftstoff sind Lastkraftwagen, Busse und Zugmaschinen.

Der Absatz von leichtem Heizöl hat sich 2016 im Vergleich zum Vorjahr um 2,3 % vermindert. Die Ablieferun-

Abbildung 4.7: Herkunft des Rohöls und Inlandsabsatz Ölprodukte in Deutschland 2016

Quelle: BAFA

gen an Rohbenzin waren 2016 um 0,8 % höher als 2015. Der Absatz an Flugturbinenkraftstoff hat um 7,8 % im Vergleich zum Vorjahr zugenommen. Demgegenüber war bei schwerem Heizöl ein Rückgang um 0,4 % zu verzeichnen. Die Aufteilung des gesamten Inlandsabsatzes nach Verbrauchsbereichen stellte sich 2016 wie folgt dar:

- Verkehr: 61 %
- Industrie: 21 %
- Haushalte und Kleinverbraucher: 16 %
- Kraftwerke: 2 %

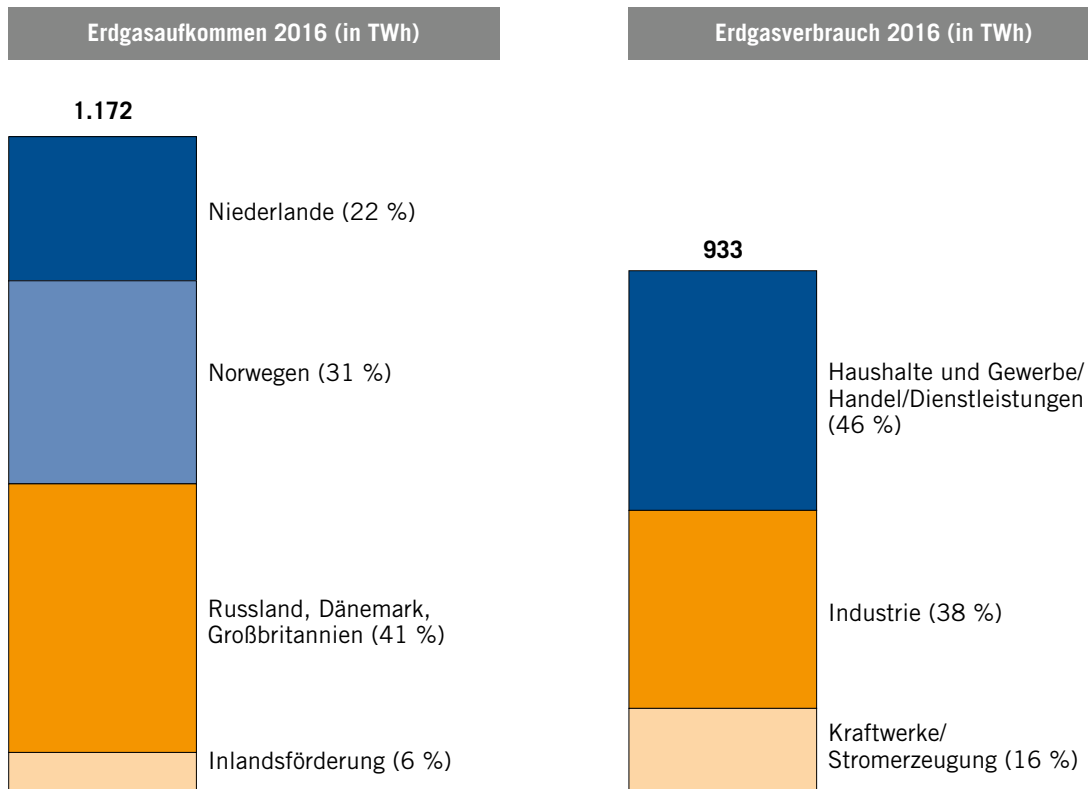
Erdgas

Der Erdgasverbrauch betrug 2016 (2015) rund 933 (850) TWh; das entspricht 95,2 (87,0) Mrd. Nm³. Auf den Sektor Haushalte und Kleinverbrauch entfielen 46 %. Dahinter steht nicht zuletzt die hohe Zahl gasbeheizter Wohnungen. Ende 2016 hatten rund 50 % aller Wohnungen eine Erdgasheizung. Die Industrie war mit 38 % am Erdgasverbrauch beteiligt. Der Einsatz in Kraftwerken der Strom- und Wärmeversorger machte 16 %

aus. Der 2016 verzeichnete Anstieg im Erdgasverbrauch erklärt sich insbesondere durch die im Vergleich zu 2015 kühlere Witterung, die zu einem erhöhten Heizenergiebedarf geführt hatte. Eine weitere Erklärung ist der vergrößerte Einsatz von Erdgas in Kraftwerken als Folge der gesunkenen Preise für Erdgas.

➔ Das Erdgasaufkommen in Höhe von 1.172 TWh stammte 2016 zu 6 % aus heimischer Förderung und zu 94 % aus Importen verschiedener Herkunft.

Die Erdgasversorgung in Deutschland stützt sich auf eine diversifizierte Bezugsbasis. Das Erdgasaufkommen in Höhe von 1.172 TWh stammte 2016 zu 6 % aus heimischer Förderung und zu 94 % aus Importen verschiedener Herkunft: 40 % aus Russland, 31 % aus der norwegischen Nordsee, 22 % aus den Niederlanden sowie 1 % aus weiteren Lieferländern. Mit der Liberalisierung der Energiemärkte haben sich Spot- und Terminmärkte für Erdgas zügig entwickelt. Der Gashandel an den europä-

Abbildung 4.8: Erdgasaufkommen und Erdgasverbrauch in Deutschland 2016

Quelle: BAFA

ischen Hubs zeigt insgesamt ein deutliches Wachstum. An den virtuellen Handelspunkten entstehen heute wesentliche angebots- und nachfragebasierte Preissignale für den europäischen und damit auch deutschen Markt.

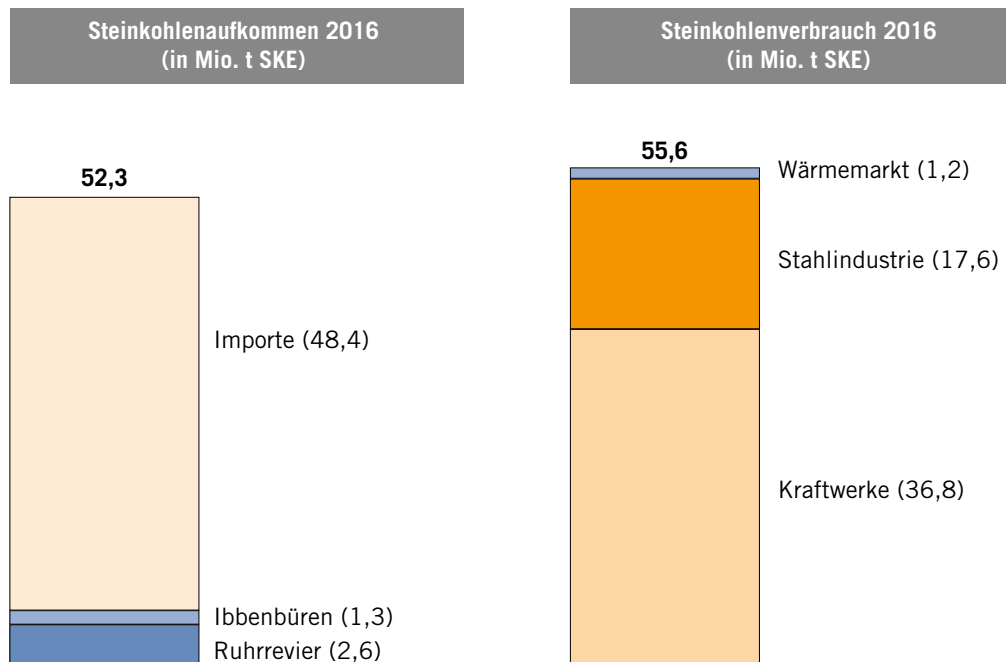
Für den Transport und die Verteilung des Erdgases steht ein ausgebautes Leitungsnetz mit einer Länge von insgesamt etwa 500.000 km zur Verfügung, das in die europäischen Transportsysteme integriert ist. Zur Infrastruktur gehört auch eine Vielzahl von Untertagespeichern. Die 51 deutschen Gasspeicher können an den 40 Standorten knapp 25 Mrd. Nm³ (Stand 2015) Arbeitsgas aufnehmen. Das entspricht fast 30 % der in Deutschland jährlich verbrauchten Erdgasmenge. Die deutsche Gaswirtschaft verfügt damit über das größte Speichervolumen in der EU.

Steinkohle

In Deutschland wurden im Jahr 2016 rund 3,9 Mio. t SKE Steinkohle gefördert. Davon entfielen 66 % auf das Ruhrrevier und 34 % auf die Zeche Ibbenbüren.

Nach Stilllegung des Bergwerks Auguste Victoria zum 1. Januar 2016 befinden sich in Deutschland noch zwei Schachtanlagen in Betrieb. Dies sind das Bergwerk Ibbenbüren sowie das im Ruhrrevier gelegene Bergwerk Prosper-Haniel.

Im Jahr 2016 deckten die Steinkohlenimporte 93 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs. Russland blieb 2016 mit einem Anteil von 34,1 % das bedeutendste Lieferland. Mit einem Anteil von 17,1 % kamen die Vereinigten Staaten auf den zweiten Rang. Fast gleichauf mit den USA lagen die Importe aus Kolumbien, die 2016 um 14,4 % zunahmen und einen Anteil von 16,0 % erreichten. Australien belegte mit einem Anteil von 15,8 % den vierten Platz im deutschen Kohleimport-Ranking. Damit entfielen mehr als vier Fünftel der deutschen Gesamtim-

Abbildung 4.9: Steinkohlenaufkommen und Steinkohlenverbrauch in Deutschland 2016

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft e.V.

porte an Steinkohle und Steinkohlenkoks auf die vier genannten Herkunftsländer.

➔ **Im Jahr 2016 deckten die Steinkohlenimporte 93 % des gesamten Steinkohlenverbrauchs. Russland blieb 2016 mit einem Anteil von 34,1 % das bedeutendste Lieferland.**

Der gesamte Steinkohlenverbrauch in Deutschland belief sich im Jahr 2016 auf 55,6 Mio. t SKE. Er verteilte sich mit 36,8 Mio. t SKE auf Kraftwerke, mit 17,6 Mio. t SKE auf die Stahlindustrie und mit 1,2 Mio. t SKE auf den Wärmemarkt.

Im Rahmen des schrittweisen Auslaufprozesses werden die letzten beiden Bergwerke zum Ende des Jahres 2018 stillgelegt. Mit der am 07.12.2011 erfolgten Genehmigung des Stilllegungsplans für den deutschen Steinkohlenbergbau durch die EU-Kommission war dieser Auslaufprozess auf europäischer Ebene endgültig abgesichert worden.

Braunkohle

In Deutschland wurden 2016 rund 171,5 Mio. t Braunkohle – entsprechend 52,8 Mio. t SKE – gefördert, und zwar ausschließlich im Tagebau. Eingeführt wurden 0,033 Mio. t SKE. Der Anteil der Inlandsgewinnung am Aufkommen erreichte somit 99,9 %.

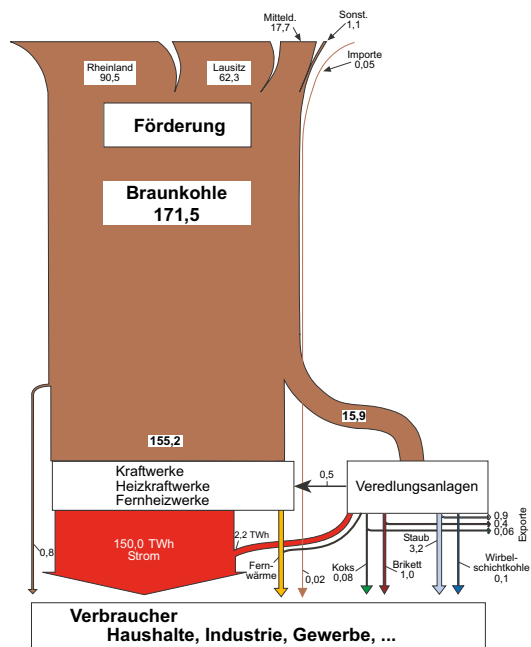
Die deutsche Braunkohlenförderung konzentrierte sich 2016 auf vier Regionen: Das Rheinische Revier im Westen von Köln, das Lausitzer Revier im Nordosten von Dresden, das Mitteldeutsche Revier in der Umgebung von Leipzig und das Helmstedter Revier in Niedersachsen. 2016 entfielen von der Gesamtförderung 52,8 % auf das Rheinland, 36,3 % auf die Lausitz, 10,3 % auf Mitteldeutschland sowie 0,6 % auf Helmstedt.

Schwerpunkt der Braunkohlennutzung ist die Stromerzeugung. 2016 wurden 155,2 Mio. t Braunkohle an Kraftwerke der allgemeinen Versorgung geliefert. Das entsprach 90 % der gesamten Inlandsgewinnung. Die Brutto-Stromerzeugung in Kraftwerken der allgemeinen Versorgung betrug 2016 auf Basis Braunkohle 147,0 TWh.

Nach den Kraftwerken der allgemeinen Versorgung repräsentieren die Veredlungsbetriebe den wichtigsten Abnahmebereich der Rohbraunkohle. 2016 wurden 14,2 Mio. t Braunkohle zur Herstellung fester Produkte und 1,7 Mio. t in Kraftwerken des Braunkohlenbergbaus eingesetzt. Daraus wurden in den Veredlungsbetrieben des Bergbaus 6,4 Mio. t marktgängige Produkte wie Brikkett, Braunkohlenstaub, Wirbelschichtkohle und Koks erzeugt. Die Stromerzeugung in Grubenkraftwerken erreichte 2,3 TWh. In Industriekraftwerken außerhalb des Braunkohlenbergbaus wurden 2016 insgesamt 0,7 TWh Strom erzeugt.

Die gesamte Brutto-Stromerzeugung aus Braunkohle belief sich damit 2016 auf 150,0 TWh. Sie verteilte sich 2016 nach Bundesländern wie folgt: Nordrhein-Westfalen: 74,5 TWh, Brandenburg: 34,6 TWh, Sachsen: 31,9 TWh, Sachsen-Anhalt: 6,4 TWh, Niedersachsen: 1,9 TWh sowie Berlin, Hessen, Bayern und Baden-Württemberg: 0,7 TWh.

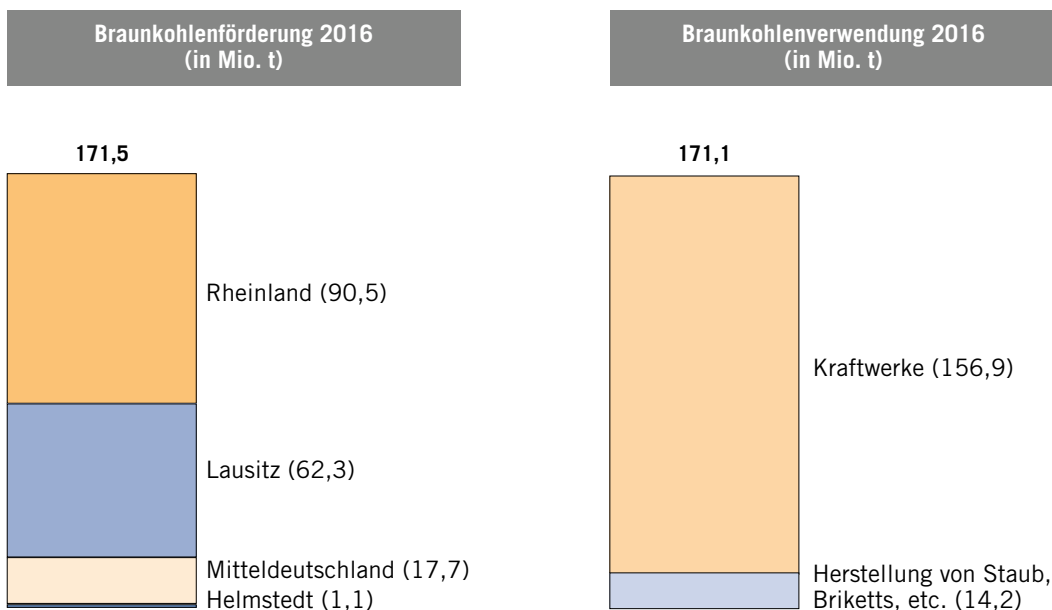
Abbildung 4.10: Braunkohlenflussbild 2016



alle Daten, soweit nicht anders angegeben, in Mio. t (Bestandsveränderung nicht dargestellt)

Quelle: Statistik der Kohlenwirtschaft; Stand 02/2017

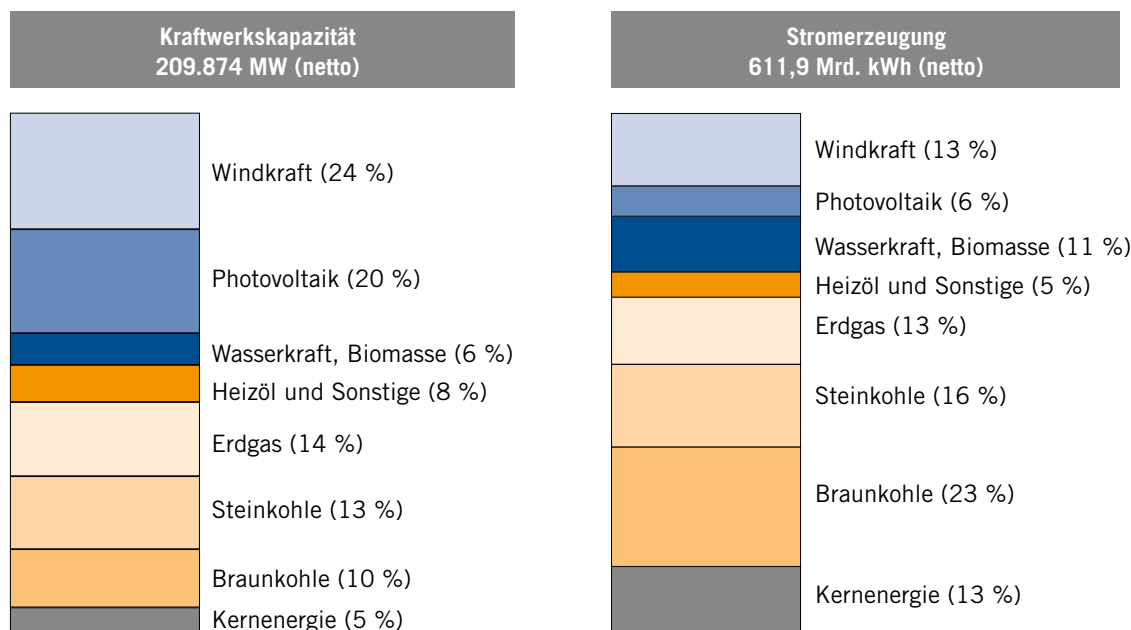
Abbildung 4.11: Braunkohlenförderung und deren Verwendung in Deutschland 2016



Quelle: DEBRIV

Abbildung 4.12: Kraftwerkskapazität (31.12.2016) und Stromerzeugung 2016 in Deutschland

Anteile der verschiedenen Energieträger



Quelle: BDEW

CO₂-Emissionen

Die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland lagen 2016 bei 748,5 Mio. t. Unter Einbeziehung der prozessbedingten Emissionen, die zum Beispiel bei der Umwandlung von Stoffen in chemischen Verfahren entstehen, und der CO₂-Emissionen der Landwirtschaft betrug der CO₂-Ausstoß insgesamt 795,9 Mio. t. Dies entspricht einem Anstieg um knapp 4 Mio. t entsprechend 0,5 % gegenüber 2015. Wesentliche Ursache war die vergrößerte Energienachfrage als Folge der kühleren Witterung. Im Gesamtzeitraum 1990 bis 2016 sanken die nichttemperaturbereinigten Emissionen an CO₂ um 256 Mio. t entsprechend 24,4 %. Die gesamten Treibhausgas-Emissionen – unter Einbeziehung der anderen treibhausrelevanten Gase, wie u.a. Methan – haben sich von 1.254 Mio. t CO₂-Äquivalenten im Jahr 1990/1995 um 27,8 % auf 905,5 Mio. t CO₂-Äquivalente verringert.

Energiesteuern und andere Belastungen

Der Bund erzielte 2016 aus der Erhebung von Verbrauchsteuern (Mineralöl- und Stromsteuer) auf Energie 48,2 Mrd. €. Von dem Energieverbrauchsteuer-Aufkommen entfielen 2016 mit 36,5 Mrd. € rund 76 % auf Kraft-

stoffe. Erdgas trug mit 2,4 Mrd. € zum Gesamtaufkommen bei. Andere Heizstoffe als Erdgas – insbesondere Heizöl – erbrachten ein Aufkommen von 1,2 Mrd. €. Für die Stromsteuer ist ein Aufkommen von 6,6 Mrd. € ermittelt worden. Zum 01.01.2011 neu eingeführt worden waren die Kernbrennstoffsteuer und die Luftverkehrssteuer, aus deren Erhebung der Bund 0,4 bzw. 1,1 Mrd. € Steuereinnahmen im Jahr 2016 erzielte.

Die Verbrauchsteuern halten einen unterschiedlich hohen Anteil an den Produktpreisen. Für Ottokraftstoff wird eine Mineralölsteuer von 65,45 ct/Liter erhoben. Für Dieselloststoff lautet der entsprechende Wert (ebenfalls für schwefelfreie Ware) 47,04 ct/Liter. Berücksichtigt man außerdem die Mehrwertsteuer (seit 01.01.2007: 19 %), so errechnet sich für 2016 ein Steueranteil am Produktpreis von 66 % (Superbenzin) bzw. 60 % (Dieselloststoff). Bei leichtem Heizöl belief sich der Anteil der Steuern (Verbrauch- und Mehrwertsteuer) – gemessen an dem von privaten Haushalten zu zahlenden Produktpreis – 2016 auf 29 %. Für Erdgas lag der Anteil von Steuern und Abgaben am Haushaltskundenpreis 2016 – unter Einbeziehung der Konzessionsabgabe, der Erdgas- und der Mehrwertsteuer in die Rechnung – bei 26 %.

Tabelle 4.2: Treibhausgas-Emissionen in Deutschland 1990 bis 2016

	Basis-Jahr*	2000	2005	2010	2015	2016
Treibhausgas-Emissionen		Mio. t CO₂-Äquivalente				
Kohlendioxid (CO ₂)	1.052,2	899,3	865,9	832,4	792,1	795,9
Methan (CH ₄)	120,3	87,7	68,5	58,3	55,6	55,4
Lachgas (N ₂ O)	65,0	43,1	43,5	36,8	39,1	38,9
HFC's	8,2	7,8	9,9	10,8	11,4	} 15,3
PFC's	2,1	1,0	0,8	0,3	0,3	
Schwefelhexafluorid (SF ₆)	6,5	4,1	3,3	3,1	3,6	
Stickstofftrifluorid (NF ₃)**	0,0	0,0	0,0	0,1	0,0	
Gesamtemissionen	1.254,3	1.043,0	991,9	941,8	901,9	905,5
Kohlendioxid-Emissionen		Mio. t				
Energie	989,8	839,5	811,4	784,2	744,3	748,5
<i>aus Verfeuerung von Brennstoffen</i>	985,7	836,2	808,2	781,4	741,8	745,9
Mineralöle	319,0	316,8	287,8	258,8	245,6	249,3
Erdgas u. Grubengas	116,9	158,4	165,1	176,0	150,7	163,6
Steinkohlen u. Gicht-, Kokereigas	202,1	178,7	164,8	159,4	148,5	140,7
Braunkohlen	339,4	170,4	176,3	166,6	171,6	166,7
Sonstige	8,2	11,9	14,2	20,6	25,3	25,6
<i>diffuse (flüchtige) Emissionen</i>	4,1	3,3	3,2	2,8	2,6	2,6
Industrie	59,3	57,0	52,1	45,9	44,7	44,3
Mineralische Produkte	22,8	22,3	19,6	18,4	18,7	18,9
Chemische Industrie	8,1	8,4	8,8	8,3	5,6	5,6
Herstellung von Metall	25,1	23,5	21,1	16,4	17,9	17,5
Nichtenerg. Prod. aus Brennstoffen	3,3	2,8	2,6	2,7	2,5	2,3
Landwirtschaft***	3,2	2,8	2,3	2,3	3,1	3,1
Gesamtsumme****	1.052,2	899,3	865,9	832,4	792,1	795,9
Kohlendioxid-Emissionen		Mio. t				
Emissionshandelssektor*****	**	471,8	475,0	454,9	455,5	n.v.
darunter:						
Energiewirtschaft	**	369,3	376,9	357,2	332,3	n.v.
Industrie	**	102,6	98,1	97,6	123,3	n.v.
Nicht-Emissionshandelssektor	**	427,5	390,9	377,5	336,6	n.v.
darunter:						
Verkehr		161,9	180,7	160,0	152,8	164,5
Private Haushalte		128,6	117,8	111,0	105,5	86,9
Gewerbe/Handel/Dienstleistungen		64,1	45,6	40,0	40,0	n.v.
Sonstiges*****	**	83,5	79,9	79,2	57,6	n.v.
Gesamtsumme	1.052,2	899,3	865,9	832,4	792,1	795,9

* Basisjahr für CO₂, CH₄ und N₂O ist 1990, für die HFC's und PFC's sowie SF₆ und NF₃ 1995.

** Neu zu berichtendes Gas in der 2. Verpflichtungsperiode (Basisjahr: 5.000 t; 2000: 9.000 t; 2005: 34.000 t; 2010: 61.000 t; 2015: 12.000 t).

*** Die CO₂-Emissionen aus der Landwirtschaft beinhalten Emissionen aus der Kalkung von Böden und der Harnstoffanwendung.

**** Gesamtemission ohne Landnutzung, Landnutzungsänderung und Forstwirtschaft.

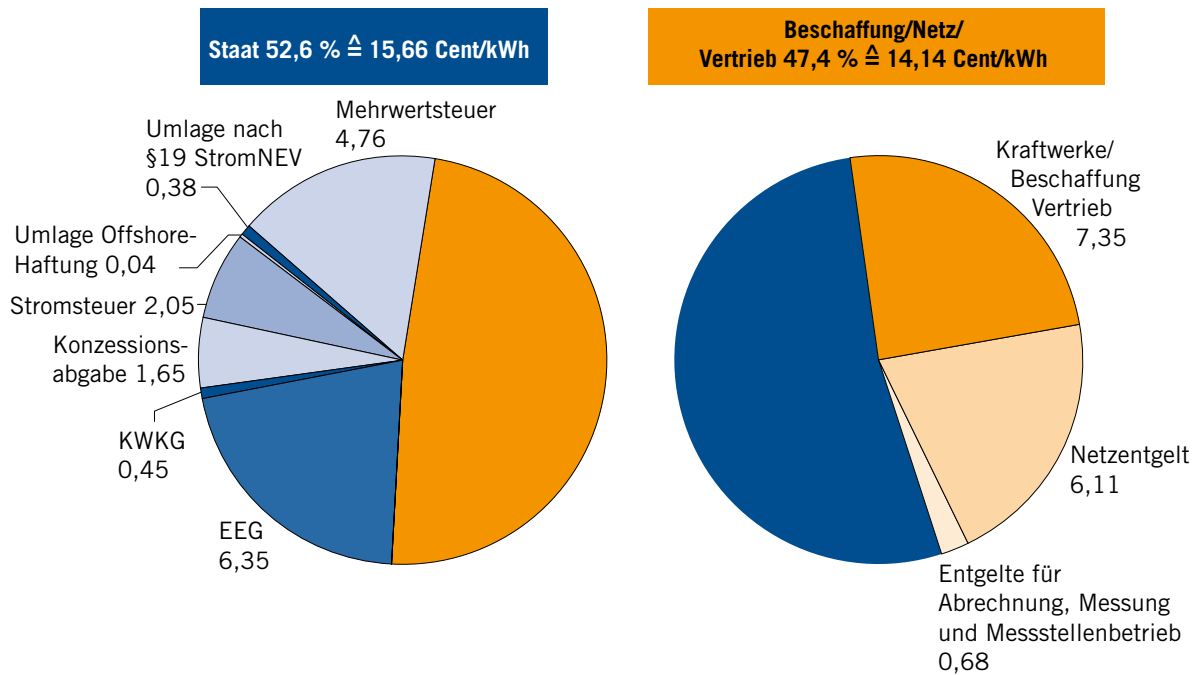
***** Ab 2008 einschließlich Anlagen in der chemischen Industrie und „Weiterverarbeitung von Stahl“.

***** Auch Industrieanlagen und Energieumwandlung außerhalb des Emissionshandels (z. B. Anlagen FWL unter 20 MW).

Quellen: Umweltbundesamt, Nationales Treibhausgasinventar 1990 – 2015, EU-Submission, Stand Januar 2017; DEHSt, VET-Bericht 2015 – Treibhausgasemissionen der emissionshandelspflichtigen stationären Anlagen und im Luftverkehr in Deutschland im Jahr 2015, Mai 2016; 2016: Umweltbundesamt, Pressemitteilung 09/2017 vom 20. März 2017.

Abbildung 4.13: Zusammensetzung des Strompreises für private Haushalte 2016 in ct/kWh.

Insgesamt: 29,80 ct/kWh



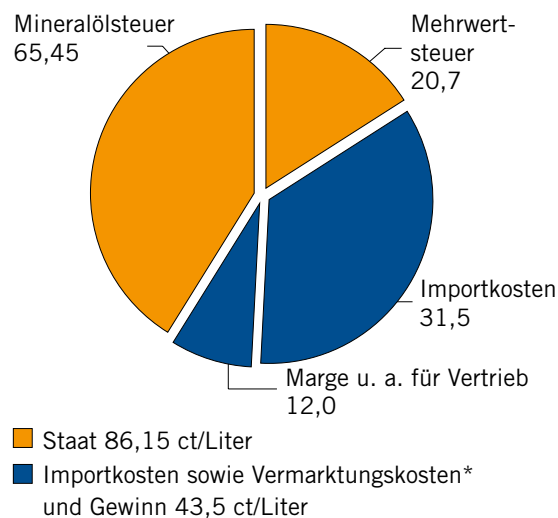
Mengengewichteter Mittelwert über alle Vertragskategorien bei einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2016

Quelle: Monitoringbericht 2016 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, 2016

Abbildung 4.14: Benzinpreis 2016:

Staatsanteil von 66 %

Durchschnittspreis Superbenzin: 129,65 ct/Liter



* Vermarktungskosten (Inlands-Transport, Lagerhaltung, gesetzliche Bevorratung, Verwaltung, Vertrieb sowie Kosten für Beimischung von Bio-komponenten) und Gewinn; Stand: Februar 2017

Quelle: Mineralölwirtschaftsverband

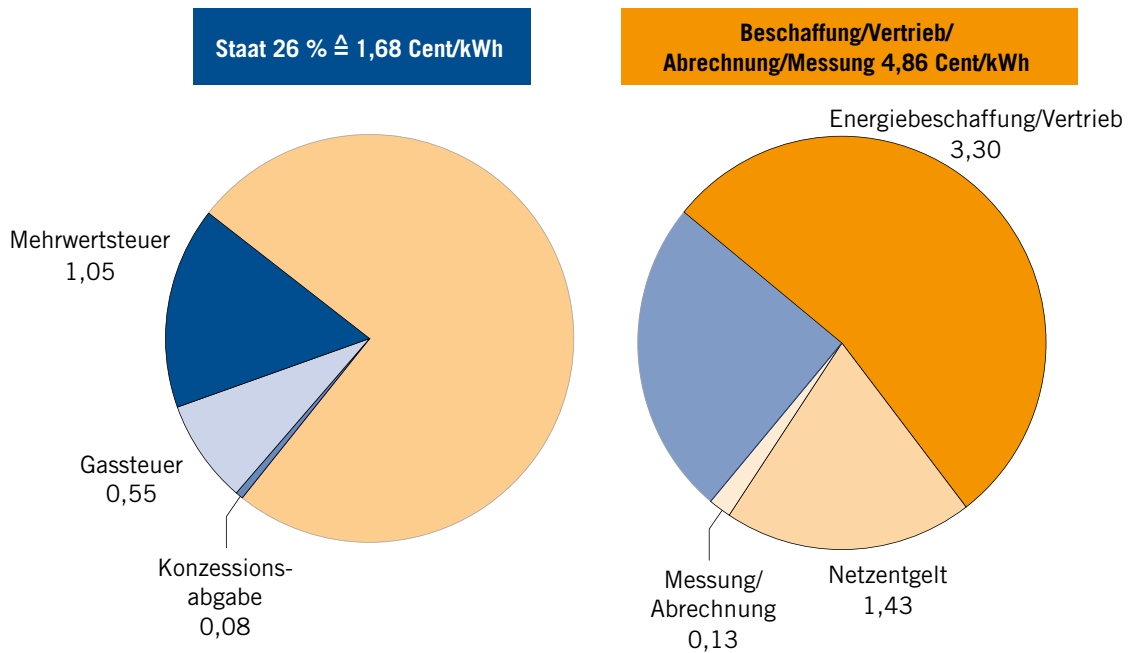
Kohle unterliegt einem Steuersatz von 0,33 €/GJ. Die Verwendung von Kohle als Einsatzenergie zur Stromerzeugung ist – ebenso wie etwa der Einsatz von Erdgas zur Stromerzeugung – von der Energiesteuer befreit.

Mit dem Kernbrennstoffsteuergesetz vom 8. Dezember 2010 unterliegt Kernbrennstoff, der zur gewerblichen Erzeugung von elektrischem Strom verwendet wird, seit dem 01.01.2011 (bis zum Jahr 2016) der Kernbrennstoffsteuer. Die Steuer für ein Gramm Plutonium 239, Plutonium 241, Uran 233 und Uran 235 beträgt 145 €. Dies entspricht einer steuerlichen Belastung der auf Basis Kernenergie erzeugten Strommenge von 15,50 €/MWh.

Der Strompreis, der für private Haushalte mit einem Jahresverbrauch zwischen 2.500 und 5.000 kWh zum 1. April 2016 mit durchschnittlich 29,80 ct/kWh (1. April 2015: 29,11 ct/kWh) beziffert wird, setzte sich nach Angaben der Bundesnetzagentur wie folgt zusammen (mengengewichtetes Preisniveau im Durchschnitt über alle Vertragskategorien – mit Stand 01. April 2016, jeweils in ct/kWh – in Klammern Vergleichswerte zum 1. April 2015):

Abbildung 4.15: Zusammensetzung des Preises für Gas bei Belieferung von Haushaltskunden 2016

Insgesamt: 6,54 Cent/kWh



Mengengewichteter Mittelwert bei Belieferung durch den Grundversorger im Rahmen von Sonderverträgen für den Abnahmefall zwischen 5.556 kWh und 55.556 kWh im Jahr zum 1. April 2016
 Quelle: Monitoringbericht 2016 der Bundesnetzagentur und des Bundeskartellamts, Bonn, 2016

- Energiebeschaffung, Vertrieb, sonstige Kosten und Marge: 7,35 (7,57)
- Nettonetzentgelt: 6,11 (5,94)
- Entgelte für Abrechnung, Messung und Messstellenbetrieb: 0,68 (0,65)
- Konzessionsabgabe: 1,65 (1,63)
- Erneuerbare-Energien-Gesetz: 6,35 (6,17)
- KWKG-Umlage: 0,45 (0,25)
- § 19 StromNEV-Umlage: 0,38 (0,24)
- Offshore Haftungs-Umlage: 0,04 (- 0,05)
- Umlage für abschaltbare Lasten: 0,00 (0,01)
- Stromsteuer: 2,05 (2,05)
- Mehrwertsteuer: 4,76 (4,65)

Damit belief sich der staatlich induzierte Anteil am Haushaltsstrompreis 2016 auf 52,6 % (2015: 51,4 %).

4.2 Klimaschutzplan 2050

Der 2016 verabschiedete Klimaschutzplan 2050 zeigt die Grundlinien für die Umsetzung der langfristig angelegten Klimaschutzstrategie Deutschlands auf. Damit bietet der Plan eine gewisse Orientierung für alle Akteure in Wirtschaft, Wissenschaft und Gesellschaft. Ob die mit dem Plan angestrebte Transformation von Wirtschaft und Gesellschaft zur weitgehenden Treibhausgasneutralität des ganzen Landes tatsächlich bis 2050 realisierbar sein wird, ist allerdings noch nicht absehbar. Auch bei der künftigen Umsetzung und Fortentwicklung des Klimaschutzplans 2050 wird es weiter darum gehen, Klimaschutz, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit im Gleichgewicht zu halten.

Im Koalitionsvertrag zwischen CDU, CSU und SPD für die 18. Legislaturperiode wurde vereinbart, einen Klimaschutzplan für die Sektoren Industrie, Energie, Verkehr, Gebäude und Landwirtschaft zu entwickeln. Die entsprechende Passage lautet: „In Deutschland wollen wir die weiteren **Reduktionsschritte** [...] bis zum **Zielwert von 80 bis 95 Prozent** [weniger Treibhausgasemissionen als 1990] **im Jahr 2050** festschreiben und in einem **breiten Dialogprozess** mit Maßnahmen unterlegen (Klimaschutzplan).“

Aufwändiger Dialogprozess zu Beginn der Erarbeitung des Klimaschutzplans

Auf dieser Basis hatte das Bundesumweltministerium (BMUB) im Juni 2015 einen aufwändigen Dialogprozess in Gang gesetzt. Verbände, NGOs, Kommunen, Bundesländer und ausgewählte Bürger hatten Gelegenheit, Vorschläge für den Klimaschutzplan einzubringen. Anfang April 2016 endete der Dialogprozess mit der Übergabe des 350-seitigen Maßnahmenkatalogs an die Bundesumweltministerin durch das Delegiertengremium. Die dort aufgeführten Maßnahmenvorschläge waren allerdings keineswegs einmütig zwischen den Teilnehmern verabschiedet worden, vielmehr waren zahlreiche Maßnahmenvorschläge umstritten (z. B. Vorschläge zur Halbierung des Fleischkonsums, zum Kohleausstieg, Verbot von Verbrennungsmotoren, etc). Die Bundesregierung war frei darin zu entscheiden, inwieweit sie bei der Erarbeitung des Klimaschutzplans 2050 Maßnahmenvorschläge aus dem Dialogprozess folgt.

Kontroverse politische Diskussionen vor Verabschiedung des Klimaschutzplans

Die ersten Entwürfe des Klimaschutzplans 2050 des BMUB wurden im politischen Raum kontrovers diskutiert. Im Sommer 2016 betonte das Kanzleramt, dass der Klimaschutzplan technologieneutral sein müsse, ökologische, wirtschaftliche und soziale Ziele gleichberechtigt behandeln müsse und dass vor Verabschiedung konkreter Maßnahmen deren Auswirkungen in einem Impact Assessment zu überprüfen seien. Im November 2016 und damit noch rechtzeitig zur UN-Klimakonferenz in

Marrakesch konnte das Kabinett schließlich den deutschen Klimaschutzplan 2050 verabschieden.

➔ Im November 2016 und damit noch rechtzeitig zur UN-Klimakonferenz in Marrakesch konnte das Kabinett schließlich den deutschen Klimaschutzplan 2050 verabschieden.

Kernstück des Klimaschutzplans: Das Mengengerüst der sektorspezifischen THG-Minderungsziele

Neben der Transformation von Wirtschaft und Gesellschaft zur weitgehenden Treibhausgasneutralität Deutschlands bis 2050 steht im Zentrum des Klimaschutzplans das deutschlandweite Treibhausgas (THG)-Minderungsziel von mindestens -55 % bis zum Jahr 2030, welches durch Minderungsziele der einzelnen Sektoren unterlegt wird. Wie ambitioniert das -55 %-Ziel bis 2030 ist, lässt sich daran bemessen, dass laut Darstellung im Klimaschutzplan seit 1990 bis 2014 die THG-Emissionen um 27,8 % gemindert wurden; es fehlen also noch 27,2 Prozentpunkte bis zum -55 %-Ziel im Jahr 2030. In 16 Jahren soll so viel wie in 24 Jahren zuvor geleistet werden und das ohne die Struktureffekte der Wiedervereinigung in den 1990er Jahren.

Als problematisch wurde insbesondere bewertet, dass dieser sektorale Ansatz im Klimaschutzplan dem europäischen Vorgehen, die THG-Emissionen in die EU-ETS-Sektoren einerseits und in die sogenannte Effort-Sharing-Sektoren andererseits zu unterteilen, entgegenläuft. Denn die THG-Minderungen der Sektoren Energiewirtschaft und Industrie unterliegen auf europäischer Ebene dem EU-ETS und damit den europäischen THG-Minderungszielen und sind auf EU-Ebene somit bereits abschließend geregelt. Der im Klimaschutzplan wiederholte Anspruch, auch diese EU-ETS-Sektoren nationalen Emissionsgrenzen zu unterwerfen und deren Entwicklung zu beeinflussen, führt daher zu einer problematischen Doppelregulierung, die volkswirtschaftliche Effizienzverluste zur Folge haben können. Die aufgrund

Um dieses -55 %-Ziel zu erreichen, sieht der Klimaschutzplan folgende sektorspezifischen THG-Minderungen bis 2030 vor:

Handlungsfeld	1990 (in Mio. t CO ₂ -Äq.)	2014 (in Mio. t CO ₂ -Äq.)	2030 (in Mio. t CO ₂ -Äq.)	2030 (Minderung in % ggü. 1990)
Energiewirtschaft	466	358	175–183	62–61 %
Gebäude	209	119	70–72	67–66 %
Verkehr	163	160	95–98	42–40 %
Industrie	283	181	140–143	51–49 %
Landwirtschaft	88	72	58–61	34–31 %
Teilsumme	1.209	890	538–557	56–54 %
Sonstige	39	12	5	87 %
Gesamtsumme	1.248	902	543–562	56–55 %

nationaler politischer Maßnahmen in den EU-ETS-Sektoren frei werdenden THG-Emissionszertifikate stehen Emittenten aus anderen EU-Mitgliedstaaten zur Verfügung.

Der Klimaschutzplan enthält allerdings auch die Ankündigung, die oben genannten Sektorziele gemeinsam mit den Sozialpartnern (also Arbeitgeber- und Arbeitnehmerseite) einer umfassenden Folgenabschätzung zu unterziehen und 2018 zu überprüfen.

Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung“

Im Klimaschutzplan ist vorgesehen, eine Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Regionalentwicklung“ einzusetzen. Diese Kommission wird beim Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) unter Einbindung weiterer Ressorts sowie von Ländern, Kommunen, Gewerkschaften, Unternehmen, Branchen und regionalen Akteuren angesiedelt. Die Kommission soll ihre Arbeit Anfang 2018 aufnehmen und möglichst schon bis Ende 2018 Ergebnisse vorlegen. Sie soll laut Klimaschutzplan einen Instrumentenmix entwickeln, der wirtschaftliche Entwicklung, Strukturwandel, Sozialverträglichkeit und Klimaschutz zusammenbringt.

Diese Ausführungen im Klimaschutzplan zu einer solchen Kommission sind im politischen Berlin umstritten gewesen. Deutlich wurde, dass man den Kommissionsauftrag einschränken und durch ihre Verankerung im BMWi die energie- und industriepolitische Dimension stärken möchte. Da diese Kommission erst nach der Bundestagswahl eingerichtet werden soll, werden die wesentlichen Entscheidungen zu ihrer Ausgestaltung wohl schon Gegenstand des Koalitionsvertrags 2017 sein.

Ausblick: Das Gleichgewicht zwischen Klimaschutz, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit bleibt eine politische Daueraufgabe

Die Genese des Klimaschutzplans war ein langwieriger und schwieriger Prozess, bei dem deutlich wurde, dass es kaum möglich ist, den Wunsch nach Wachstum und Prosperität mit den außerordentlich stringenten Vorstellungen zur massiven Verminderung der THG-Emissionen zu verknüpfen. Es ist heute noch nicht abzusehen, ob sich die weitreichenden Ziele des Klimaschutzplans zur Transformation und Dekarbonisierung Deutschlands bis 2050 als realistisch erweisen werden.

Auch nach der Verabschiedung des Klimaschutzplans wird die Diskussion von Maßnahmen, mit denen man die aus dem Klimaschutzabkommen von Paris abgeleiteten deutschen CO₂-Minderungsziele für 2050 erreichen kann, weitergehen. Für die deutsche Volkswirtschaft bleibt es von enormer Bedeutung, dass Vorschläge für Einzelmaßnahmen einer stringenten Kosten-Nutzen-Analyse unterzogen werden, um die fragile Balance zwischen den gleichrangigen energiepolitischen Zielen Klimaschutz, Wettbewerbsfähigkeit und Versorgungssicherheit zu erhalten.

4.3 Sektorkopplung in Deutschland

Das Thema Sektorkopplung steht im Mittelpunkt einer aktuellen Debatte darüber, wie die verschiedenen Bereiche des Energiesystems miteinander verknüpft werden können, um aus der zurzeit auf das Stromsystem fokussierten eine gesamtsystemische Energiewende zu machen. Darüber, wie diese Verknüpfung konkret aussehen soll, gibt es auseinandergelagerte Vorstellungen. Festzustellen ist, dass der aktuelle Grad der Sektorkopplung noch gering ist und dass mit der beabsichtigten und wohl auch notwendigen Ausweitung der Sektorkopplung eine Reihe von offenen Fragen verbunden ist, die es in Zukunft zu adressieren gilt.

Sektorkopplung als Trendthema der Energiewirtschaft

Sektorkopplung ist momentan eines der viel diskutierten Themen in der Energiebranche. Dabei ist bei dem neuen Trendthema noch unklar, was sich konkret hinter dem Begriff Sektorkopplung verbirgt. Zum einen ist unklar, welche „Sektoren“ gemeint sind. So kann es sich hierbei um energiewirtschaftliche Sektoren wie Strom, Wärme und Verkehr handeln, um Infrastrukturen wie Strom-, Wärme-, Gas- und Verkehrsnetze oder auch um Endverbrauchssektoren wie Haushalte, GHD (Gewerbe, Handel, Dienstleistungen), Industrie und Verkehr.

Es ist ebenfalls unbestimmt, was eine „Kopplung“ dieser Sektoren konkret bedeutet. Klar erscheint, dass hierbei die Energieflüsse zwischen den Sektoren gemeint sind. Offen ist aber, ob diese Flüsse in eine Richtung laufen oder die Bereiche bidirektional verknüpfen und ob Sekundär- zugleich Endenergieträger sind oder eine Umwandlung in andere Energieträger ebenfalls eine Option ist. Außerdem wird zunehmend auch über eine sog. „digitale Sektorkopplung“ diskutiert, bei der die informationstechnische Verknüpfung von Bereitstellungsanlagen, Infrastrukturen und Verbrauchern in den verschiedenen Sektoren im Vordergrund steht. Auf diese Form der Sektorkopplung wird im Folgenden nicht weiter eingegangen.

Zwei verschiedene Definitionen von Sektorkopplung

Aus der Vielfalt der Interpretationsmöglichkeiten zur energetischen Sektorkopplung haben sich zwei wesentliche Tendenzen herausgebildet, die beispielhaft in den Definitionen des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) und beim Deutschen Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. (DVGW) wiederzufinden sind:

- Die wörtliche Definition des BMWi lautet: „Zusätzlich hilft aber auch der Einsatz von Strom aus Erneuerbaren dabei, die Energiewende in den anderen Sektoren voranzubringen. Wenn man diesen sauberen Strom nutzt, um in anderen Sektoren den Einsatz von fossi-

len Energien zu reduzieren, spricht man von ‚Sektorkopplung‘.“ Konkreter benennt das BMWi das „Heizen mit Strom aus Erneuerbaren statt mit Öl und Gas“ und mit Bezug zum Verkehrssektor „mobil mit Strom aus Erneuerbaren“.

➔ Die reine Elektrifizierung des Wärme- und Transportbereichs stellt einen Spezialfall der Sektorkopplung dar, der durch die umfassendere Definition einer weitgehenden Verknüpfung der vorhandenen Energieinfrastrukturen ebenfalls abgedeckt wird.

- Der DVGW hingegen hat folgende Definition: „Die Idee der Sektorkopplung ist es, Strom-, Wärme-, Gas und Mobilitätsinfrastrukturen miteinander zu verknüpfen. Dadurch wird es möglich, dass erneuerbare Energien auch abseits des Stromsektors, z. B. in Haushalten, im Gewerbe, im Verkehrssektor oder auch in der Industrie, nach und nach zum Einsatz kommen und zur Dekarbonisierung beitragen“. Dieser weitergehenden Definition hat sich auch der VDE angeschlossen.

In den beiden Definitionen zur Sektorkopplung lassen sich deutliche Unterschiede erkennen. Der vom BMWi formulierte Ansatz hat den vollständigen Übergang von heutigen, nicht strombasierten Endanwendungen im Wärme- und Transportbereich auf strombasierte Endanwendungen zur Folge. Die Sektorkopplung erfolgt demnach über eine reine Elektrifizierung der Wärmeversorgung und des Verkehrssektors. Die Definition des DVGW ist hingegen offener formuliert und sieht die umfängliche (physische) Verknüpfung der vorhandenen Infrastrukturen Strom, Wärme, Gas und Verkehr vor. Strom ist also nur ein Energieträger neben weiteren möglichen wie z. B. Gas oder flüssigen Brennstoffen. Die reine Elektrifizierung des Wärme- und Transportbereichs stellt damit einen Spezialfall der Sektorkopplung dar, der durch die umfassendere Definition einer weitgehenden Verknüpfung der vorhandenen Energieinfrastrukturen ebenfalls abgedeckt wird.

Von der Stromwende zur gesamtsystemischen Energiewende

Hintergrund für die aktuelle Brisanz des Themas Sektorkopplung sind zwei zu beobachtende Entwicklungen. Erstens: bereits laut Energiekonzept der Bundesregierung aus dem Jahr 2010 sollen konventionelle Energieträger kontinuierlich entlang aller Nutzungspfade im Wesentlichen durch erneuerbare Energien ersetzt werden. Daran hat sich bis heute nichts geändert. Jedoch hat die Energiewende bisher vor allem im Stromsektor stattgefunden. Von 2010 bis 2015 lag der Bruttostromverbrauch gemäß offizieller Statistiken relativ konstant bei rund 600 TWh. In diesen Jahren nahm der Anteil erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 17,0 % auf 31,5 % zu. Im gleichen Zeitraum ist der Anteil erneuerbarer Energien im Wärmesektor lediglich von 11,5 % auf 13,3 % gestiegen (der Endenergieverbrauch Wärme betrug 1.330 TWh bzw. 1.191 TWh) und im Verkehrssektor ist er sogar leicht von 5,8 % auf 5,3 % gefallen bei einem Endenergieverbrauch von ca. 620 TWh. Auf dem Weg hin zu einem weitestgehend dekarbonisierten und auf regenerativen Energien basierenden System müssen die Anstrengungen im Wärme- und Verkehrssektor also deutlich erhöht werden.

→ Um aus dem bisher vor allem im Stromsektor stattfindenden Transformationsprozess eine gesamtsystemische und kosteneffiziente Energiewende zu machen, muss die Herausforderung bewältigt werden, erneuerbare Energie zur richtigen Zeit am richtigen Ort und in der richtigen Form für alle Endanwendungen verfügbar zu machen.

Die zweite zu beobachtende Entwicklung ist, dass Strom aus erneuerbaren Energieanlagen aufgrund von fehlenden Flexibilitätsoptionen (wie z. B. Speichern und Netzen im Stromsektor) zunehmend abgeregelt wird und somit weder für Stromanwendungen noch für einen Verbrauch im Wärme- und Verkehrsbereich zur Verfügung steht. So stieg laut Bundesnetzagentur die resultierende Ausfallarbeit durch Einspeisemanagement-Maßnahmen von 127 GWh in 2010 auf 4.722 GWh im Jahr 2015. Mit der entstandenen Ausfallarbeit gingen in den gleichen Jahren Entschädigungsansprüche der Anlagenbetreiber ge-

genüber den Netzbetreibern in Höhe von rund 10 bzw. 478 Mio. Euro einher.

Mit dem steigenden Anteil erneuerbaren Stroms und den damit – z. B. durch Einspeisemanagement und Ausfallarbeit – einhergehenden steigenden Systemkosten sind auch die entsprechenden Umlagen und damit der Endverbraucherpreis von Strom gestiegen. Vor diesem Hintergrund hat sich eine Debatte um die Zukunft der Finanzierung der Förderung erneuerbarer Energien entwickelt sowie um die Frage, ob und ggf. wie die Finanzierung auf eine breitere Grundlage gestellt werden sollte. Zudem wird darüber debattiert, ob und inwieweit bestimmte Elemente im Energiesystem wie Strom- oder Gasspeicher von Umlagen und Abgaben entlastet werden sollten, um ihren systemdienlichen Einsatz zu begünstigen.

Um aus dem bisher vor allem im Stromsektor stattfindenden Transformationsprozess eine gesamtsystemische und kosteneffiziente Energiewende zu machen, muss die Herausforderung bewältigt werden, erneuerbare Energie zur richtigen Zeit am richtigen Ort und in der richtigen Form für alle Endanwendungen verfügbar zu machen. An diesem Punkt kommt die Sektorkopplung ins Spiel. Im weitergefassten Sinne des Begriffes könnte z. B. in Gas umgewandelter Überschussstrom über die Gasinfrastruktur zwischengespeichert, transportiert und am Entnahmepunkt verbraucht werden. Im Fall der Sektorkopplung im engeren Sinne (reine Elektrifizierung) verlässt die Energie das Stromsystem nicht.

Status Quo der Sektorkopplung

Für die Umsetzung der Sektorkopplung stehen schon heute technische Optionen zur Verfügung. Neben einsatzfähigen Technologien mit unterschiedlich starker Marktdurchdringung gibt es innovative technische Systeme, die auf ihren Durchbruch warten:


- Kraft-Wärme-Kopplung (KWK): bei der KWK werden Primärenergieträger gekoppelt zu Strom und Wärme umgewandelt. Hierfür stehen kleinere Blockheizkraftwerke und größere Kraftwerke mit Wärmeauskopplung zur Verfügung. Neuere Technologien wie die Brennstoffzelle zur Umwandlung von Wasserstoff in Strom und Wärme spielen zurzeit noch keine nennenswerte Rolle im deutschen Energiesystem. Laut einer Schätzung des Öko-Instituts betrug 2014 die installierte elektrische Netto-Engpassleistung mit potenzieller Wärmeauskopplung 33,4 GW. Die Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen berichtet, dass die Kapazitäten 104 TWh an Strom und 210 TWh an Wärme

gekoppelt bereitstellen. Das entspricht einem KWK-Strom-Anteil an der gesamten Netto-Stromerzeugung von 17,6 %. 2015 entsprach der Anteil 17,1 %. Energiepolitisches Ziel ist laut Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG 2016) eine Nettostromerzeugung aus KWK-Anlagen in Höhe von 110 TWh bis 2020 und von 120 TWh bis 2025.

- Power-to-Heat (PtH): PtH-Anlagen wandeln Strom direkt in Wärme um, wie im Fall von Elektrodenkesseln oder machen Umweltwärme mittels elektrischer Wärmepumpen nutzbar. Während sich die direkte Umwandlung in Kraftwerken mit angeschlossenem Wärmespeicher noch auf einzelne Projekte beschränkt, waren 2015 bereits rund 800.000 Wärmepumpen installiert (gemäß Angaben des Bundesverbandes der Deutschen Heizungsindustrie), die 10,4 TWh Wärme bereitgestellt haben, was einem Anteil am Endenergieverbrauch Wärme von 0,9 % entspricht.
- Kopplungstechnologien im Transportsektor: durch Elektromotoren in Kombination mit Batteriespeichern ist Strom in den Transportsektor (hier insbesondere bei Pkw) integrierbar. Gemäß Kraftfahrt-Bundesamt waren zum 1. Januar 2016 ca. 25.500 der ca. 45 Mio. zugelassenen Pkw in Deutschland reine Elektrofahrzeuge und 130.365 hybride Pkw, die neben Strom mit einem weiteren Brennstoff angetrieben werden. Somit hatten beide Fahrzeugtypen zusammen einen Anteil von 0,3 % am Pkw-Gesamtbestand. Ziel der Bundesregierung sind eine Million zugelassene Elektrofahrzeuge bis 2020. Für eine Ausweitung der Elektromobilität ist vor allem ein Ausbau der Ladeinfrastruktur notwendig. Mitte 2016 standen laut Erhebung des Bundesverbandes der Energie- und Wasserwirtschaft 2.859 Ladestationen mit 6.517 Ladepunkten bereit. Die Nationale Plattform Elektromobilität hat ermittelt, dass zur Erreichung des Ziels von einer Million Elektrofahrzeugen bis 2020 insgesamt 70.000 Wechselstrom-Ladepunkte und 7.100 Gleichstrom-Ladepunkte notwendig sind. Über eine strombetriebene Pkw-Flotte hinaus ist es möglich, Fahrzeuge und Schiffe mit (zunehmend erneuerbarem) Gas zu betreiben.
- Power-to-Gas (PtG): bei der PtG-Technologie wird überschüssiger Strom dazu genutzt, durch einen Elektrolyseprozess Wasserstoff herzustellen und diesen ggf. in einem weiteren Prozessschritt zu Methan umzuwandeln. Das entstandene synthetische Gas kann lokal zwischengespeichert oder in das Gasnetz eingespeist werden und steht somit für eine spätere Rückverstromung oder für eine direkte Verwendung im Wärme- und Verkehrssektor zur Verfügung. Auf die-

sem Weg koppelt Power-to-Gas die Sektoren mit bereits heute vorhandenen Anwendungstechnologien wie Gasturbinen, Brennwärthernen oder gasbetriebenen Fahrzeugen im Transportsektor. Laut Deutscher Energieagentur sind aktuell 28 PtG-Anlagen in Deutschland im Betrieb und weitere fünf Anlagen befinden sich in der Bau- oder Planungsphase. Nachdem die technischen Prozesse beherrscht werden, geht es für die Betreiber aktuell darum, wirtschaftliche Geschäftsmodelle aufzusetzen.

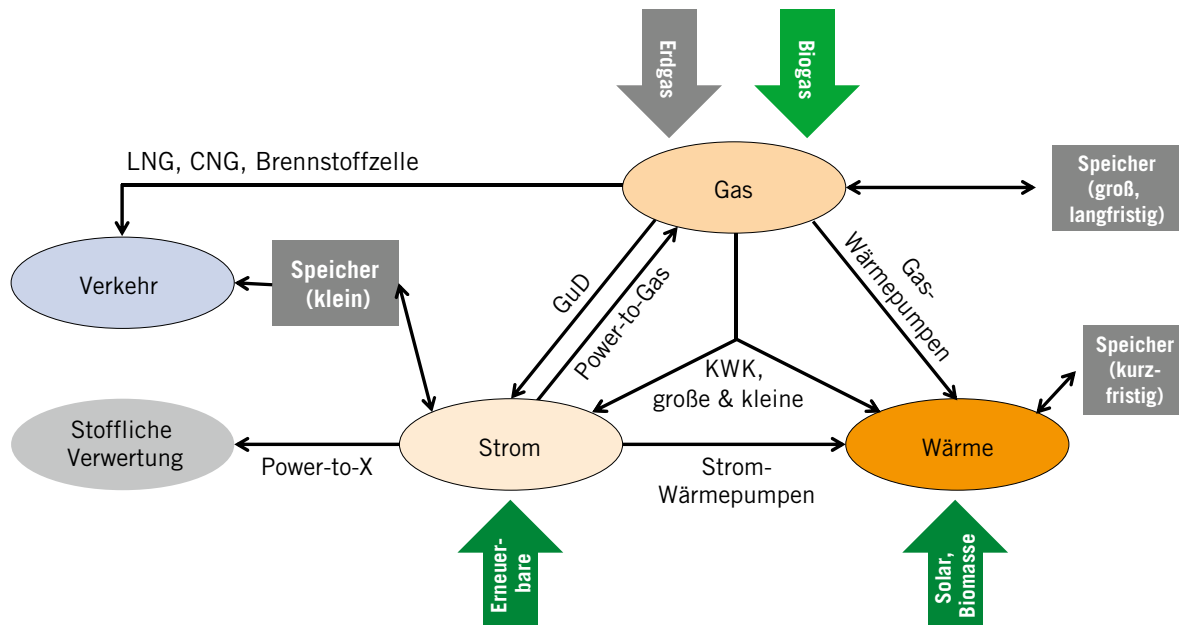
- Power-to-X: Aktuell werden von der Industrie weitere Technologien zur Nutzung von erneuerbarem Strom untersucht. Eine Möglichkeit ist die Nutzung von durch PtG gewonnenem Wasserstoff zur Kraftstoffherstellung in Raffinerien, was einen weiteren Weg zur Kopplung von Strom- und Transportsektor darstellt. Darüber hinaus kann „grüner“ Wasserstoff auch zur Herstellung von chemischen Produkten in der Industrie verwendet werden.

 **Energiespeicher können eine wichtige Rolle spielen, um die Realisierung einer weitgehenden Sektorkopplung zu vereinfachen oder gar erst zu ermöglichen.**

Die Abbildung zeigt, wie durch die beschriebenen und weitere Technologien die Sektoren integriert werden können. Der Gasinfrastruktur kommt in diesem Konzept eine wesentliche Rolle für die Interaktion der Sektoren Verkehr, Strom und Wärme zu. Ein weiteres Element sind Energiespeicher, die an verschiedenen Stellen des Konzeptes greifen. Energiespeicher können eine wichtige Rolle spielen, um die Realisierung einer weitgehenden Sektorkopplung zu vereinfachen oder gar erst zu ermöglichen.

Findet eine Kopplung ohne die Gasinfrastruktur statt, beschränkt sich die Verknüpfung, abgesehen von PtG-Insellösungen wie etwa in der chemischen Industrie, auf die direkte Verbindung des Stromsektors mit den Bereichen Verkehr und Wärme. In diesem Fall stellt sich die Frage, wie saisonale Schwankungen des Angebots und der Nachfrage, die bei einem großflächigen Ausbau erneuerbarer Energien an Bedeutung gewinnen, ohne die vorhandenen Langzeitspeicher des Gassystems ausgeglichen werden können.

Abbildung 4.16: Sektorkopplung im Sinne einer umfassenden Definition



Quelle: TEAM CONSULT

Offene Fragen

Abgesehen von der KWK spielt die Sektorkopplung heute noch keine wesentliche Rolle im deutschen Energiesystem. Aufgrund von stetig steigendem Überschussstrom aus erneuerbaren Energien und einer gleichzeitig stockenden Umsetzung der Energiewende im Wärme- und Verkehrssektor zeichnet sich der Bedarf einer zunehmenden Kopplung jedoch ab. Über welchen Ansatz das geschieht – über eine Elektrifizierung oder eine umfängliche Kopplung der Infrastrukturen – ist heute noch nicht abzusehen. Mittels beider Pfade könnten die Energieziele erreicht werden. Jedoch ergeben sich sehr unterschiedliche Konsequenzen.

Sollte die Elektrifizierung des Wärme- und Verkehrssektors in sehr ambitionierter Weise vorangetrieben werden, ist damit zu rechnen, dass der Strombedarf in diesen Bereichen deutlich zunimmt. Da insbesondere der Wärmebedarf starken jahreszeitlichen Schwankungen unterliegt, bedeutet eine Elektrifizierung ohne zusätzliche Energieeffizienzmaßnahmen in diesem Bereich außerdem einen signifikanten Anstieg der Stromspitzenlast im Winter. Die steigende Strommengen- und Leistungsanfrage erhöht wiederum den Ausbaubedarf an erneuerbarer Erzeugungskapazität und Stromnetzkapazitäten.

➔ Aufgrund von stetig steigendem Überschussstrom aus erneuerbaren Energien und einer gleichzeitig stockenden Umsetzung der Energiewende im Wärme- und Verkehrssektor zeichnet sich der Bedarf einer zunehmenden Kopplung jedoch ab.

Parallel dazu würden andere Infrastrukturen wie Gas, Fern- und Nahwärmenetze immer weniger ausgelastet. Neben der Bezahlbarkeit der abnehmenden Übertragungs- und Verteildienstleistungen stellt sich am Ende die Frage, ob die Infrastrukturen in Zukunft in Teilen oder komplett obsolet werden und wie mit den verbleibenden Nutzern umgegangen wird. Hier könnten sich Diskussionen um einen möglichen Rückbau entwickeln. Andererseits aber auch um einen Ausbau, wenn die Systeme mit erneuerbaren Energien gespeist werden.

Stünde im Rahmen der Sektorkopplung nicht eine reine Elektrifizierung, sondern die umfassende Verknüpfung der Infrastrukturen im Vordergrund, wäre PtG eine Schlüsseltechnologie. Fraglich ist, ob die Bereitstellungs-

kosten von PtG-Anlagen in Zukunft ausreichend fallen können, sodass die mit relevanten Umwandlungsverlusten einhergehende Technologie auch volkswirtschaftlich einen Nutzen stiftet. Bis zu dem Punkt, an dem PtG eine Rolle im Energiesystem spielt, wäre außerdem offen, was mit den Infrastrukturen neben dem Stromsystem passiert.

➔ **Stünde im Rahmen der Sektorkopplung nicht eine reine Elektrifizierung, sondern die umfassende Verknüpfung der Infrastrukturen im Vordergrund, wäre Power-to-Gas eine Schlüsseltechnologie.**

Ebenfalls drängt sich die Frage auf, ob es am Ende eine „one-size-fits-all“-Lösung geben wird. Die Strukturen im ländlichen Raum und in den Ballungsgebieten unterscheiden sich mitunter stark. Somit können sich womöglich bei stark unterschiedlichen Voraussetzungen auch regional sehr unterschiedliche Lösungen durchsetzen.

Zu erwarten ist, dass das Setzen der Rahmenbedingungen für den einen oder den anderen Entwicklungspfad mit einer industriepolitischen Diskussion einhergeht, denn hinter der konkreten Ausgestaltung der Sektorkopplung stehen unter anderem die Interessen der Versorger, Technologieanbieter, Infrastrukturbetreiber und Energieverbraucher einschließlich der Industrie.

Wirtschaftlichkeitsfragen werden auch im Hinblick auf die Sektorkopplung (wie in Bezug auf die Energiewende allgemein) ein wichtiger Aspekt aus Verbrauchersicht sein, bei dem für industrielle Abnehmer die Standortdiskussion im Vordergrund steht und Haushaltskunden auf die Bezahlbarkeit und die Berücksichtigung sozialer Gesichtspunkte beharren werden.

Aufgrund der weitreichenden Konsequenzen für die Energiewirtschaft werden die Kursrichtung und das notwendige Marktdesign für die Sektorkopplung vermutlich zu einem der zentralen energiepolitischen Themen in der kommenden Legislaturperiode.

4.4 Energiespeicher im geologischen Untergrund für die Energiewende

Als erneuerbare Energien stehen in Deutschland im Wesentlichen die Energieträger Biomasse, Windkraft, Solarenergie und Geothermie zur Verfügung. Bei einem starken Ausbau fluktuierender Stromerzeuger wird es zukünftig in wachsendem Maße Zeiträume geben, in denen entweder bei ungünstigen Wetterlagen wenig Strom produziert oder bei günstigen Wetterlagen sehr viel mehr Strom erzeugt wird, als Netze aufnehmen und verteilen und Verbraucher nutzen können. Hier können Energiespeicher im Untergrund durch Power-to-Gas dazu beitragen, einen Ausgleich zwischen Stromerzeugung und Stromverbrauch zu schaffen, sowie eine Bevorratung größerer Energieüberschüsse über längere Zeiträume hinweg zu gewährleisten.

Der Umwandlung von Strom aus erneuerbaren Energien in Methan (CH₄) oder Wasserstoff (H₂) werden große Entwicklungspotenziale zugeschrieben, begründet durch die Möglichkeit zur direkten Nutzung sowie zur langfristigen Speicherung.

Die Höhe des zukünftigen Speicherbedarfs hängt von verschiedenen Faktoren ab und kann derzeit nur abgeschätzt werden. Einen guten Überblick über die Einflussfaktoren auf den Speicherbedarf liefert die Metastudie „Energiespeicher“ des Fraunhofer-Instituts. Das Deutsche Institut für Wirtschaftsforschung geht bei einem Anteil von mehr als 70 % erneuerbarer Energien im Strommix von einem erheblichem Speicherbedarf aus, dessen Höhe von Rahmenbedingungen wie z. B. der Zusammensetzung des Stromerzeugungssystems sowie dem Netzausbau abhängt. Konventionelle Pumpspeicherkraftwerke werden diesen Bedarf nicht decken können. Für die Umsetzung der Energiewende sind daher die Entwicklung und der Ausbau neuer Speichertechnologien erforderlich.

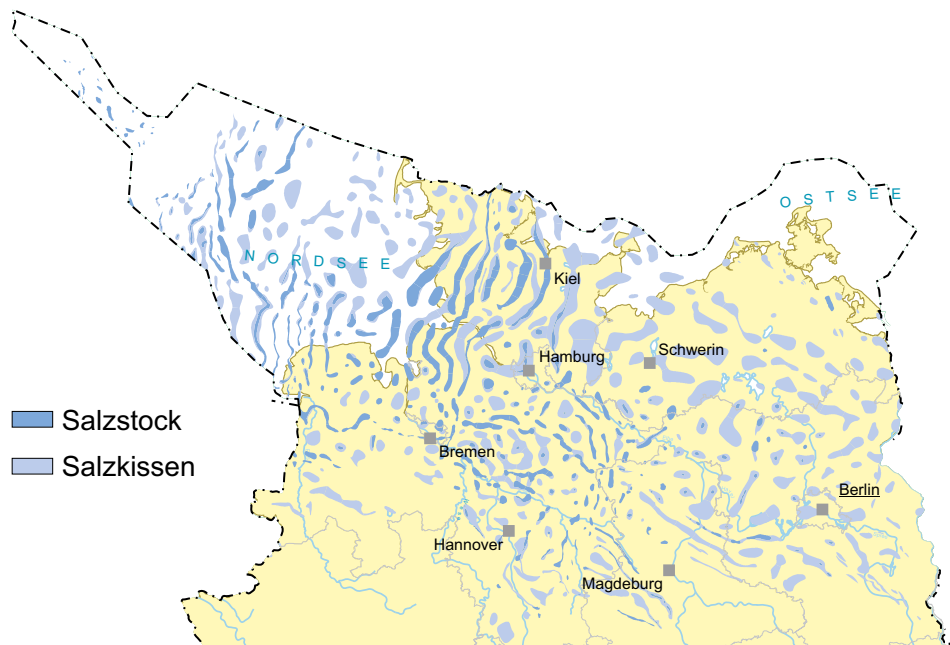
Energiespeicher im geologischen Untergrund

Für die Speicherung größerer Energiemengen bietet der geologische Untergrund mit 1) künstlich angelegten Salzkavernen und 2) natürlichen Porenspeichern zwei verschiedene Speicheroptionen. Gasspeicher spielen in Deutschland bereits seit den 1960er Jahren eine wichtige Rolle für die saisonale Speicherung von Erdgas. Ende 2015 befinden sich 51 Gasspeicheranlagen, davon 20 Porenspeicher sowie 31 Kavernenspeicher mit insgesamt 260 Einzelkavernen, in Betrieb. Zur Bevorratung von Rohöl, Mineralölprodukten und Flüssiggas werden 103 Einzelkavernenspeicher betrieben. Durch die fluktuierende und wetterbedingte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien ergeben sich neue Einsatzgebiete wie beispielsweise die Speicherung von Druckluft und Wasserstoff. Auf die Speicherung dieser beiden Energieträger in Kavernen- und Porenspeichern wird im Folgenden näher eingegangen.

Kavernenspeicher

Bei Kavernenspeichern handelt es sich um künstlich geschaffene Hohlräume in Salzformationen, die durch kontrolliertes Auflösen des Salzes mit Wasser (sogenannter Solung) geschaffen werden. Die so erzeugten Kavernen besitzen typischerweise ein Volumen von mehreren 100.000 m³. Salz bietet aufgrund seiner sehr geringen Durchlässigkeit hervorragende Bedingungen für die Speicherung flüssiger und gasförmiger Energieträger. Voraussetzung für die Errichtung von Kavernen sind eine ausreichende Größe und Homogenität der Salzformation und die Möglichkeit zur umweltverträglichen Ableitung oder Nutzung der anfallenden Sole. Gegenüber Porenspeichern bieten Kavernen den Vorteil einer schnelleren Ein- und Ausspeisung des Speichergutes. Dadurch sind sie sowohl für kurzfristige Spitzenlastabdeckung als auch für eine mittel- und langfristige Speicherung geeignet. Das Potenzial für Kavernenspeicher in Salzstrukturen in Deutschland ist groß. Größere Salzvorkommen zur Anlage von Kavernenspeichern befinden sich vor allem in Norddeutschland.

Hier sind aus ursprünglich flach lagernden Salzformationen durch Salzaufstiegsbewegungen in den letzten 250 Mio. Jahren mächtige Salzstrukturen entstanden. Sie zeigen eine große Formenvielfalt. Neben einfachen und relativ flachen Aufwölbungsstrukturen, den sogenannten Salzkissen, sind insbesondere Salzstöcke von Bedeutung. Sie haben ihr Deckgebirge durchbrochen, sind zum Teil bis nahe an die Erdoberfläche aufgestiegen und können Salzakkumulationen von bis zu 7.000 m Mächtigkeit bilden. Gemeinsam mit Partnern ermittelte die Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in einem Projekt die Energiespeicherpotenziale in norddeutschen Salzstrukturen. Hierbei wurden spezifische Kriterien wie Mindestfläche, Mindestmächtigkeit, maximale Tiefe und Qualität des Salzes entwickelt und angewendet und bestehende oder zukünftige Nutzungskonkurrenzen durch Bergbau und Bebauung berücksichtigt. Das gesamte Speicherpotenzial aller Salzstrukturen beträgt für Druckluftkavernen rund 4,5 TWh. Für Wasserstoffkavernen ergibt sich aufgrund der höheren Energiedichte ein noch wesentlich größeres Potenzial von insgesamt etwa 1.614 TWh.

Abbildung 4.17: Verbreitung von Salzstrukturen in Norddeutschland

Quelle: Reinhold et al., (2008)

➔ **Das Potenzial für Kavernenspeicher in Salzstrukturen in Deutschland ist groß. Größere Salzvorkommen zur Anlage von Kavernenspeicher befinden sich vor allem in Norddeutschland.**

Die Speicherung von Überschussstrom aus erneuerbaren Energien in Form von Druckluft (Compressed Air Energy Storage – CAES) wird bereits in Projekten erprobt beziehungsweise schon industriell praktiziert. Derzeit befinden sich weltweit zwei große Druckluftspeicherkraftwerke in Betrieb, eines davon in Deutschland. Im niedersächsischen Huntorf ist seit 1978 eine 330-MW-Anlage in Betrieb, die mit einem Wirkungsgrad von 42 % arbeitet. Konzepte zur effizienteren adiabaten Druckluftspeicherung (A-CAES) befinden sich derzeit in der Entwicklung: sie sehen die Zwischenspeicherung eines Großteils der Kompressionswärme vor, um diese bei der Ausspeisung wieder zur Erwärmung der Luft zu nutzen.

Die grundsätzliche Machbarkeit der Wasserstoffspeicherung in Kavernen konnte durch den jahrelangen erfolgreichen Betrieb von Speicheranlagen in den USA und Großbritannien nachgewiesen werden. In Deutschland gibt es noch kein Demonstrationsprojekt zur untertägigen Speicherung von Wasserstoff. Die notwendigen hohen Sicherheitsanforderungen für Wasserstoff machen weitere Forschungs- und Entwicklungsarbeiten unabdingbar. So ist insbesondere die Dichtheit der Einzelkomponenten und ihrer Kontaktflächen gegenüber Wasserstoff in weiterführenden Forschungen nachzuweisen.

Unabhängig von der Art ihrer Nutzung können der Bau und der Betrieb von Kavernenspeichern an der Geländeoberfläche zu Senkungen führen. Unter Umständen kann es zu Schäden an den dort befindlichen baulichen Anlagen sowie im Extremfall zu Änderungen der hydrologischen Verhältnisse kommen. Um Bergschäden aus dem Kavernenbau zu vermeiden und Schutzmaßnahmen effektiv zu planen, sind zuverlässige Prognosen der zu erwartenden horizontalen Verschiebungen von entscheidender Bedeutung. Die BGR führt seit Jahren diesbezügliche Prognosen über Kavernenfelder für nationale und internationale Auftraggeber durch.

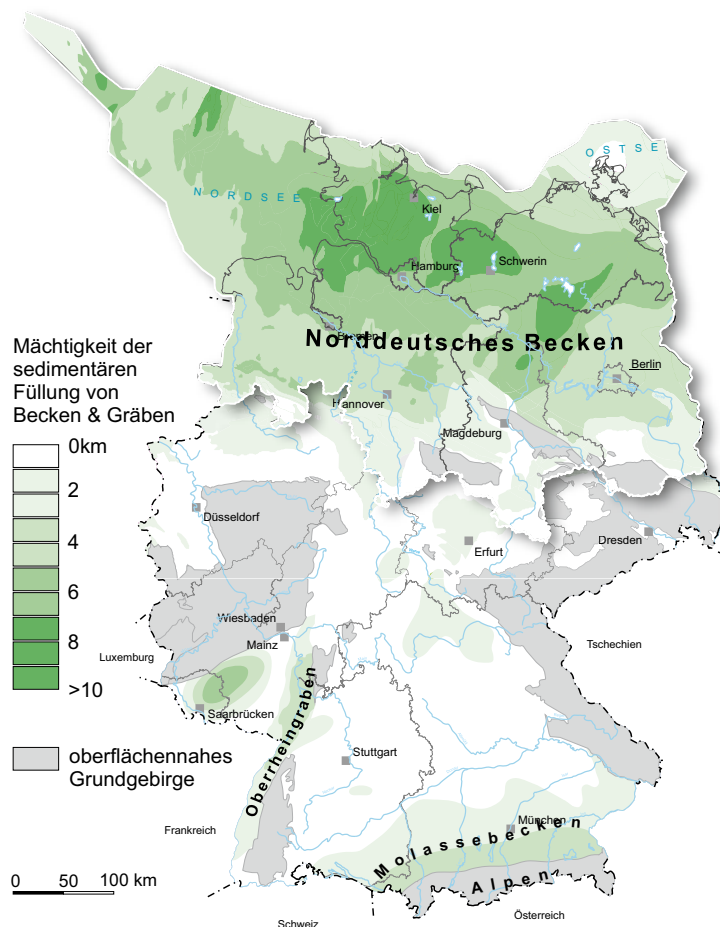
Porenspeicher

Porenspeicher bestehen aus gut durchlässigen, porösen oder klüftigen Gesteinen. Während bei Kavernen die Dichtheit des Speichers auf den Barriere-Eigenschaften von Salz basiert, bedürfen poröse Gesteine einer vollständigen Abdichtung durch Barrieregesteine, wie beispielsweise Ton, Tonstein oder Salz. Speicherformationen sollten als sogenannte Fallen ausgebildet sein. Man unterscheidet strukturelle, tektonische oder stratigraphische Fallen, bei denen sich ein Medium im Speichergestein ansammelt und ein Entweichen durch die Struktur, durch Störungen oder Flanken von Salzstöcken oder durch den Wechsel der gesteinsphysikalischen Eigenschaften (Fazieswechsel) verhindert wird. Typische poröse Gesteinschichten sind Sole-führende Sandsteine (salinare Aquifere) sowie Erdöl- und Erdgaslagerstätten. Diese sind an

Fallenstrukturen gebunden und lassen sich nach ihrer Ausföderung für die Speicherung von Gasen nutzen. In Deutschland werden Porenspeicher seit Jahrzehnten für die Speicherung von Erdgas zur saisonalen Grundlastabdeckung genutzt.

Im Jahr 2015 waren 20 Porenspeicher, davon acht in salinaren Aquifere, mit einem maximal nutzbaren Arbeitsgasvolumen von 9.784 Mio. m³ in Betrieb. Beim Einspeichern von Gas wird in den Porenräumen vorhandenes Wasser verdrängt und so eine künstliche Gaslagerstätte geschaffen. Bei späterer Entnahme drückt das zuvor verdrängte Wasser das Speichergas zurück zu den Bohrungen.

Abbildung 4.18: Verteilung von Sedimentbecken und des Grundgebirges in Deutschland



Quelle: Müller & Reinhold (2011)

→ In Deutschland werden Porenspeicher seit Jahrzehnten für die Speicherung von Erdgas zur saisonalen Grundlastabdeckung genutzt.

Für die Speicherung von Wasserstoff sind Porenspeicher nach heutigem Kenntnisstand weniger gut geeignet. Aufgrund der Reaktivität und Diffusivität von Wasserstoff muss mit erhöhten chemischen Reaktionen und daher mit einem Verlust von eingespeichertem Wasserstoff gerechnet werden. Wasserstoffspeicherung in Porenspeichern wurde weltweit bislang nicht realisiert. Im Falle von Druckluft muss überprüft werden, inwieweit der Sauerstoff der Luft mit dem Gestein und mit Mikroorganismen im Gestein reagiert.

Das deutschlandweite Speicherpotenzial von Porenspeichern wurde bislang noch nicht abgeschätzt. Speicher- und Barrieregesteine, die für eine Untergrundspeicherung grundsätzlich geeignet sind, kommen nur in weitgehend ungestörten Ablagerungen der großen Sedimentbecken vor. Das größte Sedimentbecken ist das Norddeutsche Becken mit einer maximalen Sedimentmächtigkeit von über 10 km und einer Ausdehnung über den gesamten norddeutschen Raum. Vergleichbare Ablagerungen sind im Molassebecken der Alpen, im Oberrheingraben und im Thüringer Becken vorhanden.

→ Das größte Sedimentbecken ist das Norddeutsche Becken mit einer maximalen Sedimentmächtigkeit von über 10 km und einer Ausdehnung über den gesamten norddeutschen Raum.

Neben Verbreitung und Mächtigkeit bestimmen nutzbare Porosität und Permeabilität die Qualität eines Aquifers beziehungsweise dessen mögliche Eignung als Porenspeicher für Gase. Die Kenntnisse über regionale Ablagerungsbedingungen und die geologische Entwicklung sind essenziell für die Abschätzung speicherrelevanter Eigenschaften.

Hinweise auf die Größe der Speicherkapazitäten liefern Abschätzungen, die Geowissenschaftler der BGR für Kohlendioxid in salinaren Aquifere und Erdöl- und Gaslagerstätten durchgeführt haben. Die Speicherkapazität lässt sich für Erdöl- und Gasfelder anhand der geförder-

ten Mengen an Erdgas und Erdöl ermitteln. Sie beträgt für Erdgasfelder annähernd 2,8 Gt und für Erdölfelder inklusive bekannter Reserven 150 Millionen Tonnen (May et al., 2009). Die Ermittlung von Speicherkapazitäten für salinare Aquifere gestaltet sich aufgrund der geringeren Informationsdichte schwierig. Erste Abschätzungen für 75 % der Fläche des Norddeutschen Beckens, des Oberrheingrabens und des Süddeutschen Molassebeckens lassen aber ein Speicherpotenzial vermuten, das noch deutlich oberhalb der Speicherkapazität der Öl- und Gasfelder liegt. Eingeschränkt wird das große Speicherpotenzial in Porenspeichern durch konkurrierende Nutzungsansprüche.

Salinare Aquifere sind nicht nur als Energiespeicher geeignet, sie können auch zur geothermischen Nutzung von Wärme und, bei geeigneten Temperaturbereichen, zur Erzeugung von Strom dienen. Die verschiedenen Anwendungsmöglichkeiten genauer zu bestimmen, mögliche Nutzungskonflikte aber auch -synergien abzuschätzen, ist für die Fortsetzung der Energiewende unabdingbar. Bei fortschreitender Dekarbonisierung des Energiesektors wird der tiefe Untergrund mit seinen salinaren Aquifere vielfältigeren Anforderungen unterliegen. Da die Eigenschaften des Untergrundes räumlich stark variieren und auch technisch nur geringfügig beeinflussbar sind, ist die Kenntnis über Aufbau und Charakteristika der geologischen Strukturen eine essenzielle Voraussetzung für die sinnvolle und optimale Nutzung der begrenzten Ressourcen des unterirdischen Raumes.

→ Eingeschränkt wird das große Speicherpotenzial in Porenspeichern durch konkurrierende Nutzungsansprüche.

4.5 Netzausbau in Deutschland – Status & Ausblick

Erst ein leistungsfähiges Übertragungsnetz ist die Voraussetzung, um den regenerativ erzeugten Strom zu den Verbrauchszentren zu transportieren und damit effizient nutzen zu können. Hierfür bauen die Übertragungsnetzbetreiber bundesweit das Netz auf über 7.000 Kilometern aus – so will es der Gesetzgeber. Hiervon sind bislang rund 650 Kilometer fertig. Nun gilt es, den Abstand zu den schneller voranschreitenden erneuerbaren Energien aufzuholen.

Mit zunehmendem Voranschreiten der Energiewende steigt der Anteil der erneuerbaren Energien rasant an und damit nimmt auch der Bedarf an Netzinfrastruktur zu. Es ist jedoch eine Entwicklung mit Zielkonflikten und unterschiedlichen Geschwindigkeiten. Während Deutschland seine Ziele beim Ausbau der erneuerbaren Energien vorzeitig erreichen wird, hinkt der Netzausbau hinterher. Dadurch drohen nicht nur zusätzliche Kosten, auch die Bereitschaft der Bürger, den Netzausbau zu unterstützen, dürfte nachlassen. Erst durch eine stärkere Harmonisierung des Ausbaus der Erneuerbaren mit dem Netzausbau könnten diese Herausforderungen gemeistert werden.

Energiewende durch Infrastruktur

Strom wird zunehmend regenerativ erzeugt, z. B. durch Windenergie-, Photovoltaik- oder Biomasseanlagen, auf Hausdächern sowie in Freiflächenanlagen. Der Zubau dieser erneuerbaren Energien erfolgt jedoch oft nicht dort, wo der Strom auch direkt verbraucht wird. So bestehen für die Produktion von Windstrom die besten Standortbedingungen in windreichen Bundesländern wie beispielsweise Schleswig-Holstein, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt oder auf dem Meer. Daher entstehen dort große Windparks – an Land und auf See. Ihre Leistung könnte sich 2030 in windreichen Stunden auf insgesamt 37 Gigawatt belaufen und damit den Strombedarf von 37 Millionen Menschen decken, deutlich mehr als in diesen Regionen leben werden.

Eine andere Ausgangslage finden wir bei der Erzeugung von Sonnenstrom: Er lässt sich am effizientesten im sonnenreichen Süden – also vorrangig in Bayern und Baden-Württemberg – produzieren und dies nicht nur in großen, sogenannten Freiflächenanlagen, sondern auch dezentral auf vielen Hausdächern. Bis 2030 werden in beiden Bundesländern zusammen voraussichtlich Photovoltaikanlagen mit einer Leistung von rund 26 Gigawatt bereitstehen. Würden diese stetig Strom produzieren, ließe sich an sonnigen Tagen theoretisch der Gesamtbedarf von rund 29 Gigawatt von beiden Bundesländern fast decken.

Der Netzausbau wird durch die zunehmenden dezentralen Erzeugungsstrukturen aber nicht überflüssig. Im Gegenteil: Erst ein leistungsfähiges Übertragungsnetz ist die

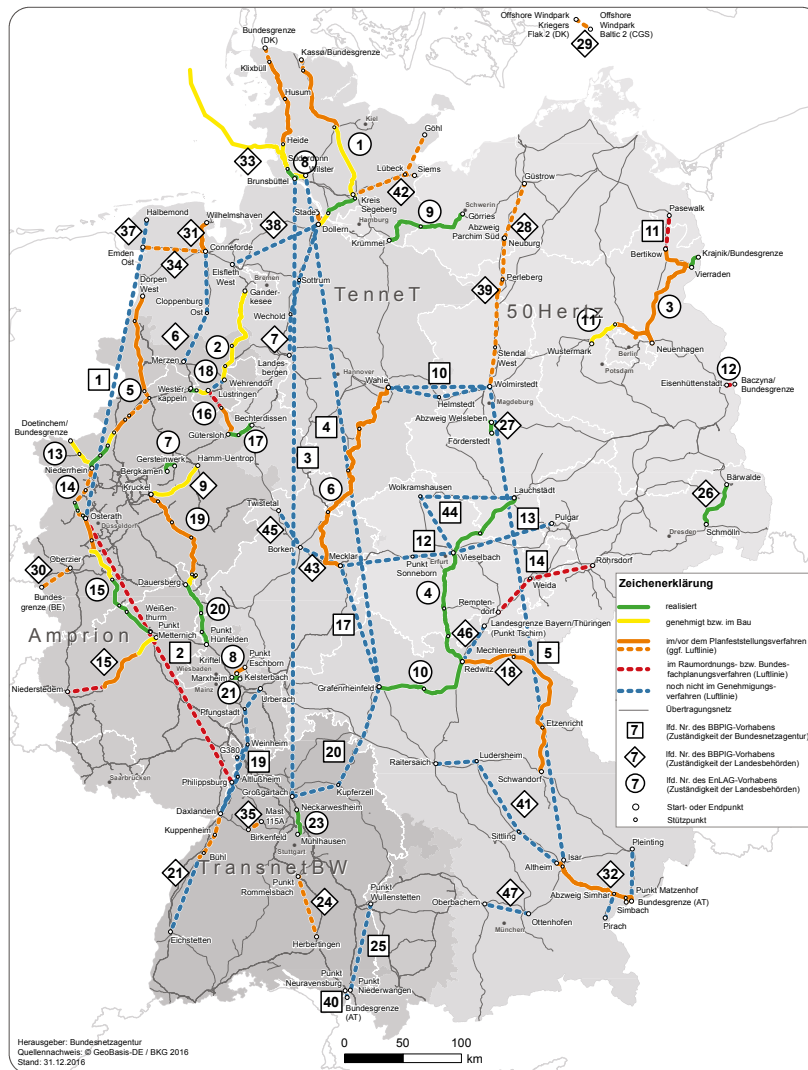
Voraussetzung, um den regenerativ erzeugten Strom zu den Verbrauchszentren zu transportieren und damit effizient nutzen zu können.

Neben der zunehmenden Dezentralität der Energieversorgung kommt hinzu, dass vor allem in Süddeutschland aufgrund des Ausstiegs aus der Kernenergie bis 2023 ein erhebliches Leistungs- und Energiebilanzdefizit entstehen wird: Die südlichen Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg und Hessen benötigen 2023 rund 45 Prozent der deutschen Last, verfügen zu diesem Zeitpunkt aber nur 26 Prozent der gesicherten Leistung. Zudem müssen in diesen Bundesländern ca. 30 – 40 Prozent des Jahresverbrauchs importiert werden. In Bayern und Baden-Württemberg sind heute nur gut 6 Prozent der insgesamt mehr als 40 GW Leistung aus Onshore-Windenergie in Deutschland installiert. Auch der deutlich höhere Anteil der in Süddeutschland installierten Photovoltaik-Anlagen kann das Energieleistungsbilanzdefizit langfristig nicht ausgleichen. Im Bereich der Offshore-Windenergie wird der Großteil des Ausbaus in der Nordsee erfolgen. Somit ist die zukünftige Erzeugungssituation in Deutschland durch eine gegenläufige Entwicklung von Erzeugung und Verbrauch geprägt, indem Erzeugungs- und Lastzentren überwiegend räumlich nicht mehr miteinander verbunden sind.

➔ **Die südlichen Bundesländer Bayern, Baden-Württemberg und Hessen benötigen 2023 rund 45 Prozent der deutschen Last, verfügen zu diesem Zeitpunkt aber nur 26 Prozent der gesicherten Leistung.**

Für die Übertragungsnetzbetreiber bedeutet das, bedarfsgerecht neue Transportkapazitäten von der Küste in die Verbrauchszentren im Westen und Süden der Republik zu schaffen. Diese Großprojekte werden als Gleichstromverbindungen geplant, da sich so von Punkt zu Punkt große Mengen Strom gesteuert und ohne Verluste transportieren lassen. So lange es keine wirtschaftlichen Lösungen für die langfristige Speicherung von Strom gibt, bleiben diese zentral für die Sicherheit der Energieversorgung. Kurz: Das Netz sorgt für den räumlichen und zeit-

Abbildung 4.19: Stand des Ausbaus von Leitungsvorhaben zum vierten Quartal 2016



Quelle: BNetzA

lichen Energieaustausch – zwischen regenerativen Erzeugern und den Verbrauchern sowie zwischen dem Norden und Süden Deutschlands. Mit der Erweiterung des Betrachtungszeitraums für den Netzausbaubedarf von 2024 auf 2030 (15 GW Offshore) erhöht sich dieser Transportbedarf sogar nochmals.

➔ **Als ungefähre Richtschnur gilt: Eine Investition von ca. 1,5 Millionen Euro in den Netzausbau spart ca. 15 Millionen Euro an Redispatchkosten.**

Bisher besteht in Deutschland eine hohe Versorgungssicherheit im Strombereich und ernste Zwischenfälle sind in den vergangenen Jahren ausgeblieben. Allerdings kommt es im Zusammenhang mit einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien auch vermehrt zu Ungleichgewichten im elektrischen System, so beispielsweise durch Starkwindereignisse im Winterhalbjahr oder eine hohe Photovoltaikeinspeisung in den Sommermonaten. Aufgrund dieser Schwankungen sind die Übertragungsnetzbetreiber inzwischen nahezu täglich zu Engpassmanagementmaßnahmen gezwungen, um die Stabilisierung des elektrischen Systems sicherzustellen. Der überwiegende Teil dieser Maßnahmen resultiert aus Transport-



engpässen von Nord- nach Süddeutschland. Durch Redispatch- und Einspeisemanagementmaßnahmen entstehen den Übertragungsnetzbetreibern hohe Kosten, diese liegen inzwischen jährlich im Milliardenbereich. Die vergangenen Monate haben jedoch auch gezeigt, wie stark das Voranschreiten des Ausbaus der Netze zu einem Abbau dieser Redispatch- und Einspeisemanagementkosten führen kann. In manchen Gebieten konnten durch die Inbetriebnahme von Leitungen die Redispatchkosten halbiert werden. Als ungefähre Richtschnur gilt: Eine Investition von ca. 1,5 Millionen Euro in den Netzausbau spart ca. 15 Millionen Euro an Redispatchkosten. Das zeigt, dass der Netzausbau notwendig und effizient ist.

Status Quo des Netzausbaus und notwendige Maßnahmen

Damit erneuerbare Energien integriert werden und zugleich eine stabile Stromversorgung sichergestellt werden kann, bauen die Übertragungsnetzbetreiber bundesweit das Netz auf über 7.000 Kilometern aus – so will es der Gesetzgeber. Hiervon sind bislang rund 650 Kilometer fertig. Nun gilt es den Abstand zu den schneller voranschreitenden erneuerbaren Energien aufzuholen.

Dafür werden in den nächsten zehn Jahren bis zu 36 Mrd. € ins deutsche Übertragungsnetz an Land investiert werden. Um die Investitionen tätigen zu können, brauchen die Netzbetreiber und ihre Investoren stabile regulatorische Rahmenbedingungen, so zum Beispiel bei der Verzinsung des Eigenkapitals (EK).

➔ **Oft werden naturschutzrechtliche Ausgleichmaßnahmen heute ohne direkten „Mehrwert“ für Landwirtschaft und Anwohner umgesetzt.**

Neben regulatorischer Stabilität wird auch die Akzeptanz der Gesellschaft benötigt. Nur wenn die Energiewirtschaft gemeinsam mit den Bürgern an einem Strang zieht, kann das Energiesystem umgestellt und der Ausstieg aus der Kernenergie gemeistert werden. Die frühzeitige, transparente Einbindung der Bürger und lokaler Interessensgruppen, beispielsweise aus der Politik oder von Nichtregierungsorganisationen, in die Planung von Projekten ist daher zentral. Infrastrukturmaßnahmen wie der Netzausbau stellen aus subjektiver Sicht meist eine Einschrän-

kung für die betroffenen Bürger und Gemeinden dar, ohne dass sie einen direkt erkennbaren Nutzen liefern. Dabei gibt es eine Vielzahl von einzelnen Maßnahmen, die den Städten und Gemeinden, die von Netzausbauprojekten berührt sind, sowie den Bürgern vor Ort als Mehrwert angeboten werden könnten. Bei der Bündelung eines Leitungsbauprojektes mit bestehender Infrastruktur (z. B. Bundesstraßen, Autobahnen oder Schienen) könnten zur Entlastung der Anwohner in Ballungsgebieten Lärmschutzwände errichtet werden. Vor allem in Ballungsräumen hat sich über die vergangenen Jahrzehnte oftmals eine Leitungsinfrastruktur entwickelt, die im Zuge des Strukturwandels in Teilen nicht mehr gebraucht wird. Mit dem vollständigen Rückbau dieser Leitungen ergeben sich neue Entwicklungsräume für die Kommunen. Oft werden naturschutzrechtliche Ausgleichmaßnahmen heute ohne direkten „Mehrwert“ für Landwirtschaft und Anwohner umgesetzt. Auch hier ließe sich durch einen entsprechenden rechtlichen Rahmen ein echter Mehrwert erzeugen.

Innovationspotenzial von technischen Optionen des Netzausbaus

Die hervorgehobene gesamtgesellschaftliche Bedeutung der Energiewende als größtes Infrastrukturprojekt seit der Wiedervereinigung lässt das Vorhaben aber auch zum größten volkswirtschaftlichen Innovationsprojekt werden. Technische Innovationen sind die wesentlichen Treiber und signifikanten Erfolgsfaktoren. Ob nun Erdkabel, Konverter, Kompaktmasten oder Hochtemperaturseile, der Einsatz neuer Technologien bietet den Übertragungsnetzbetreibern vielfältige Optionen, das Potenzial der Energiewende als Transformationsprozess optimal zu nutzen und bürgerfreundliche und regional passende Lösungen anbieten zu können. Die Berücksichtigung lokaler Gegebenheiten durch die Verwendung angepasster technischer Lösungen kann zudem dazu beitragen, die Akzeptanz des Netzausbaus auf Seiten der Bevölkerung zu steigern und Widerstände zu mindern.

WEC intern

World Energy Council und Weltenergierat – Deutschland

5.1 Höhepunkte 2016/2017

5.2 Publikationen 2016/2017

5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland





World Energy Council

Der World Energy Council (WEC) wurde 1923 mit Sitz in London gegründet. Ihm gehören heute rund 100 nationale Komitees an, die über 90 % der weltweiten Energieerzeugung repräsentieren. Der WEC ist die Plattform für die Diskussion globaler und langfristiger Fragen aus Energiewirtschaft, Energiepolitik und Energietechnik. Als nichtstaatliche, gemeinnützige Organisation bildet der WEC ein weltweites Kompetenznetz, das in Industrieländern, Schwellenländern und Entwicklungsländern aller Regionen vertreten ist.

Die Aktivitäten des WEC umfassen das gesamte Spektrum der Energieträger sowie die damit verbundenen Umwelt- und Klimafragen. Damit ist er das einzige energieträgerübergreifende globale Netzwerk dieser Art. Sein Ziel seit der Gründung ist es, die nachhaltige Nutzung aller Energieformen voranzutreiben – zum Wohle aller Menschen.

Mit diesem Ziel führt der WEC Studien sowie technische und regionale Programme durch. Alle drei Jahre richtet der WEC die bedeutendste internationale Energiekonferenz, den *World Energy Congress*, aus. Ziel dieser mehrtägigen Veranstaltung ist es, ein besseres Verständnis energiewirtschaftlicher Fragen und Lösungsansätze aus einer globalen Perspektive heraus zu fördern.

www.worldenergy.org



Weltenergieerat – Deutschland

Der Weltenergieerat – Deutschland vertritt die deutsche Energiebranche im World Energy Council (WEC). Ihm gehören Unternehmen der Energiewirtschaft, Verbände, wissenschaftliche Institutionen sowie Einzelpersonen an. Als gemeinnütziger Verein ist der Weltenergieerat – Deutschland unabhängig in seiner Meinungsbildung. Im Präsidium des Vereins sind alle Energieträger repräsentiert.

Ziel des Weltenergieerat – Deutschland ist die Umsetzung und Verbreitung der WEC-Arbeitsergebnisse in Deutschland, insbesondere um den globalen und längerfristigen Aspekten der Energie- und Umweltpolitik auch in der nationalen Diskussion Beachtung zu verschaffen.

Zu diesem Zweck arbeitet der Weltenergieerat – Deutschland an den Positionen und Studien des WEC intensiv mit. Daneben organisiert er auch eigene Veranstaltungen, führt eigene Studien durch und gibt mit der vorliegenden Publikation „Energie für Deutschland“ jährlich einen Überblick über die wichtigsten energiewirtschaftlichen Daten und Perspektiven für die Welt, Europa und für Deutschland.

www.weltenergieerat.de

5.1 Höhepunkte 2016 /2017

Veranstaltungen 2016/2017

9. Deutsch-Ungarischer Energiedialog

5. April 2016, Berlin

Im April 2016 fand in der Botschaft von Ungarn in Berlin der erste Deutsch-Ungarische Energiedialog statt. Der Energiedialog ist eine Initiative der Ungarischen Botschaft und wurde in Kooperation mit dem Weltenergieerat – Deutschland und der Deutschen Energie-Agentur (dena) realisiert. Mehr als 70 Besucher nutzten die Möglichkeit zum fachlichen Austausch.

In seiner Ansprache benannte der ungarische Energie-Staatssekretär, Dr. Andras Aradszki, Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wettbewerbsfähigkeit als Säulen der ungarischen Energiepolitik. Ungarn setze dabei auf einen Mix aus Kernenergie, fossiler und erneuerbarer Energie. Das Land sei zur Deckung des Energieverbrauchs weitgehend von Energieimporten abhängig, die vor allem aus Russland stammen. Die „National Energy Strategy 2030“ strebe einen Anteil von 16 % Erneuerbarer an der Primärenergieversorgung im Jahr 2030 an. Die mit Abstand wichtigste erneuerbare Energiequelle in Ungarn sei Biomasse, Geo- und Solarthermie sowie Windenergie sollen weiter ausgebaut werden.

In einer Keynote stellte Jochen Flasbarth, Staatssekretär im Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), die deutsche Energiestrategie vor. Anschließend wurden in mehreren Panels unter anderem die Umsetzung einer gemeinsamen europäischen Energiepolitik und mögliche Kooperationen zwischen deutschen und ungarischen Unternehmen diskutiert.

Kooperationsveranstaltung mit Österreichischer Botschaft: „Österreich und Deutschland – Partner im europäischen Strommarkt. Die gemeinsame Preiszone auf dem Prüfstand“

12. April 2016, Berlin

Sehr lebhaft und kontrovers verlief der Diskussionsabend zur deutsch-österreichischen Gebotszone, den der Weltenergieerat – Deutschland gemeinsam mit der Handelsabteilung der österreichischen Botschaft ausgerichtet hat. ACER, die Agentur europäischer Regulierungsbehörden, hatte im November 2015 empfohlen, die deutsch-österreichische Gebotszone zu trennen. Dies beschäftigt deutsche und österreichische Unternehmen, Regulierer, Netzbetreiber und Händler seitdem nachhaltig.

Die Impulsvorträge von Dr. Tobias Paulun, Chief Strategy Officer und Managing Director Exchange, EEX, Sven Kaiser, Stv. Leiter Abteilung Strom, E-Control und Pavel Vágener, Head of System Analysis Department, CEPS hatten jeweils sehr unterschiedliche Schwerpunkte: den liquideren Markt in großen Gebotszonen, die Wichtigkeit des Netzausbaus, um Vorteile der gemeinsamen Preiszone für beide Länder zu erhalten sowie die Belastung für die Netzstabilität der deutschen Nachbarländer durch die deutsch-österreichische Gebotszone. Gleiches galt für die anschließende Diskussion, moderiert von Dr. Carsten Rolle, mit Jochen Homann, Präsident, BNetzA, Dr. Urban Keussen, Vorsitzender der Geschäftsführung, TenneT, Dr. Stephan Sharma, Bereichsleiter für Energiewirtschaft und Geschäftssteuerung, Verbund und Verena Gartner, Referentin für europäische Energiepolitik, Wirtschaftskammer Österreich. Ob es einen Engpass an der deutsch-österreichischen Grenze gibt, wie viele GWh zwischen Deutschland und Österreich problemlos transportierbar sind und wie gerecht die Vor- und Nachteile der gemeinsamen Gebotszone verteilt sind, waren die zentralen Fragen der Diskussion. Die Veranstaltung war nicht nur sehr gut besucht, sondern hat auch breite Resonanz in der Presse gefunden.

10. Deutsch-Afrikanisches Energieforum

24. – 26. April 2016, Hamburg

Das zehnjährige Jubiläum des Deutsch-Afrikanischen Energieforums in der Hamburger Handelskammer stand ganz im Zeichen der deutsch-afrikanischen Kooperation. Zentrales Diskussionsthema war der Wandel von großen Energieprojekten hin zu kleineren, flexiblen und dezentralen Versorgungseinheiten. Hier könnten deutsche Firmen ihre Erfahrungen und Lösungsansätze aus der Energiewende anbieten, so Dr. Stefan Liebing, Vorsitzender des Deutschen Afrika-Vereins. „Off-grid-solutions“, kleine, autarke Stromversorgungssysteme, stellen bereits heute eine wichtige Säule in der Elektrifizierung der ländlichen Region auf dem afrikanischen Kontinent dar. Diese kleinteiligen Anlagen böten eine adäquate und kostengünstige Lösung, um die wachsende Bevölkerung mit Energie zu versorgen.

Besonderes Potenzial wurde in der Verknüpfung von Energie und Telekommunikation gesehen. Afrika sei der einzige Kontinent, auf dem „Mobile Money“-Lösungen – Transaktionen und Bezahlverfahren per Handy – sich durchsetzen konnten. Auch im Öl- und Gassektor werden derzeit eher kleinere und flexiblere Förderprojekte als realistisch betrachtet. Der niedrige Ölpreis und die damit verbundenen Unsicherheiten in der Rentabilität von Investitionen machten große Produktionen zunehmend unattraktiv für internationale Ölfirmen. Derzeit wirke sich der niedrige Ölpreis sehr unterschiedlich auf die afrikanischen Volkswirtschaften aus, es gäbe „Verlierer und Gewinner“ aus dieser Situation.

Neben den dezentralen und zumeist kommunal beschränkten Projekten zur Energieversorgung, rückt auch



Diskussionsrunde „Is the Oil Boom over?“ (v.l.n.r.) Ezkiel Adesina, Senior Analyst, Nigeria LNG; Christoph Schlichter, Senior Vice President, DEA; Dr. Christoph Löwer, Hauptgeschäftsführer, Wirtschaftsverbands Erdöl- und Erdgasgewinnung e.V.; Prof. Karl Rose, Director of Policy and Scenarios, World Energy Council; Karsten Fuelster, Country Manager, International Finance Corporation

die zwischenstaatliche Zusammenarbeit in der afrikanischen Energiedebatte immer mehr ins Zentrum. Hierbei geht es vorrangig um gemeinsame Großprojekte wie Wasserkraftwerke, Interkonnektoren sowie um die Harmonisierung von regulatorischen Rahmenbedingungen in der Förderung von erneuerbaren Energien.

Der Weltenergieat – Deutschland unterstützte zum wiederholten Mal die Veranstaltung als Kooperationspartner. Über 400 Teilnehmer aus Europa und Afrika, darunter drei afrikanische Energieminister sowie Staatssekretär Uwe Beckmeyer, BMWi, nahmen an der Konferenz teil.

Kooperationsveranstaltung mit Schweizerischer Botschaft: „Strommarkt im Wandel“

28. April 2016, Berlin



Eröffnung der Diskussionsrunde durch Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergieat – Deutschland (v.l.n.r.): Dr. Walter Steinmann, Direktor des Schweizer Bundesamtes für Energie; Urban Rid, Abteilungsleiter im BMWi; Dirk Lindgens, Geschäftsführer bei energate; Dr. Gerhard Holtmeier, Vorstand der Thüga AG; Marcel Frei, Direktor des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich

Bereits im dritten Jahr veranstaltete die schweizerische Botschaft in Berlin gemeinsam mit dem Weltenergieat – Deutschland eine Diskussion zur Situation der Strommärkte in der Schweiz und in Deutschland. Anlass war der Besuch einer 50-köpfigen Delegation schweizerischer Energieversorgungsunternehmen in Berlin. Gemeinsam mit der Botschafterin Christine Schraner Burgener eröffnete Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergieat – Deutschland, die Veranstaltung und betonte dabei die langjährige Zusammenarbeit im Stromsektor. Bereits seit 1958 existiere die erste Stromverbindung zwischen beiden Ländern. Für die deutsche Energiewende sei die Einbindung der Schweiz hilfreich, insbesondere im Hinblick auf flexible Pumpspeicherkraftwerke und die zukünftige Beteiligung an Ausschreibungen beim deutschen Ausbau der erneuerbaren Energien.

Gemeinsames Thema war etwa der Einfluss der Energiewende auf den Strompreis, der herkömmliche Kraftwerke in beiden Ländern unrentabel machen kann. In beiden

Ländern werden Einbußen für kommunale Haushalte befürchtet, die Anteilseigner oder Betreiber von unwirtschaftlichen Kraftwerken sind. Darüber hinaus existieren auch energiepolitisch zahlreiche Gemeinsamkeiten zwischen Deutschland und der Schweiz. Auch die Schweiz hat eine Energiestrategie 2050 formuliert, inklusive Förderung des Ausbaus der erneuerbaren Energien und dem Ausstieg aus der Kernenergie. Im Vergleich zu Deutschland ist die Einspeisevergütung jedoch kaum halb so hoch, auch ist der Ausstieg aus der Kernenergie nicht konkret datiert. Aufgrund der politischen Strukturen der direkten Demokratie dauern Prozesse bis zur politischen Entscheidungsfindung in der Schweiz oft wesentlich länger. Dafür können die Schweizer von den Lernkurven der deutschen Energiewende profitieren.

Auf dem hochkarätig besetzten Podium diskutierten Marcel Frei, Direktor des Elektrizitätswerks der Stadt Zürich; Dr. Gerhard Holtmeier, Vorstand der Thüga AG; Dr. Urban Rid, Abteilungsleiter im BMWi und Dr. Walter Steinmann, Direktor des Schweizer Bundesamtes für Energie unter der Moderation von Dirk Lindgens, Geschäftsführer bei energeate.

Presse- und Fachgespräch zur Veröffentlichung der „Energie für Deutschland 2016“, Schwerpunkt Kapitel „Energemarkt Türkei“

31. Mai und 5. Juli 2016, Berlin

Seit fast 20 Jahren veröffentlicht der Weltenergieerat – Deutschland mit Unterstützung seiner Redaktionsgruppe die „Energie für Deutschland“, um damit einen sachlichen Beitrag zur energiepolitischen Diskussion zu leisten. Am 31. Mai wurde die neue Ausgabe der Presse und am 5. Juli der interessierten Fachöffentlichkeit vorge-



Energie für Deutschland 2016

stellt. Die Publikation erfasst die wichtigsten Themen und Zahlen aus dem Energiesektor im nationalen, europäischen und globalen Zusammenhang.

Das Schwerpunktkapitel widmet sich in 2016 dem Thema „Energemarkt Türkei – Chancen und Herausforderungen eines dynamischen Wachstumsmarktes“. Die Türkei hat innerhalb von 15 Jahren ihren Energiebedarf verdoppelt, was mit ihrem enormen Wachstumspfad einhergeht. Prognosen gehen davon aus, dass der türkische Energiebedarf sich von heute bis 2023 nochmals annähernd verdoppeln wird. Die Türkei strebt an, ihre Rolle als Brücke zwischen den Kontinenten sowie als wesentlicher „Energy Hub“ – also als Handelsplatz für Energie – zwischen Europa, dem Nahen Osten, Asien und Afrika auszubauen. Ein Ziel, das zahlreiche außen- und innenpolitische Fragen in einem Umfeld dynamischer Entwicklungen in und um die Türkei aufwerfen.

Kooperationsveranstaltung mit Niederländischer Botschaft: „LNG – exploring German/Dutch opportunities“

12. Mai 2016, Berlin

Am 12. Mai 2016 fand in der niederländischen Botschaft in Berlin in Kooperation mit dem Weltenergieerat – Deutschland die Veranstaltung „LNG, exploring German/Dutch opportunities“ statt. Anlass war die Veröffentlichung der Studie des niederländischen Komitees „Tackling the trilemma through coordination“. Darin werden, unter anderem am Beispiel von Flüssigerdgas (LNG), die Effekte internationaler Energiezusammenarbeit im Spannungsfeld von Nachhaltigkeit, Versorgungssicherheit und Bezahlbarkeit untersucht.

Mehr als 75 Teilnehmer aus Politik, Wissenschaft und Wirtschaft diskutierten über die Bedeutung der deutsch-niederländischen Zusammenarbeit für die LNG-Nutzung im so genannten „Small Scale-Bereich“. Als flexibel zu handelndes Gut kann LNG in Europa zukünftig an Bedeutung gewinnen, besonders im Schwerlastverkehr und in der Schifffahrt. Gleichzeitig kann LNG auch einen wesentlichen Beitrag zur Erreichung der CO₂-Reduktionsziele leisten.

Eine notwendige Voraussetzung für eine größere Rolle von LNG in Europa ist die grenzüberschreitende Zusammenarbeit aller relevanten öffentlichen und privaten Akteure. Zwischen den Niederlanden und Deutschland gibt es bereits eine Reihe gemeinsamer Aktivitäten auf diesem Gebiet. Ein Beispiel ist das GATE-LNG-Terminal (Gas Access to Europe) in Rotterdam, das durch seine Verbindung zum Ruhrgebiet auch Deutschland unmittelbar bedient.

Young Energy Forum: „Kosten und Nutzen der Energiewende“

3. Juni 2016, Berlin

„Was müssen folgende Generationen bezahlen und wird sich die Investition auszahlen?“ war die zentrale Frage des ersten Young Energy Forum der Young Energy Professionals des Weltenergieerat – Deutschland. Im Mittelpunkt stand der Austausch unterschiedlicher junger Perspektiven zum genannten Thema. Rund 30 Vertreter im Alter bis 35 Jahre aus Wirtschaft, Politik, Wissenschaft und NGOs diskutierten gemeinsam unter Chatham House Rules in der „alten Schmiede“ auf dem EUREF Campus in Berlin: Was sind die Kosten der Energiewende heute und morgen, und welchen Nutzen sehen wir? Wie sind die Kosten verteilt und wo bestehen Effizienzpotenziale? Steht die Europäisierung der Energieversorgung der Idee der Dezentralität gegenüber? Als besonders bereichernd empfanden die Teilnehmer die Diversität „von Umwelt-NGO bis zur Braunkohleindustrie“ und die kleine Gruppengröße, die eine offene Aussprache ermöglichte. Die positive Rückmeldung der jungen Teilnehmer und Vortragenden hat die Young Energy Professionals bestärkt, aus diesem Pilotprojekt eine Reihe zu gestalten – die Planungen für 2017 laufen bereits.

Delegationsreise: „New digital opportunities in the U.S. electricity market“

10. – 15. Juli 2016, Washington und San Francisco, USA

Die vom Weltenergieerat – Deutschland organisierte Delegationsreise zum Thema „Neue digitale Geschäftsmodelle im US-Stromsektor“ führte elf Personen aus sehr un-



Die Delegation des Weltenergieerat – Deutschland vor dem Kapitol in Washington D. C.

terschiedlichen Bereichen – Energiewirtschaft, Regulierung, Politik, Presse – nach Washington und San Francisco, um mit Experten über den amerikanischen Strommarkt, innovative Regulierungsansätze und neue Geschäftsideen zu sprechen. Die Termine waren breit gefächert von der nationalen Regulierungsbehörde FERC über Forschungslabors, den Senat, den German Accelerator bis hin zum erfolgreichen Start-up AMS, das Batteriespeicher für Großkunden anbietet. Die Delegation des Weltenergieerat – Deutschland war Teil des „International Visitor Leadership Program“ der US-Regierung, welches den Austausch von internationalen Experten mit ihren amerikanischen Gegenübern fördert.

International Oil & Gas Round Tables in Kooperation mit der Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP)

8. – 9. September 2016, Berlin

Seit 2013 veranstaltet der Weltenergieerat – Deutschland jedes Jahr zusammen mit der Stiftung Wissenschaft und Politik (SWP) internationale Expertenworkshops zu aktuellen geopolitischen Themen der Öl- und Gasbranche in Berlin.

Der Round Table 2016 stand unter dem Eindruck des Klimaschutzabkommens von Paris und den Auswirkungen auf die Öl- und Gasbranche. Noch stärker als die politischen Ziele wurden allerdings die niedrigen Preise bewertet, die auch zu politischen Instabilitäten einiger Länder beitragen können. Im Fokus standen unter anderem Saudi Arabien, der Iran, Russland und der Nahe Osten bzw. Nordafrika.

Die Dynamiken auf dem Gasmarkt – NordStream II, LNG, Shale Gas – beschäftigten die Teilnehmer des zweiten Tages. Diversifizierung von Bezugsquellen sowie eine Stärkung der europäischen Infrastruktur und der Marktchancen standen als Säulen für Gasversorgungssicherheit in Europa im Mittelpunkt.

Energietag 2016

29. September 2016, Berlin

Im Mittelpunkt des Energietags 2016 des Weltenergieerat – Deutschland standen zwei aktuelle Themen, die die Energiebranche nachhaltig beschäftigen – „Trends and Innovations in the Digital Energy World“ und „Turkey – Energy Hub for Europe?“. Mehr als 150 Energieexperten aus Wirtschaft, Wissenschaft und Politik aus dem In- und Ausland kamen in die Berlin-Brandenburgische Akademie der Wissenschaften am Gendarmenmarkt in Berlin, um mehr als 15 Redner zu hören und mit ihnen zu dis-

kutieren. In seiner Begrüßung betonte Dr. Uwe Franke, Präsident des Weltenergierat – Deutschland, dass es mehr als ein Gemeinplatz sei, dass kein Land alleine ein nachhaltiges, bezahlbares, sicheres Energiesystem schaffen könne: „Trends und Innovationen enden nicht an Landesgrenzen, genauso wenig wie CO₂-Emissionen oder die Energie selbst“ begründete er die Wahl des Doppelschwerpunktes für den Energietag 2016.

„Wir leben in der digitalen Revolution“, sagte Günther Oettinger, EU-Kommissar für Digitale Wirtschaft und Gesellschaft, bei der Eröffnung des Energietags 2016. Oettinger betonte in seiner Keynote, dass eine echte Energiewende nur durch eine umfassende Digitalisierung und eine sektorübergreifende Zusammenarbeit gelingen könne. „Alles was digitalisiert werden kann, wird digitalisiert werden“, so Oettinger weiter. Die Energiewirtschaft gehöre mit der Gesundheits- und Automobilwirtschaft zu den Branchen, für die Big Data-Geschäftsmodelle besonders interessant seien. Oettinger sprach sich auch für einen digitalen Binnenmarkt – eine „Digitalunion“ – aus.

Im Anschluss stellte Prof. Dr. Michael Weinhold, CTO Division Energy Management bei Siemens, ausgewählte digitale Trends und Innovationen der Siemens-Gruppe vor. Er sprach unter anderem über die Bedeutung von dezentralen Energiesystemen, das „Internet of Things“ in der Energiewirtschaft und präsentierte internationale Fallbeispiele.

Willy Stoessel, Head of Cyber, Technology and Construction bei Swiss Re, präsentierte den aktuellen WEC-Report „The road to resilience: managing cyber risks“ erstmals der Öffentlichkeit. Laut Studie ist Cyber-Kriminalität mittlerweile eines der größten Risiken für Energieunterneh-



Dr. Uwe Franke, Präsident des Weltenergierat – Deutschland: „Trends und Innovationen enden nicht an Landesgrenzen, genauso wenig wie CO₂-Emissionen oder die Energie selbst“.



„Alles was digitalisiert werden kann, wird digitalisiert werden“, Günther Oettinger, EU-Kommissar für Digitale Wirtschaft und Gesellschaft

men. Experten gehen davon aus, dass sich die Ausgaben der Öl- und Gasindustrie für Cyber-Sicherheit 2018 auf rund 1,9 Milliarden US-Dollar belaufen werden. Die Raffinesse und Häufigkeit von Cyber-Angriffen nehme zu und beschäftige die Unternehmen immer stärker. Aufkommende physische, finanzielle und virtuelle Risiken stellten eine zunehmende Bedrohung für die weltweite Energieversorgung dar. Die politischen Verpflichtungen zum Klimawandel treibe die Entwicklung von Märkten und Geschäftsmodellen voran. Dies wiederum stelle sich als Belastung für den Energiesektor in einer kritischen Zeit heraus. Der Bericht kommt zu dem Schluss, dass sich der Energiesektor insgesamt stärker gegen zunehmende Bedrohungen durch extreme Wetterlagen, die gegenseitige Abhängigkeit von Energie-, Wasser- und Nahrungsmittelversorgung und gegen Cyber-Angriffe wappnen muss.

In der „Start-up Session“ präsentierten die Unternehmen Sunculture aus Kenia, Grid Singularity aus Österreich und Hydrogenious Technologies aus Deutschland ihre Geschäftsmodelle: Samir Ibrahim, CEO und Mitgründer von Sunculture stellte ein effizientes Bewässerungssystem für die Landwirtschaft vor, dessen Pumpen mit Solarenergie betrieben werden. Der Gründer und CEO von Grid Singularity, Ewald Hesse sprach darüber, wie die sogenannte Blockchain-Technologie die Beziehung zwischen Stromerzeuger und -verbraucher revolutionieren könnte. Für Hydrogenious Technologies präsentierte Dr. Cornelius von der Heydt, Leiter Geschäftsentwicklung und Verkauf, die Geschäftsidee, Wasserstoff transportfähig und dezentral einsatzbereit zu machen.

In der anschließenden von Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergierat – Deutschland, geleiteten Podiumsdiskussion diskutierten Robert Busch, Executive



Prof. Dr. Michael Weinhold, CTO Division Energy Management bei Siemens, zu digitalen Trends



Willy Stoessel, Head of Cyber, Swiss Re, präsentierte den Report „The road to resilience: managing cyber risks“



Samir Ibrahim, CEO, Sunculture



Ewald Hesse, CEO, Grid Singularity



(v.l.n.r.) Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergieerat – Deutschland; Dieter Janecek MdB, Wirtschaftspolitischer Sprecher, Bündnis 90/Die Grünen; Stefanie Kemp, Head of IT Governance, RWE; Dr. Dirk Bessau, Business Development, InnoEnergy; Robert Busch, Executive Director, bne



Dr. Cornelius von der Heydt, Leiter Geschäftsentwicklung, Hydrogenious



Dr. Leonard Birnbaum, COO/E.ON, Vice-Chair Europe/World Energy Council



Agah Uğur, Group CEO, Borusan

Director, Bundesverband Neue Energiewirtschaft, Stefanie Kemp, Head of IT Governance, RWE IT, Dieter Janecek MdB, Wirtschaftspolitischer Sprecher, Bündnis 90/Die Grünen und Dr. Dirk Bessau, Business Development, InnoEnergy Germany. Aktuelle Themen der Diskussion waren Smart Grids, Cyber Security, Herausforderungen einer europäischen Energieunion sowie Start-ups und Innovationen. Großen Raum nahm auch die Frage ein, welche regulatorischen Voraussetzungen die Politik schaffen müsse, um Innovationen in Deutschland zu fördern.

Am Nachmittag stand die Rolle der Türkei als möglicher Energy-Hub für Europa im Fokus der Konferenz. Agah Uğur, Executive Board Member/Group CEO, Borusan, und Dr. Leonhard Birnbaum, Chief Operation Officer/E.ON, Vice-Chair Europe/World Energy Council, beleuch-



(v.l.n.r.) Agah Uğur, CEO Borusan; Thomas Bareiß, MdB, Energiebeauftragter, CDU/CSU-Fraktion; Helge Tolksdorf, Leiter des Deutsch-Türkischen Energieforums, BMWi; Prof. Hüseyin Bağcı, Professor, Middle East Technical University Ankara; Dr. Sylke Tempel, DGAP, diskutierten die Perspektiven der Türkei

teten verschiedene Aspekte des Themas in ihren Vorträgen. Im Mittelpunkt standen dabei unter anderem die energiepolitischen Zielsetzungen der Türkei, die Rolle des Landes als Energiekorridor für Öl und Gas und die kurzfristigen wirtschaftlichen Auswirkungen des Putschversuchs am 15. Juli 2016 in der Türkei.

Dr. Birnbaum erläuterte, dass unter anderem die Stärkung der Energieversorgungssicherheit, die Erhöhung der Energieautarkie durch eine kontinuierliche Reduzierung der Energieimporte, die Förderung innovativer Umwelt- und Energietechnologien sowie die Reduktion der Treibhausgasemissionen zu den zentralen Strategiezielen der türkischen Energiepolitik gehörten.

Dr. Sylke Tempel, Chefredakteurin „Internationale Politik“, Deutsche Gesellschaft für Auswärtige Politik, diskutierte anschließend mit Prof. Hüseyin Bağcı, Professor of International Relations, Middle East Technical University Ankara, Thomas Bareiß MdB, Energiebeauftragter der CDU/CSU-Fraktion im Deutschen Bundestag, Helge Tolksdorf, Leiter des Deutsch-Türkischen Energieforums, BMWi und Agah Uğur, Group CEO, Borusan, ob die Türkei vor dem Hintergrund der aktuellen Gegebenheiten noch ihr Ziel erreichen könne, „Energy-Hub“ zwischen Russland, dem Nahen Osten und Europa zu werden. Kontroversen wurden auch Fragen der internationalen Zusammenarbeit, Chancen für Kooperation aus Sicht von Wirtschaft, Politik und Wissenschaft und die Rolle der erneuerbaren Energien in der Türkei diskutiert. Neben

den rein energiepolitischen und -wirtschaftlichen Fragen stand auch die Rolle der Türkei als EU-Beitrittskandidat im Fokus einer sehr lebhaften Diskussion.

23. World Energy Congress

09. – 13. Oktober 2016, Istanbul, Berlin

Eröffnung des World Energy Council in Istanbul

In Istanbul endete am 13. Oktober 2016 die alle drei Jahre in wechselnden Weltregionen vom World Energy Council veranstaltete größte internationale Energiekonferenz. Rund 5.000 Teilnehmer aus 150 Staaten, darunter 60 Staats- und Regierungsvertreter kamen in Istanbul zusammen, um über die aktuellen Themen der Energiewelt zu diskutieren. Die deutsche Seite war mit 20 Repräsentanten aus Politik, Energie- und Beratungsunternehmen, Anlagenherstellern, Energie- und Klimaforschung sowie aus Industrie- und Umweltverbänden vertreten.

Sieben zentrale Botschaften zu den neuen Realitäten der Energiewelt wurden beim 23. World Energy Congress kommuniziert.

1. Von „Peak Oil“ zu „Peak Demand“: Die „Peak Oil“ Diskussion gehört der Vergangenheit an, denn der pro-Kopf-Verbrauch an Energie wird seinen Höhepunkt noch vor 2030 erreichen. Dies ist vor allem darauf zurückzuführen, dass weltweit die Reduzierung der Energieintensität stärker wirkt als die Energienachfrage der wachsenden Mittelschicht.



Eröffnung des 23. World Energy Congress durch die Präsidentin des World Energy Council Marie José Nadeau und den türkischen Energieminister Berat Albayrak.



Climate of innovation: Hard Technology Choices and Innovation Priorities: Staatssekretär Rainer Baake diskutierte mit Suhail Mohamed Al Mazrouei, Energieminister, Vereinigte Emirate, Tufan Erginbilgic, Chief Executive, BP, und Taehee Woo, Stellvertretender Minister für Energie und Handel, Südkorea (v.l.n.r.)

2. Das Aufbrauchen des Kohlenstoff-Budgets: Die Welt muss ihre Anstrengungen hinsichtlich des Klimaschutzes verstärken, denn ansonsten wird das 2 °C-Ziel nicht erreicht. Der aktuelle Trend zeigt, dass die Welt nach Abschätzungen zum 2°-Ziel ihr Kohlenstoff-Budget, also den Anteil, der maximal noch emittiert werden darf, zwischen 2045 und 2055 aufbrauchen würde.

3. Von gestrandeten Investitionen zu gestrandeten Ressourcen: Knappe Ressourcen sind ein Thema der Vergangenheit, auch 2060 wird die Mehrheit der Energieversorgung über fossile Energieträger gedeckt werden. Allerdings werden auch fossile Energieträger an Bedeutung im Energiemix verlieren, sei es aufgrund von politischen oder marktlichen Faktoren. Staaten mit großen Energievorkommen müssen mit Stranded Resources rechnen.

4. Veränderte System Resilienz: Extreme Wetterereignisse, Wasserknappheit und Cyber Risiken stellen den Energiesektor vor neue Herausforderungen. Die Widerstandsfähigkeit von Energiesystemen muss neu analysiert und hergestellt werden.

5. Der Pfad der Innovation: Der Ausbau erneuerbarer Energien, die Digitalisierung und Dezentralisierung haben in vielen Regionen der Welt zu einer Revolution im Energiesektor geführt. Die Konsequenz ist ein veränderter Markt, oftmals eine fragmentierte Regulierung und

eine beschleunigte technologische Entwicklung. Im Zentrum steht der Konsument.

6. Veränderte Globale Governance: Das Zentrum der Aufmerksamkeit liegt nun außerhalb der OECD-Staaten: China, Indien und Afrika definieren die Energie-Agenda der Zukunft, daher werden sie auch einen Platz in Institutionen der globalen Energy Governance einnehmen.

7. Unternehmertum fördert Zugang zu Energie: Trotz der Fortschritte sind immer noch 1,1 Mrd. Menschen ohne Zugang zu Strom. Der derzeitige Anstieg an Start-ups mit innovativen Lösungen zur Elektrifizierung lässt jedoch die Erwartung wecken, dass die universelle Elektrifizierung schneller vorankommt und ein Technologietransfer stattfinden wird.

Mit dem 23. World Energy Congress endet auch die Präsidentschaft von Marie-José Nadeau, die ihre Position an David Kim aus Südkorea abgibt. Er wird bis zum nächsten Kongress 2019 in Abu Dhabi Präsident des World Energy Council bleiben.

In Berlin hat der Weltenergieerät – Deutschland am 31. Oktober 2016 eine Nachbesprechung des Kongresses und die Vorstellung der Szenarien für Interessierte angeboten, die nicht am Kongress teilnehmen konnten.

Kooperationsveranstaltung mit Slowakischer Botschaft: „Energy Union – Perspectives and Targets“

10. November 2016, Berlin

Anlässlich der slowakischen EU-Ratspräsidentschaft organisierte die Botschaft der Slowakischen Republik gemeinsam mit dem Weltenergierrat – Deutschland eine Diskussionsveranstaltung zum Thema „Stand der Energieunion – Ziele und Perspektiven“. Es sprachen Maros Šefčovič, Vizepräsident der Europäischen Kommission, Rainer Baake, Staatssekretär BMWi und Stefan Kapferer, Hauptgeschäftsführer des BDEW. Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergierrat – Deutschland, begrüßte die Gäste und moderierte die anschließende Podiumsdiskussion.

Als „plaster on the wound“ bezeichnete Maroš Šefčovič, Vize-Präsident der Europäischen Kommission, Kapazitätsmechanismen im Strommarkt. Diese kämen nur in letzter Instanz und zeitlich befristet in Frage. Wichtig sei, dass der Markt durch sie nicht gestört werde. Im Zentrum der Anstrengungen solle ein funktionierender, intelligenter und verlässlicher Strommarkt stehen, der national, regional und europäisch vernetzt sei. Wenn dies nicht gegeben sei, sollte der Markt „repariert“, statt durch Kapazitätsmechanismen gekittet, werden.

Die hochkarätig besetzte Gesprächsrunde diskutierte weitere Aspekte des Marktdesigns, die Erwartungen an das Winterpaket der EU-Kommission sowie die Umsetzung der Klimaziele von Paris. Während einzelne Aspekte durchaus kontrovers besprochen wurden, befanden sich die Diskussionsteilnehmer darüber im Einklang, dass klare politische Rahmenbedingungen wichtig für Investoren und Innovationen seien und nationale Entwicklungen im Energiebereich mit europäischen und globalen Strategi-



Maros Šefčovič, Vizepräsident der Europäischen Kommission

en vereinbar sein müssen. Staatssekretär Rainer Baake stellte heraus, dass es für die Durchsetzung europäischer Vorhaben von enormer Wichtigkeit sei, dass Entscheidungen von gewählten Vertretern im europäischen Parlament getroffen würden, um die nötige Akzeptanz in der europäischen Bevölkerung zu erhalten.

Kooperationsveranstaltung: „Energie der Alpen“

14. – 16. Oktober 2016

Der Kongress „Die Energie der Alpen 2016“ in Garmisch-Partenkirchen bot ein grenzüberschreitendes Gesprächsforum für die Energiethemen der Alpen. Ziel der Veranstaltung war es, den Austausch über die Strom- und Wärmeversorgung der Zukunft zu fördern, gemeinsam bestehende Ansätze weiter zu entwickeln und umzusetzen. Der Weltenergierrat – Deutschland unterstützte die regionale Veranstaltung als Kooperationspartner. Es galt, einen gesamtheitlichen und übergreifenden Ansatz für die Energiegewinnung in den Alpen zu kreieren, an dem alle Interessierten mitarbeiten können. Über 80 Teilnehmer und Referenten aus Deutschland, Italien, Liechtenstein, Österreich und der Schweiz beleuchteten Fragestellungen aus unterschiedlichen gesellschaftspolitischen Bereich und berichteten über Erfahrungen mit Technologien sowie über neue Forschungsansätze. Dabei wurde bewusst der „Makroregion Alpen“ Rechnung getragen, die offiziell im Januar 2016 in Brdo (Slowenien) von der EU gegründet wurde. Europa gibt mit der „Makroregion Alpen“ den Rahmen vor – die in den 48 Regionen der Alpen agierenden Unternehmen, Institutionen, Verbände und Menschen haben die Chance, Lösungen zu erarbeiten, die für andere Regionen beispielhaft sein können.

Präsentation „World Energy Outlook 2016“

30. November 2016, Berlin

Am 30. November 2016 fand die Präsentation und Diskussion zum World Energy Outlook 2016 in Berlin statt. Hauptausrichter der Veranstaltung war in diesem Jahr das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi), während der Weltenergierrat – Deutschland sowie der Bundesverband der Deutschen Industrie (BDI) als Kooperationspartner fungierten.

In seiner Begrüßung betonte Staatssekretär Rainer Baake, dass er eine Elektrifizierung des Wärme- bzw. Kältesektors sowie des Transportbereiches erwarte, denn im Stromsektor sei man bereits auf dem Pfad der Dekarbonisierung. Der WEO zeige auf, dass eine globale Energiewende nötig sei, um die Klimaziele zu erreichen.



(v.l.n.r.) Dr. Uwe Franke, Präsident, Weltenergieerat – Deutschland, Rainer Baake, Staatssekretär, BMWi; Dr. Fatih Birol, Executive Director, International Energy Agency

Dr. Uwe Franke, Präsident des Weltenergieerates, erklärte in seiner Ansprache, dass die Szenarien, egal ob von der Internationalen Energieagentur oder vom World Energy Council, die Zukunft nicht vorhersagen könnten. Sie seien dennoch unverzichtbar: 1. sie geben uns Hausaufgaben auf; 2. sie weisen uns auf Gefahren hin und 3. richten sie unseren Blick über den Tellerrand hinaus.

Dr. Fatih Birol betonte in seinem Vortrag die Notwendigkeit einer weltweiten Energiewende. Deutschland könne hier eine Quelle der Inspiration sein. Durch die bisher von der Staatengemeinschaft zugesagten Emissionsminderungen könne der Anstieg der globalen Emissionen gebremst werden. Um jedoch das im Pariser Klimaabkommen festgelegte Ziel zu erreichen, die Erderwärmung auf maximal 2 Grad zu begrenzen, seien weitergehende Anstrengungen notwendig. Auch die bisherigen Zusagen machten einen fundamentalen Wandel im Energiesektor nötig.

Der Schwerpunkt der Energienachfrage verschiebt sich maßgeblich Richtung Asien, insbesondere nach Indien, China und in andere aufstrebende Staaten Südasiens sowie in die Länder des Mittleren Ostens. Für Indien wird im Zeitraum 2014 bis 2040 mehr als eine Verdoppelung der Energienachfrage erwartet. In China bleibt der Anstieg im gleichen Zeitraum auf 27 % begrenzt. Zum Vergleich: von 1990 bis 2014 hatte der Primärenergieverbrauch in China um rund 250 % zugelegt. Dies bedeutet für China eine weitgehende Abkoppelung des Energieverbrauchs vom Wirtschaftswachstum. Dr. Fatih Birol kündigte an, dass die IEA im kommenden Jahr den Schwerpunkt ihrer Analyse auf den Energiemarkt China legen werde.

Anschließend diskutierten Rainer Baake, Staatssekretär im BMWi; Dr. Fatih Birol, Exekutivdirektor der IEA; Dr. Leonhard Birnbaum, Mitglied des Vorstands, E.ON SE/ Vice Chair Europe, World Energy Council; und Prof. Dr. Karen Pittel, Director of the Center for Energy, Climate and Exhaustible Resources, Ifo Institute, unter der Moderation von Ulrich Benterbusch, Unterabteilungsleiter im BMWi. Thema war die Zukunft des Energiesektors: Es werde mehr Strom gebraucht statt weniger, insbesondere auch in den Sektoren Wärme und Transport. Wie viel mehr, hänge von der Energieeffizienz ab. Die momentan günstigen Rohstoffpreise seien eher eine Bremse in der Elektrifizierung, so StS Rainer Baake. Um einen Wettbewerb um die besten Lösungen anzureizen, müsse es laut Dr. Leonhard Birnbaum einen europaweiten „Effizienzmarkt“ geben, gekoppelt mit einfachen Finanzierungsmechanismen und einem starken verbindlichen politischen Ziel. Prof. Pittel betonte, dass der europäische Energiemarkt bedauerlicherweise sehr stark reguliert sei und damit Potenziale zur Kostensenkung verspielt würden. Die Integration von Erneuerbaren und der Netzausbau auf Übertragungs- und Verteilnetzebene wurde als zentral bewertet, auch um steigende Redispatch-Kosten (von aktuell vier Mrd. Euro) in den kommenden Jahren zu vermeiden. Darüber ob eine Wirtschaft vollkommen dekarbonisiert werden könne, ohne die Nutzung von CCS oder anderen negativen Emissionen, waren die Diskutanten unsicher, da immer prozessbedingte Emissionen in der Industrie und Landwirtschaft anfielen. Bislang sei CCU/CCS allerdings noch ohne wirtschaftliche Grundlage.

Innovations-Programm auf der E-World

8. Februar 2017, Essen

Zum zweiten Mal war der Weltenergieerat – Deutschland mit seinem Geschäftsführer, Dr. Carsten Rolle, Gastgeber auf der E-World in Essen. Das Thema – Innovationen und neue Geschäftsmodelle in der Energiewirtschaft – bleibt auch auf lange Sicht ein aktuelles, da sich der Energiesektor weiterhin stark wandelt.

Als Teil des „Innovation Forum“ stellten sich nicht nur drei Start-ups, sondern auch drei Investoren in einem Pitch vor. Eröffnet wurde der Vormittag von Matthias Deeg, Leiter Utilities, Horváth & Partners, mit einem Überblick über Digitalisierung, neue Geschäftsmodelle und „Unicorns“ im Energiesektor.

Als Investoren waren Statkraft Ventures mit Dr. Matthias Dill, Siemens AG/Team Next 47 mit Dr. Stefan Parhofer und E.ON mit Dr. Philipp Ulbrich vertreten.



(v.l.n.r.) Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer, Weltenergieerat – Deutschland; Dr. Abbas Khan, Gründer, Zaak Technologies; Martin Rechl, Geschäftsführer, Glood GmbH; Dr. Matthias Dill, Managing Director, Statkraft Ventures; Dr. Stefan Parhofer, Siemens AG/Team Next 47; Dr. Philipp Ulbrich, Head of Scouting & Co-Investments, E.ON; Sebastian Scholz, Co-Founder, Sandy – Energized Analytics

Als Gründer präsentierten sich Martin Rechl von Glood GmbH – Power to Heat, Dr. Abbas Khan von Zaak Technologies sowie Sebastian Scholz von Sandy – Energized Analytics.

Bei der anschließenden Podiumsdiskussion waren sich Start-ups und Investoren einig, dass bei dem Vortreiben neuer Geschäftsideen eine vertrauensvolle Teamarbeit zwischen Gründer und Geldgeber extrem wichtig ist. Gründer legen Wert auf Unabhängigkeit und Geschwindigkeit außerhalb eines gewachsenen Konzerns, um Ideen voranzutreiben. Auf der anderen Seite bringen sich Investoren nicht nur mit Kapital ein, sondern auch mit Erfahrung, Netzwerk und einem guten Blick dafür, was sich vermarkten lässt.

Kooperationsveranstaltung „EventHorizon – Global Summit on Blockchain Technology in the Energy Sector“

13. – 15. Februar 2017, Wien

Der Energiemarkt befindet sich im Umbruch. Ein bedeutender Treiber für Innovation ist eine neue Art der Strukturierung von Transaktionen, genannt Blockchain. Experten gehen davon aus, dass die Blockchain-Technologie das Potenzial hat, zunächst Teilbereiche, langfristig den gesamten Energiemarkt, gravierend zu verändern. Für alle Akteure im Strommarkt ergeben sich durch Blockchain neue Chancen und Möglichkeiten. Sie sind aufgefordert, neue Lösungen für ihre Geschäftsmodelle zu entwickeln.

EventHorizon versammelte erstmals weltweit führende Software-Entwickler, Entscheidungsträger aus Wirtschaft und Politik, erfolgreiche Start-ups, Pioniere sowie etablierte Player aus dem Energiemarkt an einem Ort.

Das internationale Gipfeltreffen zur Blockchain-Technologie beleuchtete die (r)evolutionäre Technologie aus unterschiedlichen Blickwinkeln, zeigte konkrete Anwendungsbeispiele und erste Applikationen, bot viel Raum für Diskussion sowie die Möglichkeit zur persönlichen Vernetzung in den historischen Räumen der Wiener Hofburg.



Dr. Christoph Frei, Generalsekretär, World Energy Council, übernimmt den ersten Impulsvortrag zu Bedeutung der Blockchain-Technologie für die Energiewirtschaft

Der Weltenergieerat – Deutschland unterstützte EventHorizon als Kooperationspartner. Christoph Frei, Generalsekretär des World Energy Council, war zudem der erste Impulsredner der Tagung und warf die Frage zu Blockchain auf: „Warum zur Hölle ist das so relevant?“. Zunehmende Digitalisierung und Dezentralisierung führen im Stromsektor entwickelter Volkswirtschaften zu einer Situation, in der zahlreiche Anwendungsfelder von Blockchain greifbar werden. Transparenz und Sicherheit in Zeiten von neuen Risiken, insbesondere Cyber-Attacken, so Christoph Frei, wecken das Interesse an Blockchain in hochentwickelten Ländern. In Ländern mit wenig Energieinfrastruktur könnten dezentrale Systeme die Entwicklung zur Elektrifizierung beschleunigen. Er betonte die Relevanz von offenen Märkten und Politiken, die Innovation und internationale Kooperation fördern.

Energietag der Baden-Badener Unternehmer Gespräche

15. März 2017, Baden-Baden

Im Rahmen der 140. Baden-Badener Unternehmer Gespräche gestaltete der Weltenergieerat – Deutschland einen Energietag unter dem Motto „Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Wettbewerbsfähigkeit: Die Zukunft der Energiemärkte“. Der Präsident des belgischen Weltenergieerats Prof. William D’haeseleer stellte dabei die World Energy Scenarios 2060 vor. Es folgten Vorträge und Diskussionen mit hochrangigen Vertretern aus Wirtschaft und Politik: Dr. Christoph Reichle, Unterabteilungsleiter Grundsatz Energiewende, BMWi; Hildegard Müller, Vorstand Netz und Infrastruktur, innogy; Dr. Utz Tillmann, Hauptgeschäftsführer VCI und Dr. Thomas Bareiß MdB, Beauftragter für Energiepolitik der CDU/CSU-Bundestagsfraktion.

Am Nachmittag standen Innovationen und neue Geschäftsmodelle im Fokus. Crispin Leick, Geschäftsführer, EnBW New Ventures GmbH, gab einen Überblick zum Thema. Im Anschluss präsentierten drei Start-ups ihre Geschäftsideen: Andreas Häger, Geschäftsführer, Vestaxx, GmbH; Dr. Abbas Khan, Gründer & CEO, Zaak Technologies gmbH und Sebastian Scholz, Co-Founder, Sandy – Energized Analytics. Die Moderation des Tages übernahm Dr. Carsten Rolle, Geschäftsführer des Weltenergieerat – Deutschland. Der Tag endete mit einem Gespräch mit Rita Schwarzelühr-Sutter MdB, Parlamentarische Staatssekretärin, Bundesministerin für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB).

Die Baden-Badener Unternehmer Gespräche sind die wohl wichtigste und traditionsreichste Institution für die Entwicklung des obersten Führungsnachwuchses der deutschen Wirtschaft. Zugleich bieten sie eine der profiliertesten Plattformen des übergreifenden Dialogs zwischen Wirtschaft, Politik und Gesellschaft. Drei Wochen lang nehmen ausgewählte Führungskräfte an den Gesprächen teil.

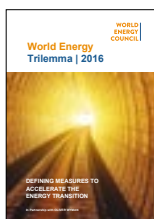
5.2 Publikationen 2016/2017



The road to resilience – managing the risks of the energy-water-food-nexus

März 2016

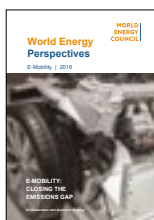
Der Report zeigt die Abhängigkeiten der Ressourcen Energie, Wasser und Nahrungsmittel auf und welche technischen und finanziellen Risiken damit einhergehen. Die Autoren des World Energy Council fordern zu sofortigem Handeln auf, um eine belastbare Energieinfrastruktur zu sichern. Sie geben fünf Handlungsempfehlungen ab, die in Zusammenarbeit mit 140 Experten weltweit erarbeitet wurden. Diese adressieren vor allem finanzielle Risiken: Projektentwickler sollten ein fundiertes Verständnis für die Nutzung von Wasser bei Energieprojekten entwickeln, um verlorene Investitionen (stranded assets) zu vermeiden. Bei der Einschätzung von finanziellen Risiken sollen Umwelt- und soziale Aspekte mitbedacht werden. Dabei sollte mögliche Wasserknappheit als Risiko eingepreist werden. Es wird ein transparenter regulatorischer Rahmen gefordert, der Planungssicherheit in Bezug auf die Ressource Wasser bietet. Die Versicherungsmöglichkeiten gegen extreme Wetterbedingungen sollten stärker in Anspruch genommen werden, um finanzielle Risiken für Investoren in Energieerzeugung zu mindern.



World Energy Trilemma 2016: Defining measures to accelerate the energy transition

Mai 2016

Der Report soll eine Hilfestellung für politische Entscheider bilden, um geeignete Maßnahmen zur Erreichung des Dreiecks aus Versorgungssicherheit, Nachhaltigkeit und Wirtschaftlichkeit abzuleiten. Die Studiengruppe hat die Energiestrategien einer Vielzahl von Ländern analysiert und „best practises“ aus fünf Feldern identifiziert, auf die sich die meisten Maßnahmen konzentrieren: Wandel der Energieversorgung, Verbesserung des Zugangs zu Energie, Bezahlbarkeit von Energie sicherstellen, Energieeffizienz verbessern und Energienachfrage steuern, Dekarbonisierung des Energiesektors.

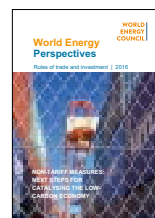


E-mobility: Closing the emissions gap

Juni 2016

In dieser Studie untersuchen die Autoren, inwiefern Elektrofahrzeuge das Potenzial haben, zur Minderung des CO₂-Ausstoßes und damit zur Erreichung der

Klimaziele beizutragen. Im Fokus stehen dabei die größten Märkte für Personalfahrzeuge: USA, EU und China. Ausgangspunkt des Berichts sind die bei der COP21 vereinbarten Klimaziele. Der Personalfahrzeugmarkt bietet laut Autoren Potenzial bei der Einsparung von CO₂-Emissionen. Um die politischen Ziele für Sparsamkeit im Kraftstoffverbrauch („fuel economy“) zu erreichen, müsste der Marktanteil von Elektroautos von aktuell unter 1 % weltweit bis 2020 auf 16 % wachsen. Dies würde ein Anstieg auf 1,4 Mio. Elektrofahrzeuge in der EU, 0,9 Mio. in den USA und 5,3 Mio. in China bedeuten. Der Straßenverkehr ist für fast ein Viertel aller Treibhausgase in der EU und den USA sowie für 10 % in China verantwortlich, das Gesamtvolumen beläuft sich dabei auf 3 Gt CO₂.

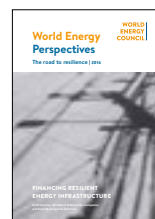


Non-tariff measures: next steps for catalysing the low-carbon economy

August 2016

In der Studie „Catalysing the low-carbon economy“ aus dem Januar 2015 stand im Zentrum der Betrachtung, wie der Wegfall von Zollbeschränkungen für Umwelt- und Energiegüter den globalen Handel und den Übergang zu einer kohlenstoffarmen Wirtschaft fördern kann.

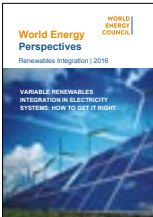
Diese Studie vom August 2016 stellt zwölf nicht zoll-bezogene Maßnahmen vor, um dieses Ziel zu erreichen. Dazu zählen beispielsweise Subventionen für einzelne Energietechnologien, Gesetze zum geistigen Eigentum und Export-Beschränkungen.



The road to resilience: Financing resilient energy infrastructure

September 2016

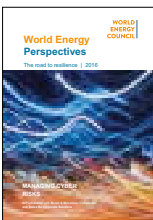
In dieser Studie werden im Überblick die größten neu auftretenden Risiken für den Energiesektor betrachtet: Extreme Wetterereignisse, die wechselseitige Abhängigkeit der Bereiche Nahrung – Wasser – Energie sowie Cyber-Angriffe. Der Fokus liegt dabei auf Maßnahmen, um den finanziellen Auswirkungen dieser Risiken zu begegnen und widerstandsfähige Infrastrukturen zu schaffen. Zu den vorgeschlagenen Maßnahmen zählten z. B. die Herstellung von Vielfalt in der Energieerzeugung sowie Informationsaustausch entlang der Wertschöpfungskette und über Sektoren und Landesgrenzen hinweg.



Variable renewable energy sources integration in electricity systems 2016 – How to get it right

September 2016

Diese Studie befasst sich anhand der Daten aus 32 Ländern von fünf Kontinenten mit den Vor- und Nachteilen, die ein steigender Anteil erneuerbarer Energien für das Energiesystem hat. Sinkenden CO₂-Emissionen, geringerer Abhängigkeit von Stromimporten und der Entstehung von Arbeitsplätzen steht die Herausforderung gegenüber, die Erneuerbaren in das bestehende System zu integrieren. Diese Herausforderung wird laut Studie in vielen Ländern unterschätzt. Daher soll der internationale Austausch dabei helfen, die Vorteile der erneuerbaren Energien zu maximieren und deren Nachteile zu minimieren.

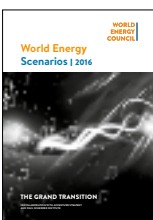


The road to resilience: Managing cyber risks

September 2016

Wachsende Cyber-Risiken und deren Abwehr sind nicht nur für die Versorgungssicherheit mit Energie, sondern auch für die Widerstandsfähigkeit von Staat und Wirtschaft von besonderer Bedeutung. Dies geht aus dem Bericht „The road to resilience: Managing cyber risks“ hervor, den der Weltenergieerater im Vorfeld des World Energy Congress veröffentlicht hatte. Der Bericht zeigt, dass Energieunternehmen im vergangenen Jahr einen massiven Anstieg von erfolgreichen Cyber-Angriffen zu verzeichnen hatten.

Die Energiebranche stellt eine der wichtigsten Grundlagen für das Funktionieren einer modernen Gesellschaft. Zunehmende Vernetzung, Digitalisierung und intelligente Technologien machen Energieinfrastruktur jedoch zu einem attraktiven Ziel für Angriffe aus dem Netz. Im schlimmsten Fall führen diese Angriffe zu einem Totalausfall der Infrastruktur, der nicht nur Finanzwesen und Wirtschaft schadet, sondern auch Menschenleben fordern und massive Umweltschäden verursachen kann.



World Energy Scenarios 2016 – The Grand Transition

Oktober 2016

Mit einem explorativen Ansatz wurden drei realistische Szenarien für die Energiezukunft bis 2060 erstellt. Diese unterscheiden sich hinsichtlich des ange-

nommenen Grades der internationalen Zusammenarbeit, der politischen bzw. marktlichen Steuerung sowie des Wirtschaftswachstums:

- Modern Jazz: mit dem Fokus auf Wohlstandsmehrung durch Setzen auf Marktkräfte und Innovation.
- Unfinished Symphony: Der Staat als entscheidender Akteur; gesetzt wird auf internationale Zusammenarbeit – vor allem mit dem Ziel des Klimaschutzes.
- Hard Rock: gekennzeichnet durch eine zersplitterte Welt, in der Länder auf Autarkie setzen. In einem Patchwork aus Markt und Staat werden vor allem nationale Interessen verfolgt, internationale Zusammenarbeit wird klein geschrieben und das Interesse am Klimaschutz ist begrenzt.



World Energy Resources 2016

Oktober 2016

Dieser Report wird bereits seit mehr als 80 Jahren regelmäßig erstellt. Er betrachtet und analysiert die Entwicklung verschiedener Energie-Ressourcen mit dem Ziel, diese Daten für Politik, Unternehmen und Wissenschaft nutzbar zu machen. Daten aus mehr als 180 Ländern und die Mitarbeit von über 90 Länderkomitees des World Energy Council machen den Report, der in 24. Auflage erscheint, zu einem internationalen Nachschlagewerk. Der Report umfasst aktuelle Zahlen zu installierter Leistung und Ressourcen in 13 Kapiteln: Kohle, Öl, Gas, Solar, Wasserkraft, Wind, Kernkraft, Biomasse, Abfallenergie, Geothermie, Meeresenergie, CCS und Speicher.



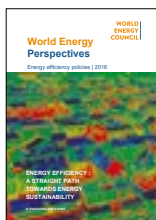
Energy Trilemma Index 2016: Benchmarking the sustainability of national energy systems

Oktober 2016

Der Energy Trilemma Index des World Energy Council bewertet die Leistungen im Energiesektor für 125 Länder. Ausschlaggebend für die Platzierung ist die Nachhaltigkeit der Energieversorgung. Diese wird anhand der drei Dimensionen des „magischen Zieldreiecks“ aus Versorgungssicherheit, Bezahlbarkeit und Umweltverträglichkeit gemessen. Unter den zehn ersten Platzierungen finden sich neun europäische Länder, Deutschland liegt auf Platz 5 mit der Wertung AAA.

Der Report benennt die europäische Zusammenarbeit als einen der Erfolgsfaktoren. Gleichzeitig werden aber auch Aufgabenfelder benannt – Europa soll sich auf ein

tragendes Marktdesign, effektive CO₂-Preise und Mittel wie Lastmanagement konzentrieren, um Energiekosten im Schach zu halten und die Versorgungssicherheit zu stärken.



Energy Efficiency: A straight path towards energy sustainability

November 2016

Am Rande der COP22 in Marrakesch veröffentlichte der World Energy Council seinen Bericht zum weltweiten Stand von Energieeffizienz. Eine wichtige Botschaft war, dass die Effizienzbemühungen trotz ökonomischer Krisen weiter voranschreiten. In den vergangenen 15 Jahren konnten so 3,1 Gt_{oe} an Energieverbrauch eingespart werden, ebenso wie 7 Gt CO₂. Es wird jedoch eine Verlangsamung der Effizienzsteigerung seit 2009 beobachtet.

A blueprint for the world: Wie sieht die Welt die deutsche Energiewende?

Januar 2017

Die Energiewende ist Inspiration, aber keine Blaupause für die Welt, so das Ergebnis der Umfrage im weltweiten Netzwerk der Energieexperten des World Energy Council, durchgeführt im Dezember 2016.

- Die Mehrheit sieht die deutsche Energiewende nicht als weltweite Blaupause, insgesamt blickt die Welt aber optimistischer auf die Energiewende als noch 2015.
- Gegenüber der letzten Befragung in 2015 hat sich die Wahrnehmung der deutschen Energiewende zwar verbessert; dennoch denkt die Mehrheit (60 %) der Befragten weiter nicht, sie könne als weltweite Blaupause dienen. Vier von fünf Befragten geben an, dass zumindest Teile des Konzepts in ihrem Land adaptiert werden könnten. In 2015 waren es nur etwas mehr als die Hälfte.
- International wird die deutsche Energiewende von einer großen Mehrheit der Befragten (58 %) aufmerksam verfolgt. Energiepolitische Diskussionen oder Entscheidungen hat sie demnach aber stärker (25 %) in Europa provoziert, wohingegen außerhalb Europas der Einfluss nur schwach ist.
- Außerhalb Europas treiben Wachstum, Energiezugang und Versorgungssicherheit die jeweiligen Energiewenden mehr als das Thema Klimaschutz.

- Was die effektivsten Instrumente für den Klimaschutz angeht, gaben 92 % der Befragten Energieeffizienzmaßnahmen als besten Weg an. Gefolgt wurden diese von Maßnahmen zur Bepreisung von CO₂ – letztere vor allem dann, wenn die G20-Staaten geschlossen vorgehen (48 %).

Im Fokus der Umfrage standen das Bild der deutschen Energiewende im Ausland sowie weitergehende Trends im Energiesektor. Die erste Umfrage führte der Weltenergieexpertenrat – Deutschland im Jahr 2011 durch.



World Energy Issues Monitor

April 2017

Jedes Jahr befragt der World Energy Council sein globales Netzwerk nach den aktuellen Trends und Herausforderungen im Energiesektor. Der „Issues Monitor“ zeigt Trends aus den Bereichen Technologie, Geopolitik, Marktbedingungen und Volkswirtschaft auf globaler, regionaler und nationaler Ebene. Dies ermöglicht eine Positionierung von Themen, die miteinander in Vergleich gesetzt werden können. Zugleich lässt sich die „Wanderung“ einzelner Themen auf der „Issues Map“ über die vergangenen Jahre beobachten. 2017 nahmen 1.200 Entscheider aus über 95 Ländern an der Befragung teil. 2017 bestimmen Technologietrends wie die fortschreitende Digitalisierung und die Bedeutung von Speichern und dezentralen Energiesystemen immer stärker die Agenda der Entscheider in der Energiewirtschaft weltweit. Zugleich wird deutlich, wie stark sich die Wahrnehmung von Energiethemen hinsichtlich ihrer Bedeutung und ihrer Unsicherheit weltweit in vielen Fällen unterscheidet.

5.3 Gremien des Weltenergierat – Deutschland

Präsidium

Dr. Uwe Franke (Präsident)
 Dr. Rolf Martin Schmitz, RWE AG
 (Stellvertreter des Präsidenten)
 Dr. Klaus-Dieter Barbknecht, (Schatzmeister)
 Prof. Dr. Dominik Godde, DTK
 Carsten Haferkamp, AREVA GmbH
 Hans-Dieter Kettwig, Enercon GmbH
 Andreas Kuhlmann, Deutsche Energie Agentur GmbH
 (dena)
 Wolfgang Langhoff, BP Europe SE
 Dr. Frank Mastiaux, EnBW Energie Baden-Württemberg
 AG
 Mario Mehren, Wintershall Holding GmbH
 Willibald Meixner, Siemens AG Power Generation
 Dr. Klaus Schäfer, Covestro AG
 Boris Schucht, 50Hertz Transmission GmbH
 Dr. Axel Stepken, TÜV Süd AG
 Dr. Johannes Teysen, E.ON SE

Ehrenpräsidenten

Dr. Gerhard Ott
 Jürgen Stotz

Präsidialausschuss

Olivier Feix, 50Hertz Transmission GmbH (Vorsitzender)
 Dr. Hans-Peter Böhm, Siemens AG
 Dr. Ruprecht Brandis, BP Europa SE
 Vera Brenzel, E.ON SE
 Katrin Düning, Enercon GmbH
 Dr. Peter Heinacher, RWE AG
 Heiko Meyer, Wintershall Holding GmbH
 Arnulf Nöding, AREVA GmbH
 Andreas Renner, EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Robert Schachtschneider,
 Deutsche Energie Agentur GmbH (dena)
 Dr. Christoph Sievering Covestro AG
 Karsten Xander, TÜV Süd AG

Geschäftsstelle

Dr. Carsten Rolle (Geschäftsführer)
 Claudia Coffey
 Nicole Kaim-Albers
 Christiane Nowotzki

Redaktionsgruppe Energie für Deutschland

Dr. Hans-Wilhelm Schiffer, RWE AG (Vorsitzender)
 Dr. Rainer J. Abbenseth
 Louis Allert, Enerdata
 Volker Bartsch, Deutscher Verein des Gas- und Wasser-
 faches e. V. (DVGW)
 Dr. Werner Bledau, Weltenergierat – Deutschland e. V.
 Martin Czakainski, ETV GmbH
 Nathalie Desbrosses, Enerdata
 Simone Ertel, Amprion GmbH
 Stephanie Fleig, Bundesanstalt für Geowissenschaften
 und Rohstoffe (BGR)
 Dr. Christoph Gaedicke, Bundesanstalt für Geowissen-
 schaften und Rohstoffe (BGR)
 Daniel Genz, LEAG
 Enno Harks, BP Europa SE
 Dr. Florian Haslauer, A.T. Kearney GmbH
 Dr. habil. Jörg Jasper, Energie Baden-Württemberg AG

Dr. Peter Klüsener, Siemens AG
 Andreas Kohn, Future Camp
 Dr. Stephan Krieger, Bundesverband der Energie- und
 Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)
 Lennart Kuntze, IRENA
 Stefanie Langer, Team Consult, G.P.E. GmbH
 Arnulf Nöding, AREVA GmbH
 Natascha Paladini, Weltenergierat – Deutschland e. V.
 Barry Post, RGIT USA
 Kay Stelter, Deutscher Braunkohlen-Industrie Verein e. V.
 (DEBRIV)
 Dr. Stefan Ulreich, E.ON SE
 Jens Völler, Team Consult, G.P.E. GmbH
 Asami Miketa, IRENA
 Deger, Saygin, IRENA
 Dr. Gabriela von Goerne, Bundesanstalt für Geowissen-
 schaften und Rohstoffe (BGR)

Young Energy Professionals (YEP)

Samuel Alt, Siemens AG
 Christina Beestermöller, Alliander
 Hannes Bieler, Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH
 Ulrike Döring, Vogel Business Media GmbH & Co. KG
 Frederike Jung, Uniper SE
 Johannes Krause, NetzeBW
 Stefanie Langer, Team Consult G.P.E. GmbH
 Christoph Menzel

Annina Ogrizek, 50Hertz Transmission GmbH
 Victoria Orioli, Siemens AG
 Arne Rawert, Innogy SE
 Stefan Saatmann, Stromnetz Berlin GmbH
 Michael Schimpe, TU München
 Simon Trautmann, SUSI Partners AG
 Marius Weckel, Smart Hydro Power GmbH
 Fabian Wiegand, Ecofys
 Christoph Wüstemeyer, AGIC Capital

Mitglieder Weltenergieerat – Deutschland

Amprion GmbH
 A.T. Kearney GmbH
 AREVA GmbH
 BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V.
 BNL Clean Energy AG
 BP Europa SE
 Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR)
 Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.(bne)
 CMS Hasche Sigle, Partnerschaft von Rechtsanwälten und Steuerberatern nbB
 Covestro AG
 DEA Deutsche Erdoel AG
 DEBRIV – Deutscher Braunkohlen-Industrie Verein e. V.
 Deutsche Energie-Agentur GmbH (dena)
 Deutscher Verband Flüssiggas e. V. (DVFG)
 Deutsches Atomforum e. V. (DAfF)
 Deutsches ITER Industrie Forum e. V. (DIIF)
 Deutsches TalsperrenKomitee e. V.
 DNV GL SE
 DOW Deutschland Inc.
 DVGW – Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V.
 EnBW Energie Baden-Württemberg AG
 Enercon GmbH
 Enerdata
 ENGIE Deutschland AG
 E.ON SE
 Ernst & Young GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
 EWE Aktiengesellschaft
 EW Medien und Kongresse GmbH
 ExxonMobil Central Europe Holding GmbH
 FDBR – Fachverband Dampfkessel-, Behälter- und Rohrleitungsbau e. V.
 Forschungszentrum Jülich GmbH

Freshfields Bruckhaus Deringer LLP
 GASAG Berliner Gaswerke AG
 Gas-Union GmbH
 GO2-markets GmbH
 Horváth & Partner GmbH
 Kraneis, Thomas
 M.A.M.M.U.T Electric GmbH
 Marquard & Bahls Aktiengesellschaft
 Mitsubishi Hitachi Power Systems Europe GmbH
 National Grid plc
 N-ERGIE Aktiengesellschaft
 Oilco Energy Trading GmbH
 Oliver Wyman AG
 OMV Deutschland GmbH
 PricewaterhouseCoopers GmbH Wirtschaftsprüfungsgesellschaft
 Robert Bosch GmbH
 RWE AG
 Siemens AG Power Generation
 TEAM CONSULT G.P.E. GmbH
 Technische Universität Bergakademie Freiberg
 TenneT TSO GmbH
 thyssenkrupp Industrial Solutions GmbH
 TÜV SÜD AG
 Verband der Chemischen Industrie e. V. (VCI)
 VERBUND AG (Austria)
 VDE Verband der Elektrotechnik, Elektronik und Informationstechnik e. V.
 VGB PowerTech e. V.
 VIK Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
 Voith Hydro Holding GmbH & Co. KG
 Wingas GmbH
 Wintershall Holding AG
 50Hertz Transmission GmbH

Abkürzungsverzeichnis

Abkürzung	Erläuterung	Abkürzung	Erläuterung
a	Jahr	ESTM	European School of Management and Technology
ACER	Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden	ETS	Emission Trading System
App	Application software (Anwendungssoftware)	EU-28	Europäische Union aus 28 Mitgliedstaaten (seit 1.7.2013)
A-CAES	adiabate Druckluftspeicherung	EVU	Energieversorgungsunternehmen
BDEW	Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.	EZB	Europäische Zentralbank
BDI	Bundesverband der Deutschen Industrie e.V.	FAZ	Frankfurter Allgemeine Zeitung
BEV	Battery Electric Vehicle	g	Gramm
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe	ggü.	gegenüber
BIP	Bruttoinlandsprodukt	GHD	Gewerbe, Handel, Dienstleistungen
BMU/BMUB	Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit	GuD	Gas und Dampf
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie	GUI	Graphical User Interface
BnetzA	Bundesnetzagentur	GW	Gigawatt
BSP	Bruttosozialprodukt	GWh	Gigawatt-Stunden
B2B	Business-to-Business	IEA	Internationale Energieagentur
B2C	Business-to-Consumer	IIBW	Institut für Immobilien, Bauen und Wohnen
ca.	circa	IHS	IHS Markit (information, analytics)
CAES	Compressed Air Energy Storage	IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
CCS	Carbon Capture and Storage (Abscheidung und Speicherung von CO ₂)	INDC	Intended National Determined Contribution
CCU	Carbon Capture and Utilisation	IoT	Internet der Dinge
CEO	Chief Executive Officer	IPFS	InterPlanetary File System
CfD	contracts for differences	IRENA	Internationale Agentur für Erneuerbare Energien
CH ₄	Methan	IT	Informationstechnik
CNG	Compressed Natural Gas (Komprimiertes Erdgas)	KOM	Europäische Kommission
COP	Conference of the Parties der UN Climate Convention	kWh	Kilowattstunde
CO ₂ -Äq	CO ₂ -Äquivalent	KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
CPS	Current Policies Scenario	LNG	Liquefied Natural Gas (verflüssigtes Erdgas)
ct	Cent	LULUCF	Land Use, Land-Use Change and Forestry
DAO	Dezentrale Autonome Organisation	max.	maximal
dApp	decentralized Applications (dezentrale Applikationen)	Mio.	Millionen
DEBRIV	Deutscher Braunkohlen Industrie Verein	Mrd.	Milliarden
DEN	Dänemark	MSB	Messstellenbetreiber
d. h.	das heißt	MSR	Marktstabilitätsreserve
DSO	Distribution System Operator (Verteilnetzbetreiber)	Mt	Megatonne
DVGW	Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V.	Mtoe	Megatonne Öleinheiten
EE	Erneuerbare Energien	MW	Megawatt
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz	MWh	Megawattstunde
EIA	Energy Information Administration (Amt für Energiestatistik innerhalb des US-amerikanischen Energieministeriums DOE)	nat.	national
EJ	Exajoule, 10 ¹⁸ J	N ₂ O	Distickstoffoxid (Lachgas)
EK	Eigenkapital	NGO	Non-Governmental Organisation
ENTSO-E	European Network of Transmission System Operators for Electricity	NL	Niederlande
ENTSO-G	European Network of Transmission System Operators for Gas	Nm ₃	Norm-Kubikmeter
EP	Europäisches Parlament	NO ₂	Stickstoffoxid
		NPS	New Policy Scenario
		OE	Öl äquivalent
		OECD	Organisation for Economic Co-operation and Development
		OPEC	Organization of Petroleum Exporting Countries (Organisation erdölexportierender Länder)
		OWEA	Offshore Windanlage

Abkürzung	Erläuterung	Abkürzung	Erläuterung
P2P	Person-to-Person bzw. Peer-to-Peer (Kommunikation unter Gleichen, bezogen auf ein Rechnernetz)	StromNEV	Stromnetzentgeltverordnung
p.A.	per annum	THG	Treibhausgas
PC	Personal Computer	TWh	Terawattstunde
PFC	Perfluorierter Kohlenstoff	u. a.	unter anderem
PHEV	Plug-In Hybrid Electric Vehicle	UK	United Kingdom (Vereinigtes Königreich)
PoS	Proof-of-Stake/Nachweis der Eigentumsanteile eines Clients an der Blockchain	UN	United Nations (Vereinte Nationen)
PoW	Proof-of-Work/Nachweis von geleisteter Arbeit	UNFCCC	United Nations Framework Convention on Climate Change
ppm	parts per million	ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
PtG	Power-to-Gas	USA	United States of America
PtH	Power-to-Heat	USD	US-Dollar
PV	Photovoltaik	VDE	Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik e.V.
ROC	Regional Operation Center	VET-Bericht	Verified Emissions Table-Bericht
RÖE	Rohöleinheiten	VNB	Verteilnetzbetreiber
RTE	Réseau de Transport d'Electricité (frz. Stromnetzbetreiber)	VO	Verordnung
SF ₆	Schwefelhexafluorid	WEA	Windenergieanlage
SKE	Steinkohleeinheit	WEC	World Energy Council
SWP	Stiftung Wissenschaft und Politik	WEO	World Energy Outlook
SNG	Synthetisches Erdgas	WindSeeG	Gesetz zur Entwicklung und Förderung der Windenergie auf See
SO _x	Schwefeloxid	WTO	World Trade Organization
sog.	sogenannt	YEP	Young Energy Professionals
		z.B.	zum Beispiel
		°C	Grad Celsius
		§	Paragraph

Energieeinheiten

Zieleinheit	Mio. t SKE	Mio. t RÖE	Mrd. kcal	TWh*
Ausgangseinheit				
1 Mio. t Steinkohleeinheiten (SKE)	–	0,7	7.000	8,14
1 Mio. t Rohöleinheiten (RÖE)	1,429	–	10.000	11,63
1 Mrd. Kilokalorien (kcal)	0,000143	0,0001	–	0,001163
1 Terawattstunde (TWh)	0,123	0,0861	859,8	–

* Die Umrechnung in TWh ist nicht gleichbedeutend mit einer Umwandlung in Strom, bei der zudem der Wirkungsgrad der Umwandlung berücksichtigt werden müsste.

(1 Barrel = 159 Liter)

Kilo = k = 10³ = Tausend

Mega = M = 10⁶ = Million

Giga = G = 10⁹ = Milliarde

Tera = T = 10¹² = Billion

Peta = P = 10¹⁵ = Billiarde



WORLD ENERGY COUNCIL

Algeria	Hong Kong	Paraguay
Argentina	Hungary	Peru
Armenia	Iceland	Poland
Austria	India	Portugal
Bahrain	Iran (Islamic Rep.)	Romania
Belgium	Iraq	Russia
Bolivia	Ireland	Saudi Arabia
Botswana	Israel	Senegal
Brazil	Italy	Serbia
Bulgaria	Japan	Singapore
Cameroon	Jordan	Slovakia
Canada	Kazakhstan	Slovenia
Chad	Kenya	South Africa
Chile	Korea (Rep.)	Spain
China	Latvia	Sri Lanka
Colombia	Lebanon	Swaziland
Congo (Dem. Rep.)	Libya	Sweden
Côte d'Ivoire	Lithuania	Switzerland
Croatia	Luxembourg	Tanzania
Cyprus	Malaysia	Thailand
Czech Republic	Mexico	Trinidad and Tobago
Denmark	Monaco	Tunisia
Ecuador	Mongolia	Turkey
Egypt (Arab Rep.)	Morocco	Ukraine
Estonia	Namibia	United Arab Emirates
Ethiopia	Nepal	United Kingdom
Finland	Netherlands	United States
France	New Zealand	Uruguay
Germany	Niger	Yemen
Ghana	Nigeria	Zimbabwe
Greece	Pakistan	