
Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen
sowie Ausblick auf 2019

ANALYSE

Agora
Energiewende



*Anteil Erneuerbarer Energien am Stromverbrauch 2018

Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018

IMPRESSUM

ANALYSE

Die Energiewende im Stromsektor:
Stand der Dinge 2018

Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen
sowie Ausblick auf 2019

DURCHFÜHRUNG DER ANALYSE

Agora Energiewende
Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin
T +49 (0)30 700 14 35-000
F +49 (0)30 700 14 35-129
www.agora-energiewende.de
info@agora-energiewende.de

Dr. Patrick Graichen
Frank Peter
Dr. Alice Sakhel
Christoph Podewils
Thorsten Lenck
Fabian Hein

Kontakt:
alice.sakhel@agora-energiewende.de

Titel: Eigene Illustration

149/01-A-2019/DE

Veröffentlichung: Januar 2019



Unter diesem QR-Code steht diese
Publikation als PDF zum Download
zur Verfügung.

Bitte zitieren als:

Agora Energiewende (2019): *Die Energiewende im
Stromsektor: Stand der Dinge 2018. Rückblick auf
die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick
auf 2019.*

www.agora-energiewende.de

Vorwort

Liebe Leserin, lieber Leser,

für 2018 lässt sich ein neuer Rekord vermelden – erstmals liefern die Erneuerbaren Energien genauso viel Strom wie Stein- und Braunkohle zusammen genommen. Der Rekord geht vor allem auf das Konto der Photovoltaik. Sie hat aufgrund des überdurchschnittlich sonnigen Jahres und eines gestiegenen Zubaus von Anlagen ebenso überdurchschnittliche Erträge geliefert. Der Ausbau der Windkraft, bisher das Arbeitspferd der Energiewende, ist hingegen eingebrochen und dürfte 2019 noch weiter zurückgehen – ein bedenklicher Trend aus Sicht der Energiewende. Auch für die Klimabilanz Deutschlands war 2018 ein gutes Jahr: Der Ausstoß von CO₂ ist um fast sechs Prozent zurückgegangen, vor allem wegen eines deutlich gesunkenen Energieverbrauchs. Leider sind die Hauptgründe im warmen Winter und einem Produk-

tionsrückgang bei einigen energieintensiven Industrien zu suchen anstatt im aktiven Klimaschutz – ein kaltes Jahr oder eine andere konjunkturelle Lage machen alles wieder zunichte.

Positiv ist die Entwicklung der CO₂-Emissionen im Stromsektor: Sie sanken wie in den Vorjahren – vor allem, weil die Steinkohle aufgrund gestiegener CO₂-Preise auf ein historisches Tief fiel. Die noch klimaschädlichere Braunkohle wurde hingegen fast unvermindert eingesetzt. Es ist daher die Aufgabe der Kohlekommission, im Jahr 2019 einen Ausstiegsfahrplan für die Braunkohle zu erarbeiten, der Emissionshandel reicht hierfür nicht.

Diese und viele weitere Analysen finden Sie in dieser Auswertung des Energiejahres 2018. Ich wünsche Ihnen eine spannende Lektüre!

Dr. Patrick Graichen
Direktor Agora Energiewende

Ergebnisse auf einen Blick:

1

Wind, Sonne und Co. erzeugen 2018 erstmals so viel Strom wie die Kohle: Die Erneuerbaren liefern 38,2 Prozent des Stromverbrauchs und damit gleich viel wie Stein- und Braunkohle zusammen.

Möglich wurde dies durch ein starkes Solarjahr bei Zubau und Erzeugung. Auch der Windstrom legte zu, wenn auch deutlich weniger als in den Vorjahren, während die Wasserkraft aufgrund der Dürre zurückging. Für die kommenden Jahre ist ein deutlich höherer EE-Zubau notwendig, verbunden mit einer proaktiven Sektorkopplung, um die 2030-Energiewende-Ziele in allen Sektoren umzusetzen.

2

Die CO₂-Emissionen Deutschlands sinken 2018 deutlich um über 50 Millionen Tonnen, könnten 2019 aber schnell wieder steigen.

Denn die Ursache für den Rückgang war weniger Klimaschutz, als vielmehr ein stark gesunkener Energieverbrauch auf das Niveau von 1970. Die wesentlichen Faktoren hierfür waren die milde Witterung im Winter und der damit verbundene niedrigere Heizbedarf, ein leicht gesunkenes Produktionsniveau bei Teilen der energieintensiven Industrien sowie zeitweilig stark gestiegene Ölpreise.

3

Die Steinkohle verabschiedet sich aus dem Energiemix Deutschlands: Sie fällt auf ihr niedrigstes Niveau seit 1949 und liefert nur noch zehn Prozent des Primärenergieverbrauchs.

Damit geht im Jahr 2018 nicht nur die Ära der Steinkohleförderung zu Ende, auch ihr Nutzungsende in der Stromversorgung ist absehbar. Anders bei der Braunkohle, die fast unverändert 22,5 Prozent der deutschen Stromerzeugung deckte. Die Kohlekommission, die im Februar 2019 ihre Empfehlungen abgeben soll, wird daher vor allem für die Braunkohle klare Regelungen vorschlagen müssen.

4

Der CO₂-Preis hat 2018 mit knapp 15 Euro pro Tonne im Jahresmittel das höchste Niveau der letzten zehn Jahre erreicht, die 2018 beschlossene Reform des EU-Emissionshandels zeigt damit erste Wirkungen.

So ist der Rückgang der Steinkohle im Stromsektor vor allem auf die höheren CO₂-Preise zurückzuführen. Auch haben die durch die gestiegenen CO₂-Preise erhöhten Börsenstrompreise erste Kaufverträge für Strom aus Windanlagen außerhalb des EEG-Regimes möglich gemacht. Dies zeigt, dass eine stärkere Bepreisung von CO₂ deutliche Klimaschutzeffekte am Markt auslösen kann.

Inhalt

Das Stromjahr 2018 in zehn Punkten	5
Ten points on the power market in 2018	7
Der Stromsektor 2018 auf einen Blick	9
1 Stromerzeugung	11
2 Energie- und Stromverbrauch	21
3 Treibhausgasemissionen	27
4 Stromhandel und Preisentwicklungen in Europa	31
5 Strom- und Brennstoffpreisentwicklung in Deutschland	37
6 Negative Strompreise und Flexibilität	43
7 Kosten	47
8 Netze	53
9 Stimmung der Bevölkerung zur Energiewende	57
10 Kennzeichnende Ereignisse zur Charakterisierung des deutschen Stromsystems in 2018	61
11 Ausblick	65
12 Referenzen	69

Das Stromjahr 2018 in zehn Punkten

- 1. Erneuerbare Energien:** 2018 war wieder ein Rekordjahr für Erneuerbare Energien. Sie verzeichneten einen Zuwachs von 12,4 Terawattstunden und decken nun 38,2 Prozent des Stromverbrauchs ab. Die überdurchschnittliche Solarstromerzeugung kompensierte die unterdurchschnittliche Stromproduktion aus Windkraftanlagen und Wasserwerken. Besonders der Zubau von Windkraft ging deutlich schleppender voran als im Vorjahr. Der Erneuerbaren-Anteil am gesamten Primärenergieverbrauch stieg von 13 auf 14 Prozent. Jedoch nicht aufgrund des Zubaus Erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor, sondern infolge eines deutlich reduzierten Energieverbrauchs. Ohne die deutliche Beschleunigung des Ausbaus Erneuerbarer Energien sind weder die 2020er-Ziele noch das 65-Prozent-Ziel der Bundesregierung für 2030 zu halten.
 - 2. Konventionelle Energien:** Die Steinkohlenutzung fiel aufgrund von Kraftwerksstilllegungen und höheren CO₂-Preisen auf das absolute Rekordtief seit Beginn der Energiestatistik 1950. Sie deckte noch zehn Prozent des Primärenergieverbrauchs und 12,8 Prozent des Stromverbrauchs. Aufgrund höherer Rohstoffpreise und warmer Witterung ist 2018 auch die Mineralöl- und Erdgasnutzung zurückgegangen. Dagegen bleiben Braunkohlenutzung und Kernenergieverstromung so gut wie unverändert. Dennoch verläuft die Verdrängung der fossilen Energieträger deutlich zu langsam, um die Klimaschutzziele der Bundesregierung für 2030 erreichen zu können.
 - 3. Energie- und Stromverbrauch:** Während der Stromverbrauch nahezu konstant blieb, fiel der Primärenergieverbrauch deutlich um fünf Prozent. Gründe hierfür sind vor allem die milde Witterung, gestiegene Rohstoffpreise und ein leichter Produktionsrückgang bei einigen energieintensiven Industrien. Da auch das Jahr 2018 keine echte Trendwende beim der Energieeffizienz erkennen lässt, sind die 2020-Energieeffizienzziele (20 Prozent weniger Primärenergie- und 10 Prozent weniger Stromverbrauch als 2008) kaum erreichbar.
 - 4. Klimaschutz:** Die Treibhausgasemissionen Deutschlands sanken deutlich um knapp 51 Millionen Tonnen. Das sind etwa 5,7 Prozent weniger als 2017. Mit insgesamt 854 Millionen Tonnen lagen die Emissionen damit 31,7 Prozent unter dem Niveau von 1990. Die Minderung ist vor allem auf den niedrigeren Primärenergieverbrauch in der Industrie und in den Sektoren Wärme und Verkehr zurückzuführen. Dazu beigetragen haben eine flache Konjunktur bei energieintensiven Industrien sowie ein Absatzrückgang bei Erdgas, Heizöl und Diesel. Der Abstand zum 2020-Klimaschutzziel von minus 40 Prozent gegenüber 1990 beträgt damit 103 Millionen Tonnen CO₂e. Angesichts der Sonderfaktoren, die zu dem Rückgang 2018 geführt haben, ist davon auszugehen, dass Deutschland das 2020er-Klimaziel bei bisherigen Anstrengungen deutlich verfehlen wird. Dem Ergebnis der Kohlekommission kommt daher für die Zielannäherung eine zentrale Bedeutung zu.
 - 5. Stromhandel:** Mit 52,1 Terawattstunden lag das Exportsaldo 2018 etwa 8 Terawattstunden unter dem Saldo von 2017. Bei leicht sinkenden Importen ist diese Entwicklung vor allem auf niedrigere Stromexporte zurückzuführen, ausgelöst durch höhere CO₂-Kosten und entsprechend gestiegenen Strompreisen. Ebenso hat die Teilung der Strompreiszone Deutschland-Österreich diese Entwicklung vorangetrieben, wodurch die Stromexporte nach Österreich deutlich zurückgingen. Die größten Stromabnehmer bleiben Österreich (trotz Teilung der Gebotszone), Frankreich und die Niederlande.
-

- 6. Strompreise und Flexibilität:** Neben gestiegenen Gas- und Steinkohlepreisen führte der deutlich höhere CO₂-Preis im Mittel zu steigenden Börsenstrompreisen. Terminlieferungen für 2019 wurden im Base-Tarif vor allem in der zweiten Jahreshälfte teurer und haben im Jahresdurchschnitt knapp 46 Prozent mehr als im Jahr zuvor gekostet. Die Preise für Lieferungen am nächsten Tag beliefen sich durchschnittlich auf 44,5 Euro. Die durchschnittlichen Haushaltsstrompreise dürften im Jahr 2019 erstmals seit drei Jahren wieder steigen – auf knapp 31 Cent pro Kilowattstunde. Infolge einer geringeren Anzahl von Extremsituationen gingen die Preisausschläge am Strom-Spotmarkt wieder zurück. Die Anzahl von Stunden mit negativen oder aber mit sehr hohen Preisen lag im Jahr 2018 unter dem Niveau von 2017. Auch am Intraday-Markt war die Volatilität weniger prägnant. All das lässt erkennen, dass eine Angebotsknappheit im Großhandel noch nicht ausgeprägt ist. Der steigende CO₂-Preis hat zudem die Gestehungskosten von Strom aus Steinkohle- und aus Erdgas angeglichen.
- 7. Kosten:** Nach Jahren sinkender Resultate sind die Ausschreibungsergebnisse für Strom neuer Windkraft- und Solaranlagen 2018 zum ersten Mal gestiegen. Die jüngsten Zuschlagshöhen betragen 6,26 beziehungsweise 4,66 Cent pro Kilowattstunde für On- und Offshore-Windanlagen und 4,69 Cent pro Kilowattstunde für Photovoltaik. Eine zu geringe Zahl an Genehmigungen bei der Windenergie an Land und eine immer noch restriktive Flächenkulisse bei Freiflächensolaranlagen haben dazu geführt, dass in Deutschland – entgegen dem internationalen Trend – die Ergebnisse der Ausschreibungen steigen.
- 8. Netze:** Während die Vorhaben aus dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) bereits zu 45 Prozent realisiert sind, liegt die Realisierungsquote bei den Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) bei knapp drei Prozent. So fehlen noch immer 6.720 von 7.670 Kilometern an Leitungen. Allerdings hat das Bundeskabinett im Dezember 2018 dem Gesetzentwurf zur Beschleunigung der Genehmigungsverfahren für Stromleitungen (NABEG-Novelle) zugestimmt, sodass mit einer Beschleunigung des Netzausbaus zu rechnen ist.
- 9. Stimmung der Bevölkerung:** Die Akzeptanz der Energiewende ist mit 93 Prozent nach wie vor sehr hoch, allerdings bestand weiterhin Unzufriedenheit mit der Umsetzung. Unter anderem befand die Mehrheit der Befragten das Vorschreiten des Erneuerbaren-Energien-Ausbaus für zu langsam. Die beliebtesten Technologien sind Solar, Wasser- und Windkraft, wohingegen sich die große Mehrheit weniger Nutzung insbesondere von Kohle, gefolgt von Mineralöl wünschte. Die hohe Akzeptanz der Energiewende im Allgemeinen darf nicht darüber hinwegtäuschen, dass große Herausforderungen bei der Akzeptanz des Ausbaus der Windenergie und der Stromnetze vor Ort bestehen, die politisch adressiert werden müssen.
- 10. Ausblick 2019:** Im Februar werden die Empfehlungen der Kohlekommission, insbesondere zum weiteren Umgang mit Braunkohle in Deutschland, erwartet. Dem Windkraftausbau an Land steht aufgrund sich verzögernder Genehmigungen ein weiterer Rückgang bevor. Da das Kernkraftwerk Philippsburg 2 noch bis Ende 2019 in Betrieb sein darf, wird die Atomstrommenge in 2019 in etwa gleich bleiben. Bei Kohlekraftwerken ist mit einer weiteren Abnahme der Erzeugungskapazitäten zu rechnen: Zwei weitere Braunkohleleimer werden im Oktober 2019 in die Sicherheitsbereitschaft überführt und die Steinkohle steht weiter wirtschaftlich unter Druck. Mit dem geplanten Beschluss eines Klimaschutzgesetzes besteht 2019 die Chance konkrete Maßnahmen auf den Weg zu bringen, um die Klimaschutzziele 2030 in allen Sektoren sicher zu erreichen.

Ten points on the power market in 2018

- 1. Renewable energies:** 2018 was again another record year for renewable energies. There was a recorded increase of 12.4 terawatt hours and renewables now cover 38.2 percent of electricity consumption. The below-average electricity production from wind turbines and hydroelectric power stations was offset by above-average solar electricity generation. In particular, the expansion of wind power is progressing much more slowly than in the previous year. The share of renewables in total primary energy consumption rose from 13 to 14 percent. However, this rise was not due to the expansion of renewable energies in the heating and transport sectors but rather due to a significant reduction in energy consumption. Without a substantial acceleration in the expansion of renewable energies, neither the 2020 targets nor the 65-percent target set by the German government for 2030 can be met.
 - 2. Conventional energies:** Due to power plant closures and higher CO₂ prices, the use of hard coal fell to a historic low since the beginning of collecting the energy statistics in 1950. Hard coal still covers 10 percent of primary energy consumption and 12.8 percent of electricity consumption. Due to higher commodity prices and warm weather conditions, the use of mineral oil and natural gas also declined in 2018. By contrast, lignite use and nuclear power generation remain virtually unchanged. Nevertheless, the displacement of fossil fuels at the current rate is far too slow to achieve the German government's climate protection targets for 2030.
 - 3. Energy and electricity consumption:** While electricity consumption remains virtually constant, primary energy consumption is falling significantly by 5 percent. The main reasons for this are the mild weather, higher commodity prices and a slight decline in production in some energy-intensive industries. Since the year 2018 does not show any real trend reversal in energy efficiency either, the 2020 energy efficiency targets (a 20 percent reduction in primary energy consumption and a 10 percent reduction in electricity consumption compared to 2008) are hardly achievable.
 - 4. Climate protection:** Germany's greenhouse gas emissions fell significantly by around 51 million tonnes or 5.7 percent compared to 2017 and are now 31.7 percent below the 1990 level at a total of 854 million tonnes. The reduction is attributable in particular to lower primary energy consumption in the industry sector as well as due to the heating and transport sectors. A flat economy in the energy-intensive industries and a decline in sales of natural gas, heating oil and diesel contributed to this development. The current gap to achieve the 2020 climate protection target of minus 40 percent compared to 1990-levels thus amounts to 103 million tonnes of CO₂ e. Due to the particular factors that led to the decline in 2018, it can be assumed that Germany will continue to fall well short of the 2020 climate target in its efforts to date. The result of the Coal Commission is therefore of central importance for the convergence towards the target.
 - 5. Electricity trading:** At 52.1 terawatt hours, the export balance in 2018 is about 8 terawatt hours below the balance from 2017. With slightly declining imports, this development is mainly due to lower electricity exports, which have fallen due to higher CO₂ costs and consequently higher electricity wholesale prices. This development was also a result of the separation of the bidding zone with Austria, whereby electricity exports to Austria declined significantly. The largest electricity buyers remain Austria (despite the division of the bidding zone), France and the Netherlands.
-

- 6. Electricity prices and flexibility:** In addition to higher gas and hard coal prices, the significantly higher CO₂ price led to rising wholesale electricity prices on average. In the base tariff, forward deliveries for 2019 became more expensive, especially in the second half of the year, and cost, on an annual average, about 46 percent more than in the previous year. Prices for next-day deliveries average 44.5 Euros per megawatt hour. Medium household electricity prices are likely to rise in 2019 for the first time in three years, to almost 31 cents per kilowatt hour. Due to fewer extreme situations, the price surcharges on the electricity spot market declined again. The number of hours with negative or very high prices in 2018 was below the level of 2017. There was no perceived volatility in the intraday market. All this indicates that shortages have not yet affected the wholesale market significantly. The rising CO₂ price also contributed to the electricity price levels of coal and gas power generation.
- 7. Costs:** After years of declining results, the tender results for new wind and solar power will rise for the first time in 2018. The latest contracts are at 6.26 and 4.66 cents per kilowatt hour for onshore and offshore wind power, respectively, and 4.69 cents per kilowatt hour for photovoltaics. Not enough approvals for onshore wind energy and a still restrictive surface area for ground-mounted solar plants mean that, contrary to the international trend, the results of the tenders are rising in Germany.
- 8. Grids:** While 45 percent of the projects under the Energy Pipeline Expansion Act (EnLag) have already been implemented, the implementation rate for the projects under the Federal Needs Planning Act (BBPlG) is just under three percent. This means that 6.720 of the 7.670 planned kilometres still need to be realised. However, in December 2018, the Federal Cabinet approved the draft law to accelerate the approval procedure for power lines (NABEG amendment) and accordingly an acceleration of grid expansion is to be expected.
- 9. Perception of the general population:** At 93 percent, approval of the energy transition is still very high, although there is still dissatisfaction with its implementation. Among other things, the majority of respondents consider the progress of the expansion of renewable energies to be too slow. The most popular technologies are solar, hydro and wind power, whereas the vast majority would like to see less use of coal in particular, followed by less mineral oil. The high acceptance of the energy system transformation in general must not hide the fact that there are major challenges in the acceptance of the expansion of wind energy and the local power grids, which must be addressed politically.
- 10. Outlook for 2019:** In February, the recommendations of the Coal Commission are expected to be released, in particular on the further handling of lignite in Germany. The onshore wind expansion is facing a further decline due to delayed approvals. Since Philippsburg 2's licence to operate ceases only at on December 31, the amount of nuclear electricity will remain roughly the same in 2019, depending on the plants' availabilities. A further reduction in generation capacity is expected for coal: Two more lignite piles will be transferred to the security reserve in October 2019, and hard coal is still under economic pressure. With the planned adoption of a climate protection law in 2019, it will be possible to initiate concrete measures to ensure that the 2030 climate protection targets can be reliably achieved in all sectors.

Der Stromsektor 2018 auf einen Blick

		1990	2017	2018*	Veränderung 2017/2018*	Anteil 2018
Primärenergieverbrauch	PJ	14.905	13.576	12.900	-5,0%	
Erneuerbare Energien	PJ	196	1.771	1.808	+2,1%	14,0%
Braunkohle	PJ	3.201	1.508	1.479	-1,9%	11,5%
Steinkohle	PJ	2.306	1.465	1.301	-11,2%	10,1%
Mineralöl	PJ	5.228	4.675	4.395	-6,0%	34,1%
Erdgas	PJ	2.293	3.273	3.034	-7,3%	23,5%
Kernenergie	PJ	1.668	833	830	-0,4%	6,4%
Sonstige inkl. Stromsaldo	PJ	14	51	53	+3,9%	0,4%
Bruttostromerzeugung	TWh	549,9	653,7	648,9	-0,7%	
Erneuerbare Energien	TWh	19,7	216,3	228,7	+5,7%	35,2%
Kernenergie	TWh	152,5	76,3	76,1	-0,3%	11,7%
Braunkohle	TWh	170,9	148,4	146,0	-1,6%	22,5%
Steinkohle	TWh	140,8	93,6	83,0	-11,3%	12,8%
Erdgas	TWh	35,9	86,7	83,0	-4,3%	12,8%
Mineralöl	TWh	10,8	5,6	5,2	-7,1%	0,8%
Sonstige	TWh	19,3	26,8	26,9	+0,4%	4,1%
Nettostromabflüsse ins Ausland	TWh	-1,0	55,0	50,0	-9,1%	7,7%
Bruttostromverbrauch	TWh	550,7	598,7	598,9	+0,0%	
Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch	%	3,6	36,1	38,2	+5,7%	
Treibhausgasemissionen						
Gesamt	Mio. t CO _{2e}	1.251	905	854	-5,7%	
Emissionen der Stromerzeugung	Mio. t CO ₂	366	285	274	-3,7%	
CO ₂ -Intensität Strommix	g CO ₂ /kWh	764	489	472	-3,4%	
Stromhandel (Saldo)						
Import	TWh	k.A.	36,7	33,1	-9,8%	
Export	TWh	k.A.	96,9	85,3	-12,0%	
Handelssaldo	TWh	k.A.	60,2	52,1	-13,3%	
Preise und Kosten						
Ø Spot Base Day-ahead	ct/kWh	k.A.	3,45	4,45	+28,9%	
Ø Spot Peak Day-ahead	ct/kWh	k.A.	3,81	4,81	+26,3%	
Ø 500 günstigsten Stunden	ct/kWh	k.A.	-0,29	0,37	n.a.	
Ø 500 teuersten Stunden	ct/kWh	k.A.	7,74	7,93	+2,4%	
Ø Haushaltsstrompreise	ct/kWh	15,0	29,86	29,88	+0,1%	
EEG-Vergütungsansprüche**	Mrd. €	k.A.	30,36	31,62	+4,1%	
EEG-Differenzkosten***	Mrd. €	k.A.	26,09	26,73	+2,5%	
EEG-Umlage	ct/kWh	k.A.	6,88	6,79	-1,3%	

AG Energiebilanzen (2018a/b/c), Bundesnetzagentur (2018b/c), ENTSO-E (2018), EPEX-SPOT (2018a), Öko-Institut (2018), Umweltbundesamt (2018a/b), *teilweise vorläufige Angaben

1 Stromerzeugung

1.1 Entwicklungen der Stromerzeugung – Das Gesamtbild

Mit einem Anteil von 35,2 Prozent an der deutschen Bruttostromerzeugung stellten die Erneuerbaren Energien im Jahr 2018 die größte Gruppe innerhalb der Stromerzeugungstechnologien und übertrafen dabei abermals ihren Vorjahreswert (siehe Abbildungen 1-1 und 1-2). Sie erzielten einen neuen Rekordwert von 228,5 Terawattstunden, der Produktionszuwachs betrug 12,4 Terawattstunden. Der Zuwachs 2018 fiel jedoch deutlich geringer aus als im Jahr 2017: Während sich der Anteil der Erneuerbaren Energien von 2016 auf 2017 um 15 Prozent (4,1 Prozentpunkte) erhöhte, waren es im vergangenen Jahr nur 5,6 Prozent (beziehungsweise 2,1 Prozentpunkte). Ursächlich hierfür sind vor allem das

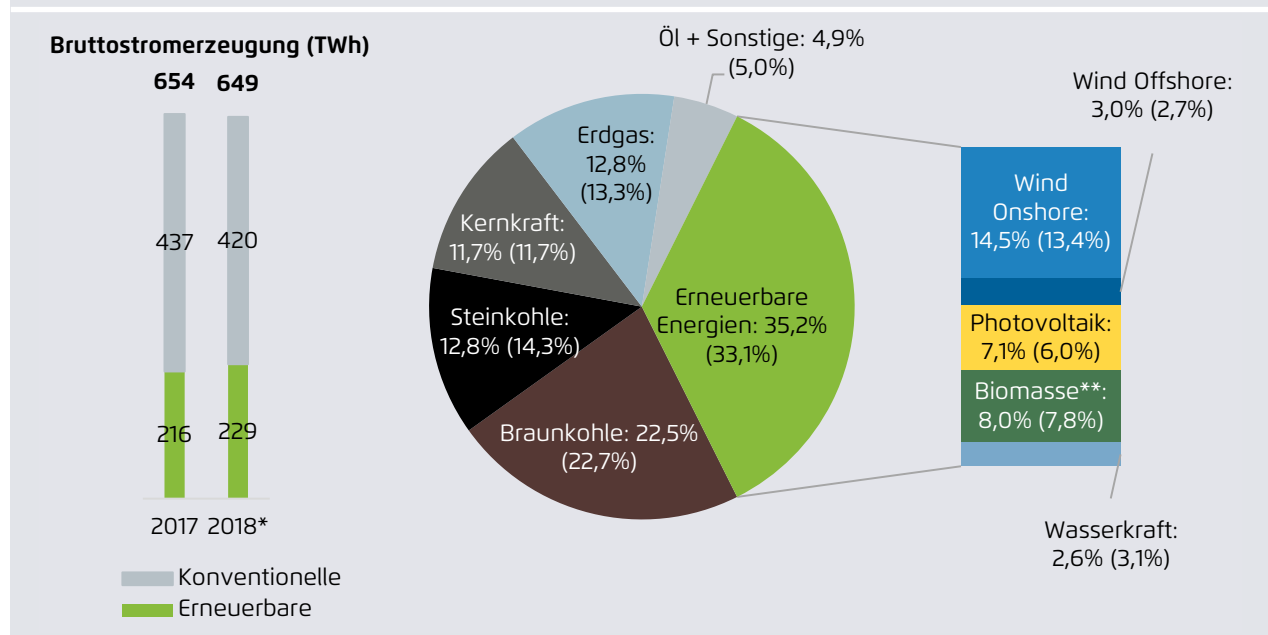
schwache Windjahr¹ sowie ein deutlich geringerer Zubau von Windkraftanlagen an Land und auf See (siehe Abbildung 1-6). Demgegenüber legte die Solarstromerzeugung mit 17,5 Prozent aufgrund des Rekordsommers und einem im Vergleich zum Vorjahr deutlich gestiegenen Ausbau der Photovoltaikleistung stark zu.

Die Braunkohleverstromung sank leicht um 1,6 Prozent auf 146 Terawattstunden und besitzt mit 22,5 Prozent nach wie vor den zweitgrößten Anteil am Strommix. Ihre zukünftige Entwicklung hängt entscheidend von den Ergebnissen der Kohlekommission und der anschließenden parlamentarischen Umsetzung dieser Ergebnisse ab, sodass hierüber erst Ende 2019 wirklich Klarheit herrschen wird.

¹ Agora Energiewende (2018)

Erneuerbare Energien liegen gleich auf mit Kohle – beide stellen jeweils 35 Prozent der Stromerzeugung: Strommix im Jahr 2018 (Werte für 2017 in Klammern)

Abbildung 1-1



Die Stromerzeugung aus Steinkohle nahm 2018 hingegen weiter ab: Steinkohlekraftwerke lieferten noch 83 Terawattstunden (minus 10,6 Terawattstunden beziehungsweise 11 Prozent), ihr Anteil am Strommix beträgt nur noch 12,8 Prozent.

Damit liegt die Steinkohleverstromung erstmals in der Geschichte der deutschen Stromwirtschaft unter dem Niveau von Onshore-Windenergie und auf demselben Niveau wie die Erzeugung aus Erdgas, die ebenfalls leicht verlor (minus 3,7 Terawattstunden). Ursachen für den starken Rückgang bei der Steinkohle sind Stilllegungen von alten Steinkohlekraftwerken, ein deutlich gestiegener CO₂-Preis sowie die Abregelung von Kraftwerken in den heißen Sommermonaten aufgrund von mangelndem Kühlwasser. Die Stromerzeugung aus Kernenergie ist mit 76,1 Terawattstunden weitgehend konstant geblieben (Vorjahr: 76,3 Terawattstunden); sie machte noch 11,7 Prozent des erzeugten Stroms aus. Die Stilllegung des Kraftwerks Gundremmingen B am 31. Dezember

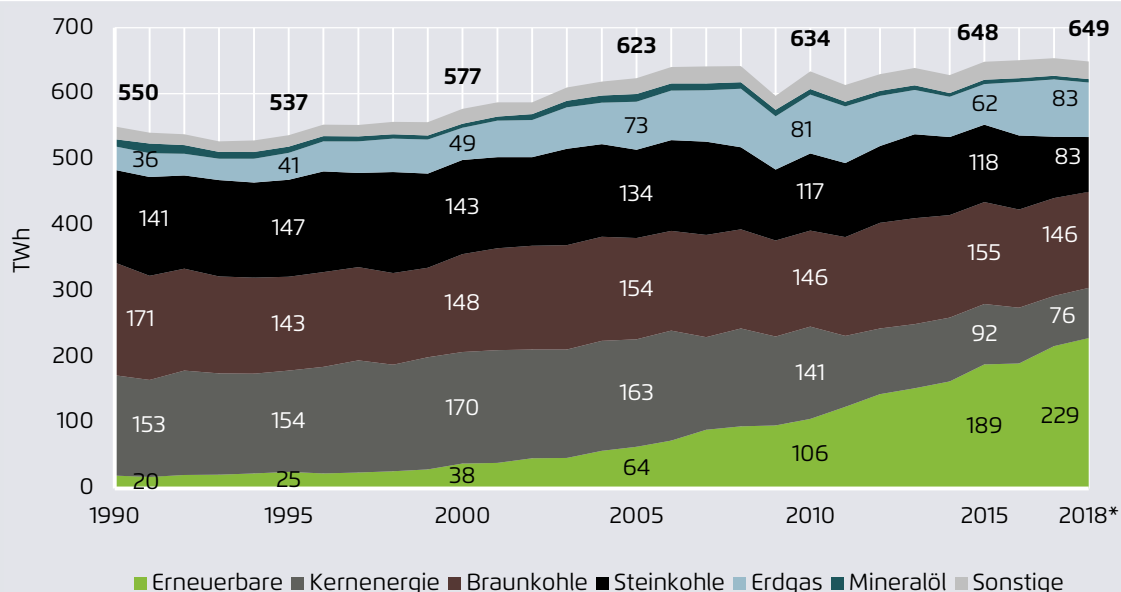
2017 wurde durch eine gesteigerte Auslastungen der anderen Kernkraftwerke ausgeglichen.

Insgesamt führen die gegenläufigen Entwicklungen der erneuerbaren und fossilen Energieträger dazu, dass in diesem Jahr die Erneuerbaren Energien mit 35,2 Prozent Anteil an der Bruttostromerzeugung erstmals gleichauf zur Kohle liegen (der Stein- und Braunkohle-Anteil beträgt zusammen 35,3 Prozent). Während die Differenz in der Erzeugung im Vorjahr noch 25,7 Terawattstunden betrug, so ist diese binnen eines Jahres auf 0,5 Terawattstunden geschrumpft.

Abbildung 1-2 zeigt die Bruttostromerzeugung in absoluten Zahlen. Die kumulierte Bruttostromerzeugung ist erstmalig seit 2014 wieder leicht rückläufig und liegt bei 648,9 Terawattstunden. Die Erzeugung war aber immer noch die dritthöchste in der Geschichte der Bundesrepublik und lag weit über dem Inlandsstromverbrauch.

Neuer Rekord für die Erneuerbaren, historischer Tiefststand (seit 1949!) für die Steinkohle:
Entwicklung der Bruttostromerzeugung 1990 bis 2018

Abbildung 1-2



AG Energiebilanzen (2018a), *vorläufige Angaben

1.2 Entwicklung der Erneuerbaren Energien

Das Jahr 2018 brachte erneut eine Steigerung bei der Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien. Insgesamt lag sie bei 228,7 Terawattstunden, sie erhöhte sich gegenüber dem Vorjahr somit um 5,6 Prozent (siehe Abbildung 1-4). Allerdings fiel der Zuwachs mit 12,4 Terawattstunden deutlich geringer als das Plus im Jahr 2017, das noch bei 26,4 Terawattstunden lag. Treiber der Steigerung waren vor allem höhere Erträge von Windkraft- und Photovoltaikanlagen, während die Produktion aus Wasserkraft aufgrund der Dürre deutlich zurückging.

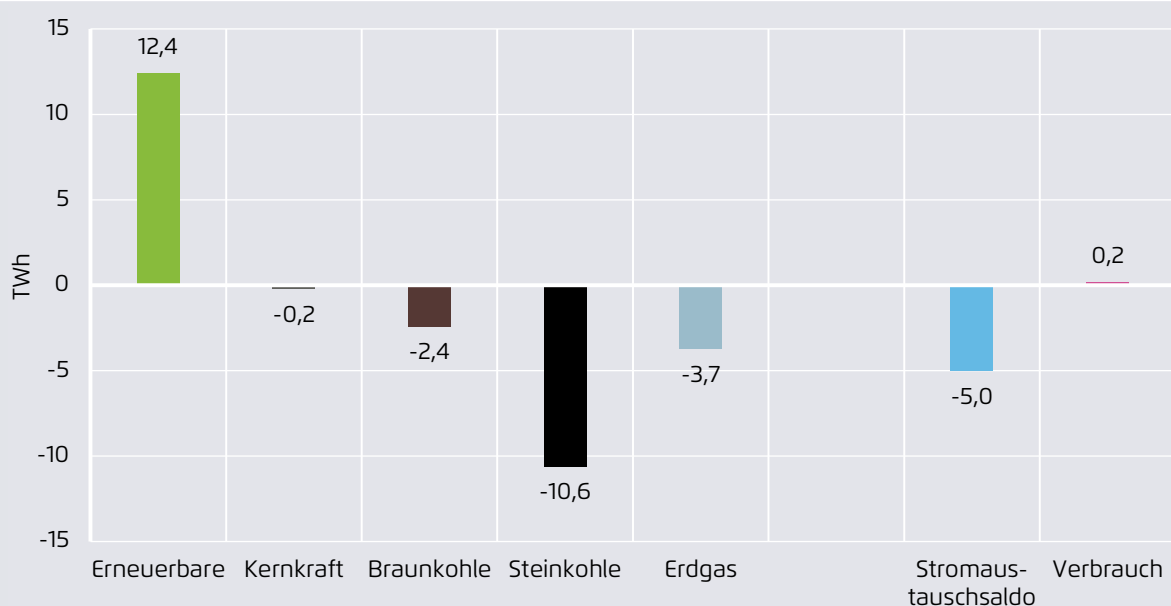
Im Gegensatz zu 2017, als die Windkraft witterungsbedingt und durch starken Zubau eine hohe Steigerung erfuhr, fielen im Jahr 2018 sowohl Zubau als auch das Winddargebot geringer aus. Folglich belief sich der Zuwachs der Stromproduktion bei Offshore- und Onshore-Windenergie lediglich auf 7,7 Tera-

wattstunden; das Wachstum lag damit unter dem des Jahres 2017. Die Steigerung der Windstromproduktion geht dabei im Wesentlichen auf Windkraftanlagen an Land zurück. Deren Erträge wuchsen von 87,9 Terawattstunden auf 93,9 Terawattstunden (6,8 Prozent Steigerung). Das absolute Wachstum fällt bei der Windenergie auf See mit 1,7 Terawattstunden zwar niedriger aus, aufgrund des niedrigeren Ausgangsniveaus von 17,7 Terawattstunden im Jahr 2017 entspricht es aber einer prozentualen Steigerung von 9,6 Prozent. Insgesamt produzierten Windenergieanlagen an Land und See im Jahr 2018 113,3 Terawattstunden Strom und damit ziemlich genau die Hälfte des insgesamt produzierten Stroms aus Erneuerbaren Energien.

Im Gegensatz zur Windkraft profitierte die Photovoltaik stark vom extrem langen und sonnenreichen Sommer. So lag die Anzahl der Sonnenstunden im landesweiten Durchschnitt nach ersten Schätzungen im Jahr 2018 um mehr als 30 Prozent über dem zehnjährigen Mittel. Im historischen Vergleich

Zuwachs bei den Erneuerbaren, Rückgänge bei allen fossilen Energien – besonders bei der Steinkohle: Veränderung der Strommengen zum Vorjahr 2017

Abbildung 1-3



AG Energiebilanzen (2018a/b), vorläufige Angaben

besonders sonnig waren Februar, April und Oktober. In diesen Monaten lag die Solarleistung zwischen 46 und 50 Prozent über dem historischen Durchschnitt. Mit mehr als 300 Sonnenstunden war darüber hinaus der Juli extrem ertragreich.² Aufgrund dieser Bedingungen sowie einem deutlich gesteigerten Zubau nahm die Stromerzeugung aus Photovoltaik deutlich um 6,9 Terawattstunden auf 46,3 Terawattstunden zu. Das entspricht einer Steigerung von 17,5 Prozent. Damit überschreitet der Anteil der Photovoltaik an der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien mit 20,26 Prozent im Jahr 2018 erstmals die Marke von 20 Prozent (Vorjahr: 18,2 Prozent).

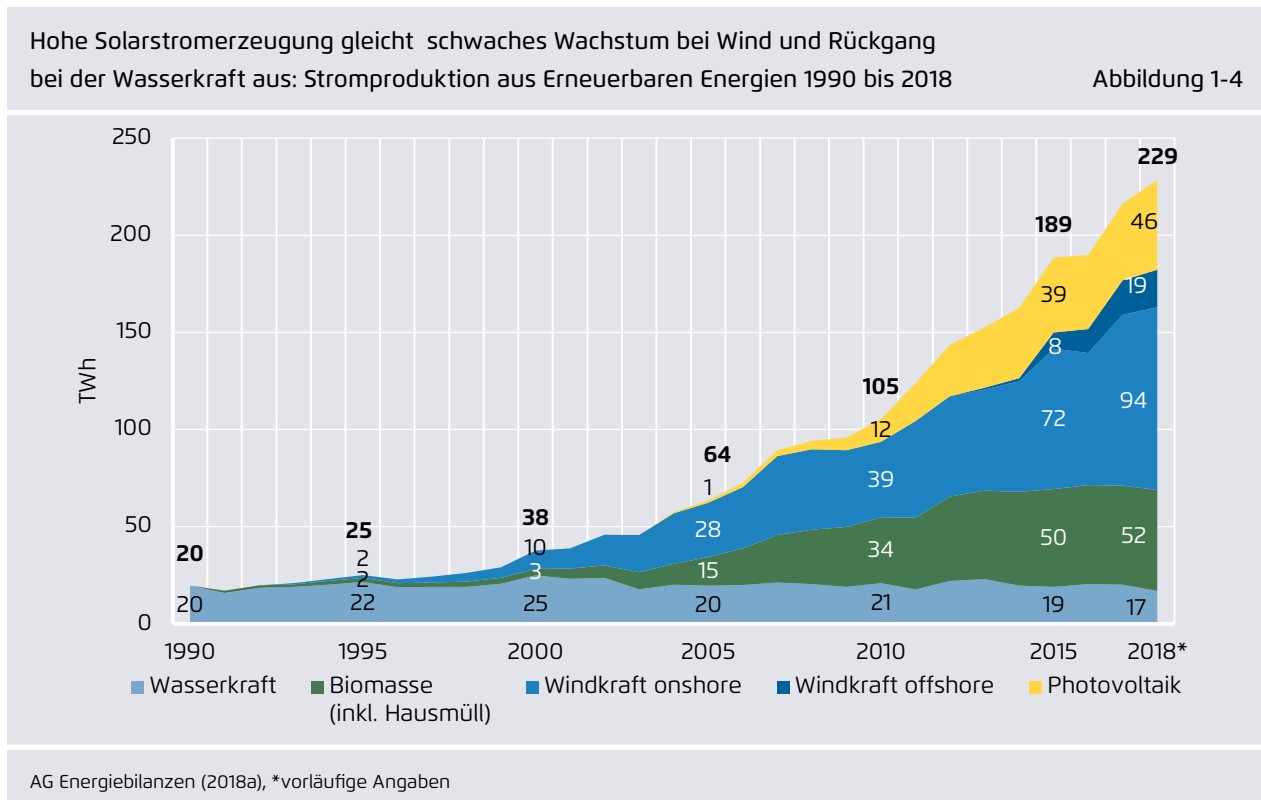
Negativ wirkte sich der heiße und trockene Sommer auf die Erträge der Wasserkraftwerke aus. Sie lieferten 16,9 Terawattstunden Strom und damit 3,3 Terawattstunden beziehungsweise 20 Prozent weniger als 2017. Wasserkraft hat somit einen Anteil an der

gesamten Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien von nur noch 7,4 Prozent (Vorjahr: 9,3 Prozent). Demgegenüber verzeichnete die Biomasse (inklusive Strom aus biogenem Hausmüll) ein leichtes Plus von einer Terawattstunde (2 Prozent) auf 52 Terawattstunden.

Mit einem Anteil von 38,2 Prozent am Stromverbrauch rückt das im Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) formulierte Ziel von 40 bis 45 Prozent Erneuerbare Energien im Jahr 2025 in greifbare Nähe (siehe Abbildung 1-5). Schreibt man den diesjährigen Anstieg um 2,1 Prozentpunkte linear fort, so wird das Ziel von 45 Prozent bereits im Jahr 2022 erreicht.

Deutlich ambitionierter ist das im Koalitionsvertrag der Bundesregierung festgelegte Ziel eines Anteils von 65 Prozent Erneuerbarer Energien bis zum Jahr 2030. Bei derzeitigem Ausbautempo wird der Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch bis 2030 auf 63,4 Prozent wachsen, so dass das Ziel –

2 Statista (2018a)



wenn auch knapp – verfehlt wird. Um das Ziel zu erreichen, sind daher zusätzliche Anstrengungen notwendig.

Diese Anstrengungen werden auch deshalb erforderlich sein, weil sich Deutschland europarechtlich verpflichtet hat, bis zum Jahr 2020 einen Erneuerbare-Energien-Anteil von 18 Prozent am Endenergieverbrauch zu erreichen. Da im Bereich der Wärme und im Verkehr der Anteil Erneuerbarer Energien weitgehend stagniert, ist ein starkes Wachstum im Bereich der Elektrizitätswirtschaft erforderlich, um die mangelnde Nutzung von Erneuerbaren in den anderen beiden Sektoren zu kompensieren und das 18-Prozent-Ziel zu erreichen.

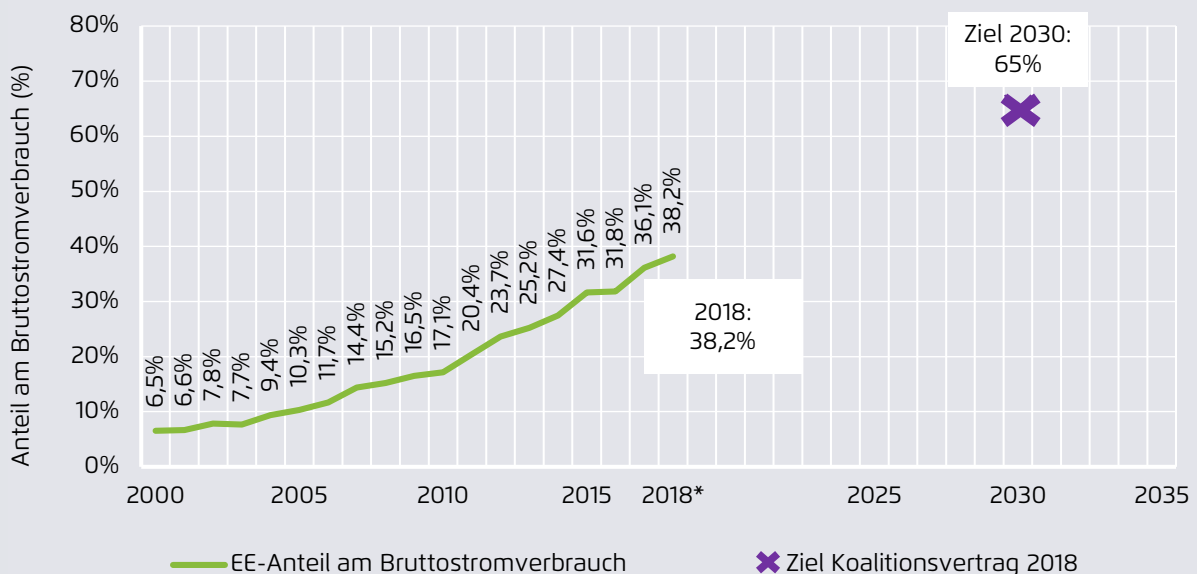
Die Kapazität der Erneuerbare-Energien-Anlagen erhöhte sich im Jahr 2018 um etwa 7,5 Gigawatt (siehe Abbildung 1-6), während im Vorjahr noch 9 Gigawatt zugebaut wurden. Dies ist vor allem auf den stark gesunkenen Zubau von Windkraftan-

lagen an Land und auf See zurückzuführen. Wurden 2017 noch 6,1 Gigawatt an zusätzlicher Windenergieleistung installiert, so sank dieser Wert für 2018 drastisch um 39,1 Prozent auf 3,7 Gigawatt (2,9 Gigawatt Onshore und 0,8 Gigawatt Offshore). Die Hauptgründe dafür liegen in einer Änderung der Ausschreibungsbedingungen und damit zusammenhängenden Änderungen der baurechtlichen Genehmigungsverfahren für Windparks. Dies führte dazu, dass die Ausschreibungen für Windenergie zum Teil stark unterzeichnet waren³, bereits erteilte Genehmigungen zum Teil nochmals eingeholt werden mussten und es zu langwierigen Verzögerungen in der Planung und dem Bau von Windparks kam. Insgesamt lag die installierte Leistung bei Windkraft an Land und auf See Ende 2018 bei 59,5 Gigawatt. Sie machte somit exakt die Hälfte der installierten Leistung von Erneuerbaren Energien aus.

3 Windguard (2018)

Das 65-Prozent-Ziel erfordert einen jährlichen 2,25-Prozent-Punkte Anstieg: Anteil Erneuerbarer Energien am Bruttostromverbrauch von 2000 bis 2018 sowie das Ziel für 2030

Abbildung 1-5



AG Energiebilanzen (2018a/b), *vorläufige Angaben

Deutlich positiver als der Zubau bei der Windkraft entwickelte sich der Zubau von Photovoltaik-Anlagen. Dieser fiel mit 3,4 Gigawatt um 110 Prozent höher aus als im Jahr 2017. Die für das Jahr festgelegte Zielmarke von 2,5 Gigawatt wurde damit zum ersten Mal seit 2013 wieder überschritten, was vor allem auf ein starkes Marktwachstum im Segment der kleineren und mittleren Aufdachanlagen zurückgeht. Nur ein geringer Anteil des Zubaus ist auf die Förderung im Rahmen des Photovoltaik-Mieterstrommodells zurückzuführen, das im Sommer 2017 eingeführt wurde. Mit einer Gesamtleistung von 45,7 Gigawatt nähert sich die Photovoltaik dem kritischen Wert von 52 Gigawatt, ab dem das EEG ein Auslaufen der Solarförderung für kleine Anlagen vorsieht.⁴ Bei ähnlich starkem Kapazitätswachstum im Jahr 2019 wird dieser Wert bereits im Laufe des Jahres 2020 erreicht werden.

4 PV-Magazine (2018)

Im Bereich der Stromerzeugung aus Biomasse wurden im Jahr 2018 etwa 315 Megawatt neuer Kapazität installiert. Die Leistung von Wasserkraftwerken stagnierte bei 5,5 Gigawatt. Insgesamt summiert sich die in Deutschland Ende 2018 installierte Kapazität an Erneuerbare-Energien-Anlagen damit auf 120 Gigawatt.

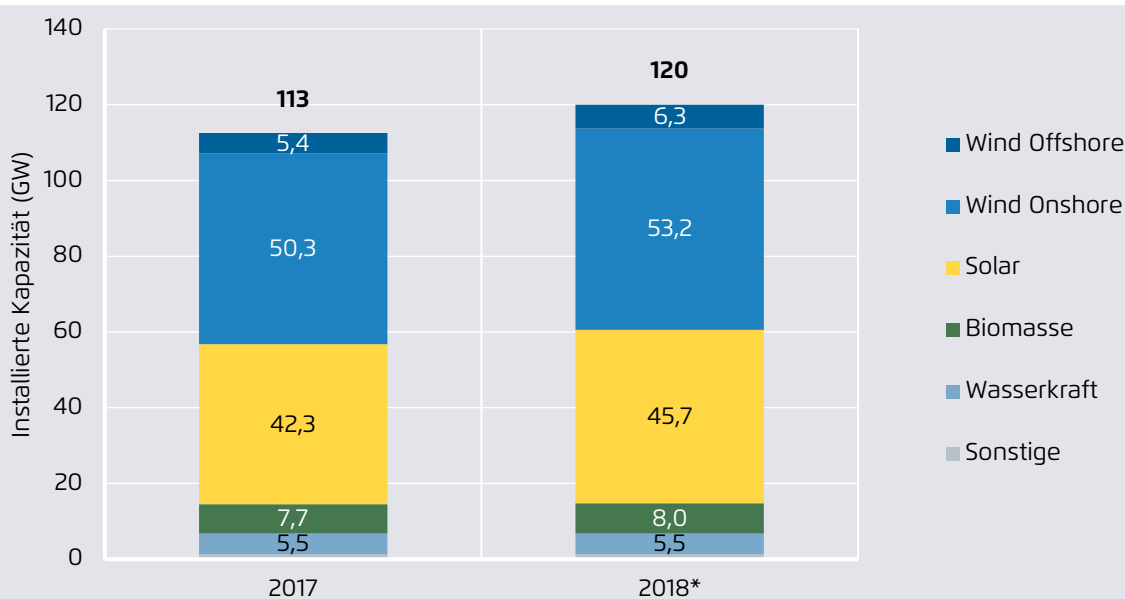
1.3 Entwicklung der konventionellen Energieerzeugung

Wie bereits im Jahr zuvor ist die von konventionellen Kraftwerken aus Kohle, Kernkraft, Erdgas, Erdöl und Müll erzeugte Strommenge zurückgegangen: Von 437 Terawattstunden im Jahr 2017 auf 420 Terawattstunden im Jahr 2018.

Den größten Verlust verzeichnete die Steinkohleerzeugung mit einem Minus von gut elf Prozent beziehungsweise 10,6 Terawattstunden. Mit

Zum ersten Mal seit 2013 wieder mehr als 2,5 Gigawatt Zubau von Photovoltaik-Anlagen: Erneuerbare-Energien-Kapazität zu den Jahresenden 2017 und 2018

Abbildung 1-6



Bundesnetzagentur (2018a), *eigene Schätzungen auf Basis der Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur (2018a, Stand 19.11.2018), Windguard (2018), Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber (2018)

einem historischen Tiefpunkt von 83 Terawattstunden setzte die Steinkohle somit den seit 2013 anhaltenden Abwärtstrend fort. Sie hatte nur noch einen Anteil von 13 Prozent an der gesamten Stromerzeugung. Neben Kraftwerksstilllegungen waren gestiegene Kohleimport- und CO₂-Preise sowie die höhere Erneuerbare-Energien-Einspeisung die Ursachen für den zunehmenden Rückzug der Steinkohle vom Strommarkt.

Die Stromerzeugung aus Erdgas war erstmals seit 2014 rückläufig und zwar um 3,7 Terawattstunden beziehungsweise um 4,3 Prozent. Mit einer produzierten Strommenge von 83 Terawattstunden liegt der Erdgasanteil am Strommix nun gleichauf mit dem von Steinkohle. Hauptauslöser für den Rückgang von Erdgas im Stromsektor im Jahr 2018 waren der stark gestiegene Importpreis und der höhere Anteil der Erneuerbaren Energien. Der im Vergleich zu den Vorjahren deutlich höhere CO₂-Preis wirkte sich hingegen eher vorteilhaft auf die Erdgasverstromung

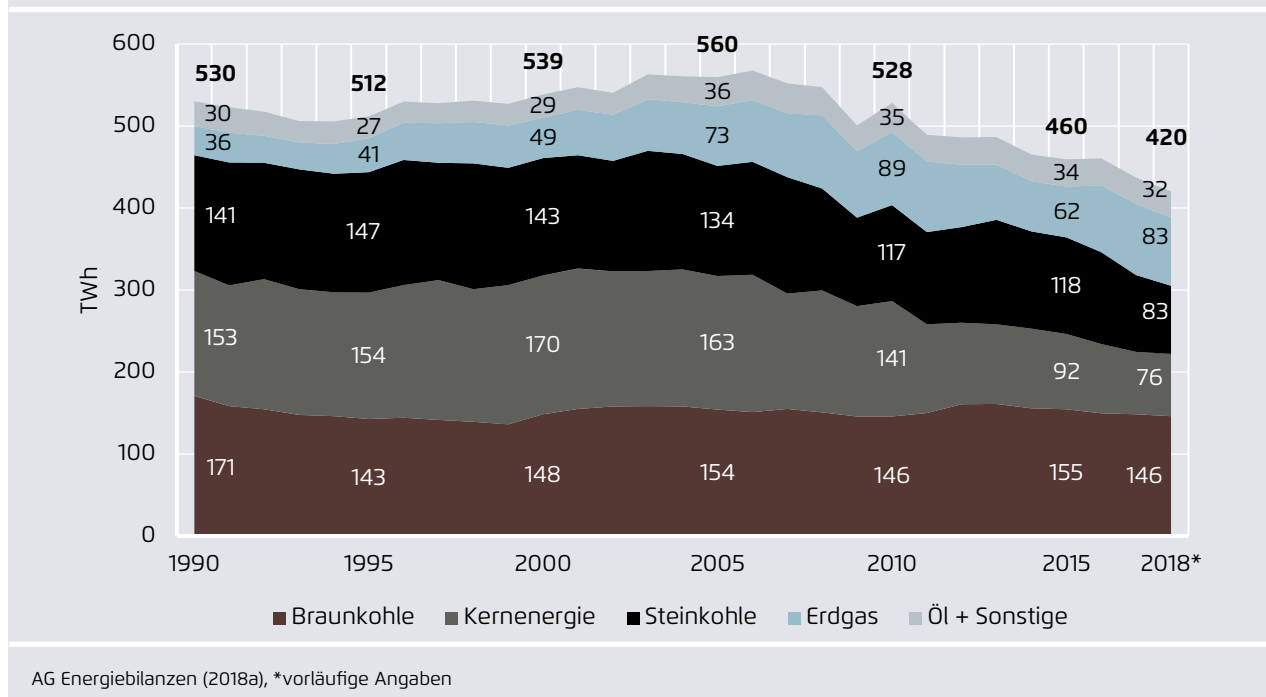
aus, da dieser zu einer (zeitweisen) Substitution des Steinkohlestroms durch Strom aus Erdgas führte.

Trotz der Abschaltung des Kernkraftwerks Gundremmingen B zum Ende des Jahres 2017 blieb die aus Kernenergie produzierte Strommenge nahezu unverändert; sie lag bei 76,1 Terawattstunden. Kontinuierlichere Verfügbarkeiten erhöhten die Auslastung der verbleibenden Kernkraftwerke, sie kompensierten damit die Kraftwerksstilllegung in Gundremmingen.

Die Braunkohle bleibt das Sorgenkind bei der Energiewende im Stromsektor. Bei einer Stromproduktion von 146 Terawattstunden zum Jahresende ging die Braunkohleverstromung lediglich um 2,4 Terawattstunden (1,6 Prozent) zurück. Hohe Kraftwerksverfügbarkeiten in den Sommermonaten sowie weniger *Redispatch*-Maßnahmen sorgten für eine kontinuierliche Präsenz der Braunkohle am Strommarkt. Die gestiegenen CO₂-Preise stellten keinen Anreiz für eine wesentliche Senkung

Rückgang vor allem bei Steinkohle, Braunkohle nach wie vor auf dem Niveau von 2010:
Bruttostromerzeugung aus fossilen Energieträgern 1990 bis 2018

Abbildung 1-7



der Braunkohleverstromung dar. Denn die höheren CO₂-Preise reichten nicht aus, um die Grenzkosten der Braunkohleverstromung dauerhaft über das Niveau der anderen fossilen Kraftwerke zu bewegen. Zudem schlugen sich die Braunkohlekraftwerke, die im Oktober 2018 in die Sicherheitsbereitschaft überführt wurden, noch nicht so stark in der Erzeugungsbilanz von 2018 nieder. Es ist zwar davon auszugehen, dass sich der Einsatz von Braunkohle zur Stromerzeugung infolge der Überführung von Anlagen in die Sicherheitsbereitschaft bis 2020 insgesamt um 13 Prozent gegenüber 2015 vermindern wird.⁵ Dennoch ist deutlich, dass die Braunkohleverstromung in naher Zukunft nicht aus dem Markt herausgetrieben werden wird (anders bei der Steinkohle). Daher bedarf es weiterer regulatorischer Maßnahmen, um das Klimaschutzziel 2030 für den Sektor der Energiewirtschaft zu erreichen.

5 AG Energiebilanzen (2018d)

Die Kraftwerkskapazitäten der konventionellen Kraftwerke verringerten sich in Summe nur geringfügig um knapp 700 Megawatt (von 105,1 auf 104,4 Gigawatt), allerdings hat sich die Struktur verändert und von Kohle- zu Erdgaskraftwerken verschoben. Zubauten gab es 2018 nur bei den Pumpspeicher- (300 Megawatt) und den Erdgaskraftwerken (800 Megawatt). Ein Abbau von Kernkraftwerkskapazitäten erfolgte 2018 nicht. Der Atomausstieg wird erst zum 31. Dezember 2019 mit der Stilllegung des Kraftwerkes Philippsburg 2 planmäßig fortgeführt.

Neben den Stilllegungen einiger ölbetriebener Kraftwerke hat sich die Leistung der Braun- und Steinkohlekraftwerke jeweils um etwa 800 Megawatt vermindert. Bei der Steinkohle waren es die Kraftwerke in Ensdorf und Wuppertal-Elberfeld. Bei der Braunkohle wurden die Blöcke Niederaußem E und F von RWE (je 300 Megawatt) sowie der Block F des LEAG-Kraftwerks Jänschwalde (500 Megawatt) zum 1. Oktober 2018 in die Sicherheitsberei-

Leichte Verschiebung von Kohle zu Gas:

Kapazitäten der konventionellen Kraftwerke zu den Jahresenden 2017 und 2018

Abbildung 1-8



Bundesnetzagentur (2018a), *eigene Schätzungen auf Basis der Veröffentlichung des Zu- und Rückbaus der Bundesnetzagentur (2018a, Stand 19.11.2018)

schaft überführt.⁶ Empfehlungen der „Kommission Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ zu weiteren Stilllegungen von Braunkohlekraftwerken, zusätzlich zu den bereits im Rahmen der Sicherheitsbereitschaft vereinbarten Regelungen, werden zum Februar 2019 erwartet. Ob und inwieweit diese Empfehlungen in ein neues Klimaschutzgesetz überführt werden, wird sich im Laufe des kommenden Jahres 2019 zeigen.

6 Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (2016)

2 Energie- und Stromverbrauch

2.1 Primärenergieverbrauch

Im Jahr 2018 ist der Primärenergieverbrauch in Deutschland nach drei Jahren des Wachstums erstmals wieder gesunken und lag bei etwa 12.900 Petajoule. Dies entspricht einem Rückgang von 676 Petajoule beziehungsweise fünf Prozent gegenüber dem Jahr 2017. Der Primärenergieverbrauch hat damit den niedrigsten Wert seit 1970 erreicht. Gegenüber 1990 beträgt die Senkung knapp 13,5 Prozent. Selbst zu Zeiten der Wirtschaftskrise im Jahr 2009 überstieg der damalige Primärenergieverbrauch den heutigen Wert um 600 Petajoule.

Der Rückgang dürften nach einer ersten Analyse auf vier Faktoren zurückzuführen sein:

1. Die gestiegenen Preise für Öl und Gas,

2. das warme Wetter (insbesondere im Januar sowie von April bis Anfang November),
3. eine Verlagerung des Wirtschaftswachstums auf weniger energieverbrauchende Sektoren und
4. leichte Effizienzsteigerungen bei Gebäuden und in der Industrie.

Zudem blieb die Bevölkerung 2018 weitgehend konstant, nachdem sie in den vergangenen Jahren deutlich gestiegen war¹.

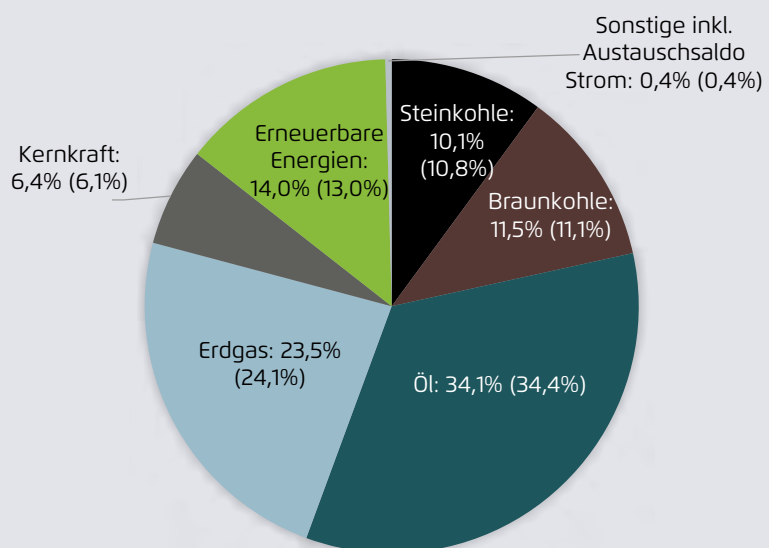
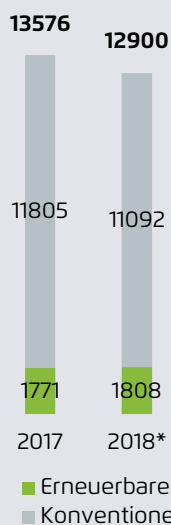
Die Anteile der verschiedenen Energieträger am gesamten Primärenergieverbrauch verschoben sich leicht zugunsten der Erneuerbaren Energien. Ihre Anteile stiegen um einen Prozentpunkt auf 14 Prozent, womit sie in 2018 den größten Zuwachs

¹ AG Energiebilanzen (2018d)

Deutlicher Rückgang des Verbrauchs führt dazu, dass Erneuerbaren-Anteil auf 14 Prozent steigt: Primärenergieverbrauchsmix 2018 (Werte für 2017 in Klammern)

Abbildung 2-1

Primärenergieverbrauch (PJ)



AG Energiebilanzen (2018c), *vorläufige Angaben

aller Energieträger verzeichneten. Mineralöl deckte nach wie vor mehr als ein Drittel des deutschen Primärenergieverbrauchs, auch wenn sein Anteil am Energiemix im Jahr 2018 um 0,3 Prozentpunkte auf 34,1 Prozent gesunken ist. Erdgas lag mit einem Anteil von 23,5 Prozent auf Platz 2 (minus 0,6 Prozentpunkte). Es folgen Braunkohle mit 11,5 Prozent und Steinkohle mit 10,1 Prozent. Den geringsten Beitrag zu Deutschlands Primärenergieverbrauch steuerte die Kernenergie mit 6,4 Prozent bei.

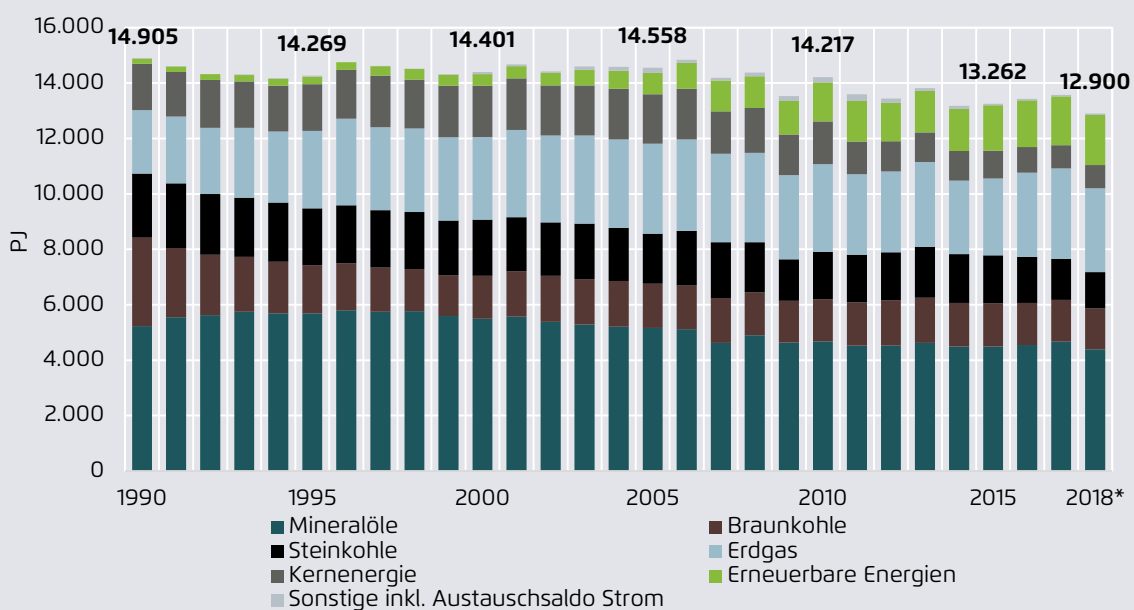
In absoluten Zahlen ausgedrückt konnten einzig die Erneuerbaren Energien einen Zuwachs verzeichnen und zwar von 37 Petajoule beziehungsweise 2,1 Prozent. Dieser entfiel allerdings, wie auch im Jahr zuvor, hauptsächlich auf den Stromsektor, da die Erneuerbaren-Anteile im Wärmesektor, vor allem im Gebäudebestand und in allen Bereichen des Verkehrs nur sehr geringfügig stiegen. Die Solarenergie hat aufgrund der hohen Sonneneinstrahlung in den Monaten von April bis Oktober um 16 Prozent zuge-

nommen, die Windkraft lieferte ein Plus von 7 Prozent, während die Biomasse auf dem gleichen Niveau verharrte und die Energie aus Wasserkraft aufgrund der enormen Trockenheit in den Sommermonaten das Jahr mit einem Minus von 16 Prozent abschloss.

Der Verbrauch von Mineralölen sank 2018 um sechs Prozent auf 4.395 Petajoule und hat damit ein historisch gesehen sehr niedriges Niveau erreicht. Die stärkste Minderung ist beim Heizölabsatz zu verzeichnen, der 2018 im Vergleich zum Vorjahr um 15 Prozent sank. Ursachen waren vor allem ein sehr milder Januar, der den Heizölverbrauch deutlich reduzierte, sowie vermutlich höhere Lagereffekte aufgrund gestiegener Heizölpreise im Herbst 2018. Demgegenüber sank der Anteil ölbefeuerteter Heizungsanlagen im Wohnungsbestands nur leicht um etwa 0,2 bis 0,3 Prozent. Er dürfte 2018 nach wie vor bei etwa 26 Prozent gelegen haben. Es ist daher gut möglich, dass 2019 der Heizölverbrauch gegenüber 2018 wieder steigt.

Niedrigster Energieverbrauch seit Anfang der 1970er Jahre, vor allem bedingt durch die milde Witterung: Primärenergieverbrauch von 1990 bis 2018

Abbildung 2-2



AG Energiebilanzen (2018c), *vorläufige Angaben

Auch der Kraftstoffverbrauch sank 2018 leicht – trotz eines kaum veränderten Kraftfahrzeugbestands². So ist sowohl weniger Benzin (minus 1,3 Prozent) als auch weniger Dieselmotorkraftstoff (minus 2,9 Prozent) verbraucht worden. Da der Anteil der alternativen Antriebe bei Neuwagen zwar deutlich steigt, an der Gesamt-Fahrzeugflotte jedoch immer noch sehr gering ist, dürfte für den geringeren Benzin- und Dieselmotorkraftstoffverbrauch der höhere Kraftstoffpreis eine Rolle gespielt haben. Aufgrund des anwachsenden Flugverkehrs erhöht sich der Absatz beim Flugkraftstoff erwartungsgemäß leicht.³

Der Erdgasverbrauch sank 2018 um 7,3 Prozent beziehungsweise um 239 Petajoule auf 3.034 Petajoule. Erdgas blieb damit weiterhin zweitwichtigste Quelle zur Deckung des Primärenergieverbrauchs. Die Hauptursache für den Verbrauchsrückgang lag,

2 Kraftfahrtbundesamt (2018)

3 Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2018)

ebenso wie beim Heizöl, am sehr milden Januar. Zudem spielte der verminderte Einsatz von Erdgas in der Stromerzeugung eine Rolle. Auch das im Vergleich zu 2017 moderate Wirtschaftswachstum im verarbeitenden Gewerbe sowie das leicht abnehmende bis flache Produktionsniveau bei den energieintensiven Industrien (zum Beispiel Stahl- und Chemieindustrie)⁴ trugen zum Minderverbrauch bei.

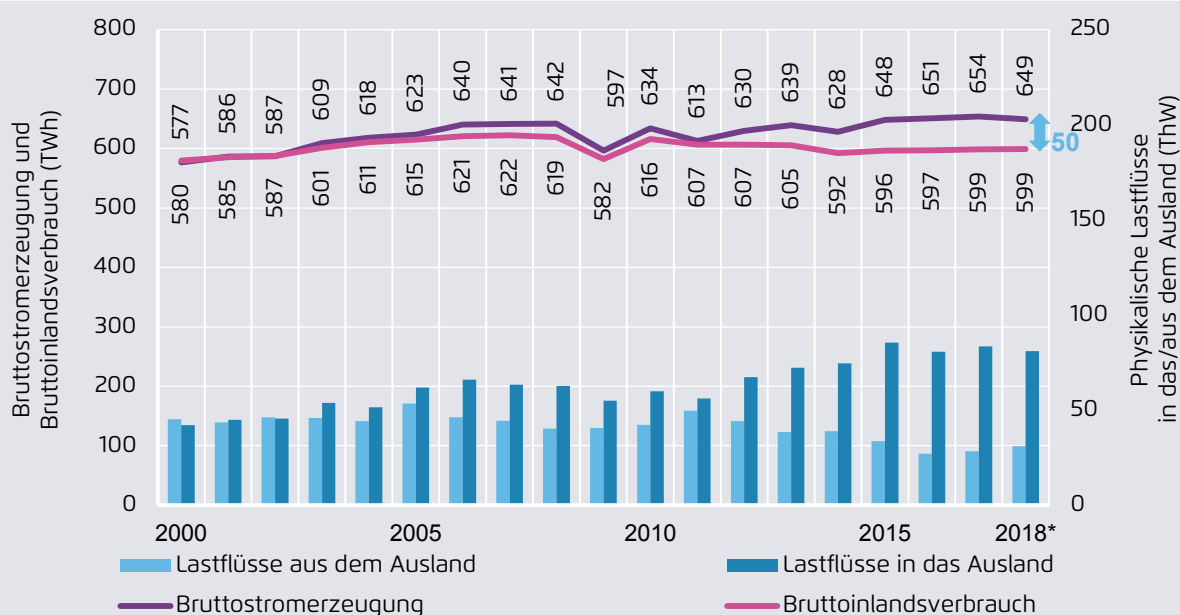
Der Primärenergieverbrauch aus Kohle und Kernenergie korrespondiert mit den Entwicklungen am Strommarkt, da diese Energieträger weitestgehend zur Stromerzeugung eingesetzt werden. Die größten Einbußen verzeichnete mit Abstand die Steinkohle-nutzung, die um 164 Petajoule (11,2 Prozent) zurückging und nur noch gut 10 Prozent des deutschen Primärenergieverbrauchs stellt. Neben einigen Kraftwerksstilllegungen wurde Steinkohle insbesondere in der Wärme- und Stromerzeugung zum einen durch

4 Statistisches Bundesamt (2018b)

Konstanter Stromverbrauch und leicht sinkende Stromproduktion:

Stromerzeugung, Stromverbrauch und Lastflüsse ins/aus dem Ausland von 2000 bis 2018

Abbildung 2-3



AG Energiebilanzen (2018b), *vorläufige Angaben

höhere Erneuerbare Energien und zum anderen aufgrund gestiegener Preise für Importkohle und Emissionszertifikate verdrängt. Damit fiel die Steinkohlenutzung auf den niedrigsten Wert in Deutschland seit Beginn der Energiestatistiken im Jahr 1950. Der Abschied von dem Energieträger, der in Westdeutschland das Wirtschaftswunder herbeigeführt hat, steht damit unmittelbar bevor – nicht nur im Bereich der Steinkohleförderung (wo die letzte Grube Ende 2018 geschlossen wurde), sondern auch im Bereich der Steinkohlenutzung. Im Gegensatz zum Sinkflug der Steinkohle ging der Braunkohleverbrauch nur leicht zurück, um 1,9 Prozent (29 Petajoule). Die Nutzung der Kernenergie blieb weitestgehend konstant.

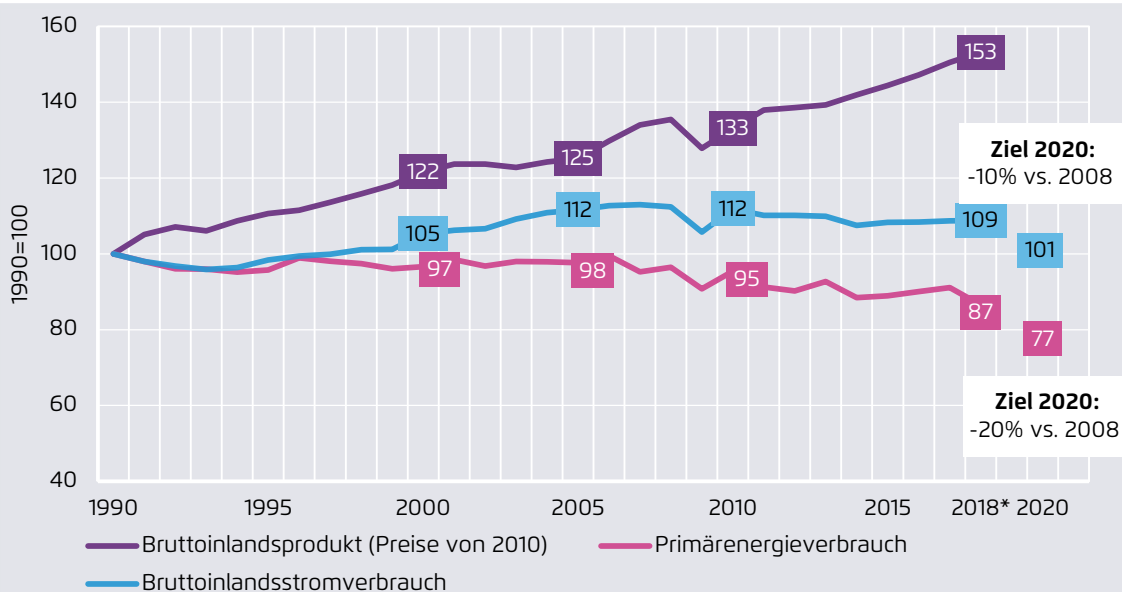
Die nur geringfügige Verschiebung der Anteile in Richtung Erneuerbare Energien zeigt, dass die Energiewende von den fossilen hin zu Erneuerbaren Energieträgern nur sehr schleichend verläuft. Erdgas, Öl, Braun- und Steinkohle decken zusammen noch

fast 80 Prozent des Energiemixes beim Primärenergieverbrauch. Und auch wenn die relevante Größe der Endenergieverbrauch ist – und nicht der Primärenergieverbrauch – so dürfte der Anteil Erneuerbarer Energien auch am Endenergieverbrauch im Jahr 2018 nur bei gut 16 Prozent gelegen haben. Zu einer vollständigen Energiewende, die nicht nur eine Stromwende ist, ist es daher noch ein weiter Weg.

Das Wirtschaftswachstum 2018 lag Schätzungen zufolge bei etwa 1,8 Prozent und damit etwa im Durchschnitt der vergangenen Jahre. Bemerkenswert ist, dass dieses Wachstum bei einem fünfprozentigen Rückgang des Primärenergieverbrauchs erfolgte – im Vorjahr war der Energieverbrauch bei einem Wirtschaftswachstum von 2,2 Prozent noch um 1,5 Prozent gestiegen. So erscheint es auf den ersten Blick, als wäre das Wirtschaftswachstum endlich vollständig vom Energieverbrauch entkoppelt. Aber: Nur die Verbrauchsminderungen bei Steinkohle

Milde Witterung und leichter Rückgang der Produktion bei einigen energieintensiven Industrien führen zu Rückgang des Energieverbrauchs trotz steigendem BIP: Bruttoinlandsprodukt, Primärenergieverbrauch und Bruttoinlandsstromverbrauch 1990–2018

Abbildung 2-4



AG Energiebilanzen (2018b/c), Statistisches Bundesamt (2018a), Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018a), *vorläufige Angaben/eigene Berechnungen

dürften nachhaltiger Natur sein. Die Reduktionen von Erdgas und Heizöl basieren zum Großteil auf der außerordentlich milden Witterung sowie den gestiegenen Rohstoffpreisen. Schon 2019 können diese beiden Effekte wieder in die umgekehrte Richtung wirken. Wollte die Bundesregierung das im Energiekonzept 2010 beschlossene Energieeffizienzziel für 2020 (minus 20 Prozent Primärenergieverbrauch gegenüber 2008) noch erreichen, so wäre eine Primärenergieverbrauchsreduzierung in der gleichen Größenordnung wie 2018 auch in den Jahren 2019 und 2020 notwendig.

2.2 Stromverbrauch

Der Bruttoinlandsstromverbrauch lag mit 599 Terawattstunden im Jahr 2018 auf dem Niveau des Vorjahres. Damit wurde der Wachstumstrend der vergangenen drei Jahre unterbrochen. Die inländische Bruttostromerzeugung sank zum ersten Mal seit 2014 und zwar um 5 Terawattstunden auf 649 Terawattstunden (minus 0,7 Prozent). Von dieser Stromerzeugung wurden per Saldo etwa 50 Terawattstunden in die Nachbarländer exportiert (minus 5 Terawattstunden), wobei 81 Terawattstunden physikalisch exportiert und 31 Terawattstunden importiert wurden. Der Anteil des inländisch produzierten Stroms, der in die deutschen Nachbarländer exportiert wird, betrug 2018 somit 7,7 Prozent, eine leichte Reduktion gegenüber dem Vorjahr (8,4 Prozent).

Die Stagnation des Stromverbrauchs dürfte das Ergebnis mehrerer sich ausgleichender Effekte sein: Die verbrauchssteigernde Wirkung des 1,8-prozentigen Wirtschaftswachstums fiel etwas moderater als noch im Jahr 2017 aus, in dem das Bruttoinlandsprodukt um 2,2 Prozent gewachsen war. Auch das, im Vergleich zum Vorjahr, geringere Bevölkerungswachstum hatte kaum noch verbrauchssteigernde Wirkungen (Anstieg der Bevölkerungszahl von Ende 2017 bis Mitte des Jahres 2018 um 0,1

Prozent auf 82,9 Millionen).⁵ Demgegenüber hatte die vergleichsweise milde Witterung einen senkenden Effekt auf den Stromverbrauch im Wärmesektor. Zudem führt der Trend von Verbrennungs-Kraftwerken hin zu Wind- und Solaranlagen automatisch zu geringeren Strom-Eigenverbräuchen im Kraftwerkssektor, was ebenfalls den Bruttostromverbrauch reduzierte. Daher wäre es voreilig, hier schon von tiefgreifenden Effizienzgewinnen und einer endgültigen Entkopplung von Wirtschaftswachstum und Energie- beziehungsweise Stromverbrauch auszugehen. Das von der Bundesregierung im Energiekonzept 2010 beschlossene Stromeffizienzziel für 2020 (minus 10 Prozent Bruttostromverbrauch gegenüber 2008) ist immer noch knapp 42 Terawattstunden entfernt und erfordert somit eine Minderung des Stromverbrauchs von insgesamt sieben Prozent in den Jahren 2019 und 2020. Angesichts einer durchschnittlichen Reduktion des Stromverbrauchs um jährlich 0,3 Prozent seit 2008 ist das Stromeffizienzziel wohl nicht mehr zu erreichen.

⁵ Statistisches Bundesamt (2018c)

3 Treibhausgasemissionen

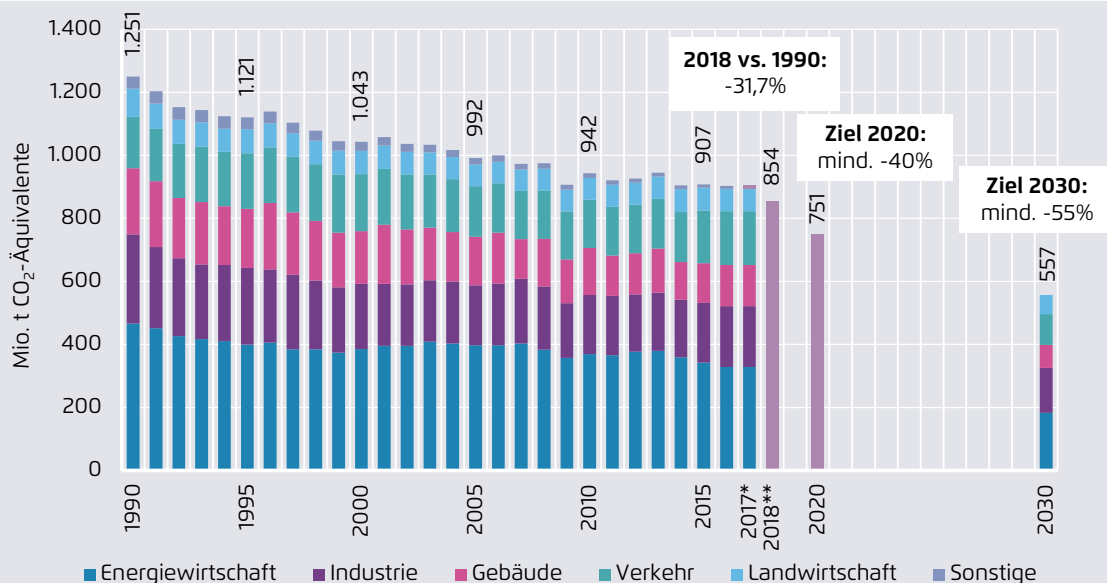
3.1 Gesamte Treibhausgasemissionen in Deutschland

Die Treibhausgasemissionen in Deutschland betragen 2018 gemäß erster Einschätzung etwa 854 Millionen Tonnen CO₂e. Sie lagen damit rund 50 Millionen Tonnen unter dem Vorjahresniveau (siehe Abbildung 3-1). Nachdem die Gesamtemissionen in den vergangenen vier Jahren recht konstant bei 900 Millionen Tonnen rangierten, trat 2018 eine Minderung ein, deren Größenordnung nur im Jahr 2009, dem Jahr der globalen Wirtschaftskrise, übertroffen wurde (damals wurden 68 Millionen Tonnen CO₂e weniger ausgestoßen als im Vorjahr). Damit lagen die Emissionen im Jahr 2018 um 31,7 Prozent unter dem Niveau von 1990, dem Basisjahr internationaler Klimaschutzabkommen. Dies ist eine ausgesprochen erfreuliche Nachricht für das Klima.

Dennoch lässt sich mit der in 2018 erzielten Minderung noch keine Trendwende beim Klimaschutz konstatieren. Denn die Gründe für den Rückgang der Emissionen liegen in verschiedenen, jahresspezifischen Extrembedingungen (siehe Kapitel zwei). So ist einzig der starke Rückgang des Steinkohleverbrauchs ein Trend, der sich auch nachhaltig auf zukünftige Emissionsbilanzen des Stromsektors auswirken wird. Demgegenüber stellen die Minderverbräuche bei Mineralöl und Erdgas eher eine Sondererscheinung dar, die schon 2019 wieder von gegenläufigen Entwicklungen konterkariert werden können. So waren es weniger eine verbesserte Effizienz im Gebäudebereich oder ein Trend zu emissionsarmen Fahrzeugen, sondern eher die außerordentlich milde Witterung und die gestiegenen Rohstoffpreise, die dafür sorgten, dass 2018 weniger Emissionen durch die Verbrennung von Erdgas

Die CO₂-Emissionen sinken um 50 Millionen Tonnen, dennoch bleibt das Klimaschutzziel 2020 schwer erreichbar: Treibhausgasemissionen nach Sektoren 1990–2018 sowie Klimaschutzziele 2020 und 2030

Abbildung 3-1



Umweltbundesamt (2018a), eigene Berechnungen, *vorläufige Angaben, **eigene Schätzung

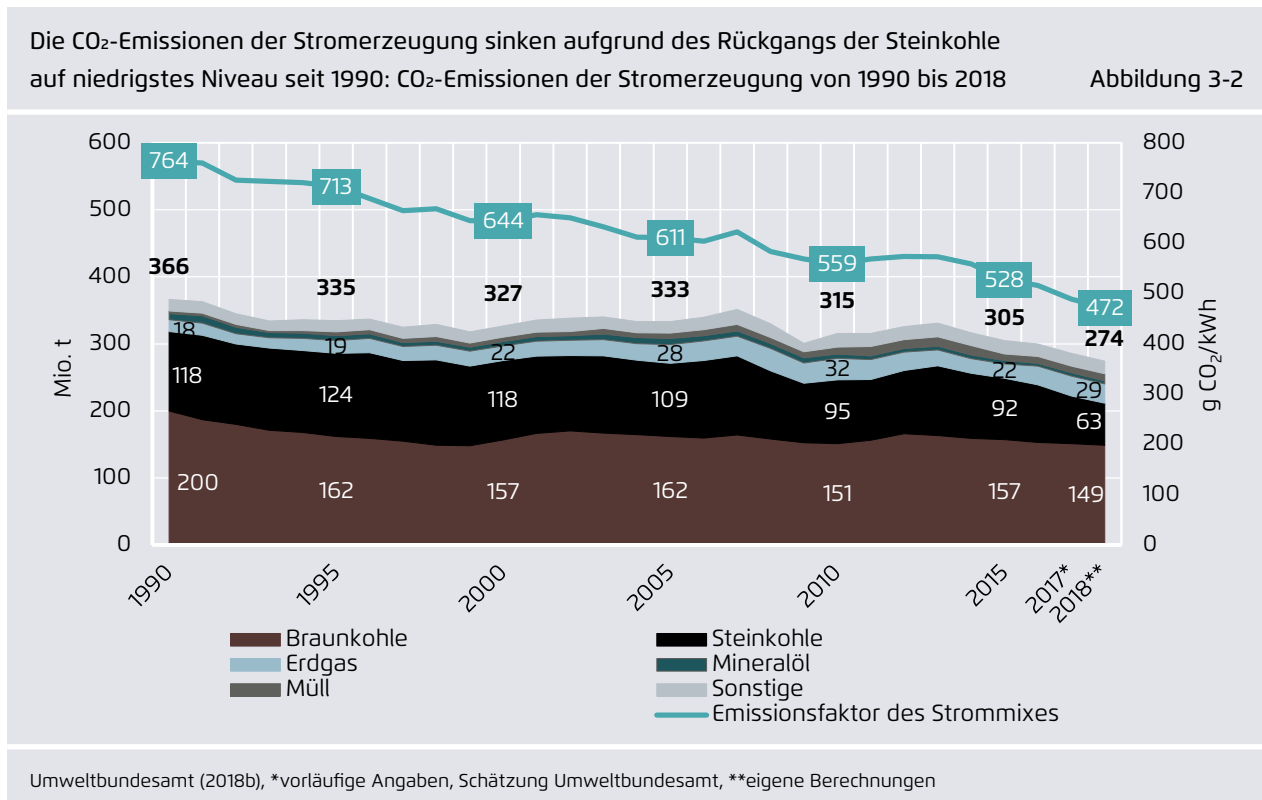
und Erdöl zu verzeichnen waren. Zudem war das Wirtschaftswachstum von 1,8 Prozent im Jahr 2018 nicht verbunden mit einer Produktionssteigerung im Bereich der energieintensiven Industrien, sondern es ist eher auf andere Wirtschaftssektoren zurückzuführen.

Solche Bedingungen wie 2018 sind nicht zwingend für die kommenden zwei Jahre zu erwarten. Es ist daher trotz der deutlich gesunkenen Emissionen 2018 nicht wahrscheinlicher geworden, dass Deutschland das ursprünglich für 2020 formulierte Klimaschutzziel (40 Prozent Emissionsminderung gegenüber 1990) noch erreichen wird – schließlich müssten noch 103 Millionen Tonnen an Emissionen reduziert werden, um das Ziel zu erreichen. Diese Lücke erfordert Emissionssenkungen von gut je 50 Millionen Tonnen in 2019 und 2020, das heißt die Minderungsleistung von 2018 müsste noch zweimal wiederholt werden. Dies ist aufgrund der bisherigen Klimaschutzmaßnahmen nicht zu erwarten – und

dass nochmals Extremeffekte ähnlich wie in 2018 auftreten werden, ist nicht allzu wahrscheinlich. Schreibt man den Trend von 2010 bis 2018 fort und glättet somit Sondereffekte aus einzelnen Jahren, erhält man eine Emissionsreduktion von etwa sechs Millionen Tonnen pro Jahr. Für das Jahr 2020 ist somit eine Emissionsreduktion von minus 32 Prozent anstatt von minus 40 Prozent zu erwarten.

3.2 CO₂-Emissionen der Stromerzeugung

Auch im Jahr 2018, und damit zum fünften Mal in Folge, sind die CO₂-Emissionen der Kraftwerke in der öffentlichen Versorgung zurückgegangen und zwar um schätzungsweise 10 Millionen auf 275 Millionen Tonnen CO₂ (siehe Abbildung 3-2). Dies entspricht einer Senkung von etwa 25 Prozent im Vergleich zum Niveau von 1990. Der CO₂-Emissionsfaktor des Strommix, bezogen auf die gesamte inländische Nettostromerzeugung, ist dementsprechend um



16,6 Prozent auf 472 Gramm CO₂ pro Kilowattstunde gesunken. Auch wenn die Minderung von 2016 auf 2017 deutlicher war, setzte sich die Substitution emissionsintensiver durch CO₂-ärmere Energiequellen im Stromsektor kontinuierlich fort.

Die Hauptursache für diese Entwicklung liegt, wie bereits in 2017, an einem deutlichen Rückgang der Steinkohleverstromung. Weitere Stilllegungen von Kraftwerken und der steigende Anteil Erneuerbarer Energien führten zu sinkenden Marktanteilen von Steinkohle. Zudem führten höhere Preise für Steinkohleimporte und für Emissionszertifikate zu einer zunehmenden Verdrängung von Steinkohlekraftwerken durch Gaskraftwerke (siehe Kapitel 5). Da Gaskraftwerke deutlich niedrigere spezifische Emissionen als Steinkohlekraftwerke aufweisen und die Stromproduktion der Gaskraftwerke im Gegensatz zu der von Steinkohlekraftwerken weitgehend konstant blieb, schlug sich dieser Effekt auf die Stromemissionsbilanz nieder.

Die Emissionen der Stromproduktion aus Braunkohlekraftwerken sinken seit 2014 zwar stetig, allerdings äußerst langsam: Im Schnitt vermindern sich die Emissionen aus der Verstromung von Braunkohle um zwei Millionen Tonnen pro Jahr. Auch das 2018 gestiegene CO₂-Preisniveau reicht noch nicht aus, um Braunkohlestrom aus dem Markt zu drängen, zumal die Grenzkosten von Braunkohlestrom in Deutschland immer noch vergleichsweise niedrig sind. Diese Entwicklung ist ein Anzeichen dafür, dass ohne zusätzliche politische Maßnahmen die Braunkohleverstromung in Deutschland wohl bis 2030 auf einem hohen Niveau verharren dürfte und auch danach nur sehr langsam zurückginge, mit einem Auslaufen weit nach 2050. Die Ergebnisse der Kohlekommission bezüglich des Kohleausstiegspfads und die Überführung der Ergebnisse in konkrete Gesetzgebung und Maßnahmen werden daher nicht nur einen erheblichen Einfluss auf die Treibhausgasemissionen des Stromsektors haben, sondern insgesamt die deutsche CO₂-Bilanz prägen.

4 Stromhandel und Preisentwicklungen in Europa

Deutschlands Stromexportsaldo war auch 2018 sehr hoch – 52,1 Terawattstunden wurden mehr exportiert als importiert. Dies entspricht 8,7 Prozent des deutschen Stromverbrauchs. Im Vergleich zum Vorjahr ist der Handelsbilanzüberschuss um etwa 8 Terawattstunden gesunken (siehe Abbildung 4-1). Bei einem durchschnittlichen Börsenstrompreis von etwa 44,5 Euro pro Megawattstunde hatten die Exporte im Jahr 2018 einen Wert von 3,8 Milliarden Euro. Der Wert der Importe betrug 1,83 Milliarden Euro bei einem Strompreis von durchschnittlich 55,3 Euro je Megawattstunde. Der Exportüberschuss betrug somit rund 2 Milliarden Euro. Das übertrifft den Wert des Exportüberschusses im Jahr 2017 in Höhe von 1,4 Milliarden Euro trotz des geringeren Stromexportaldos.

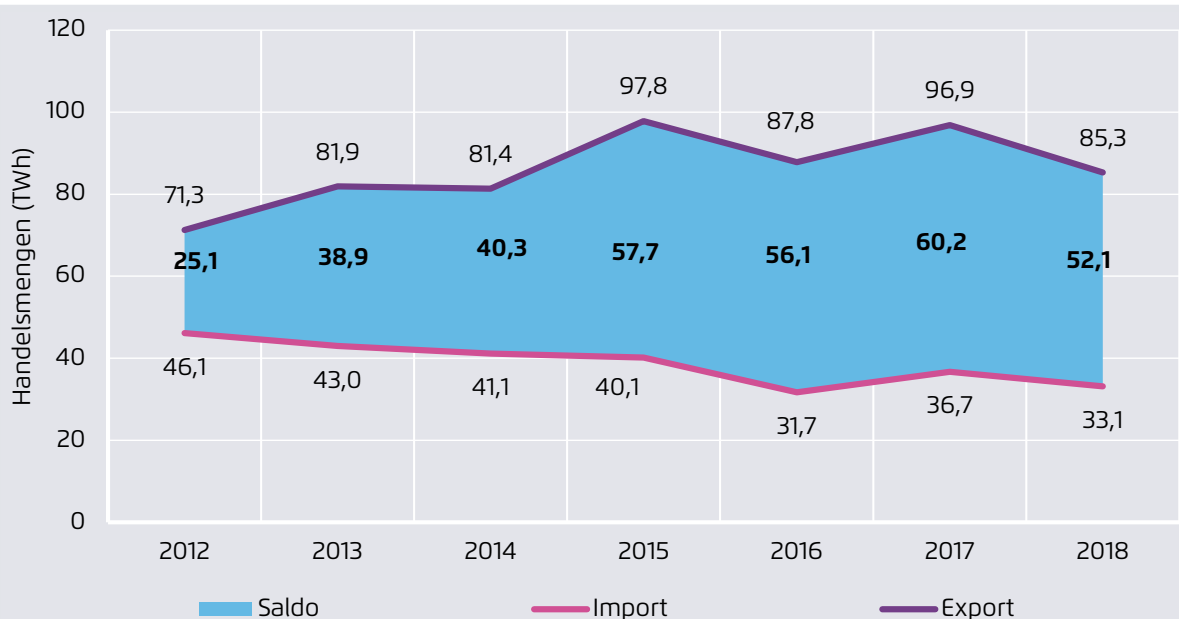
Die Senkung des Exportmengensaldos ist vor allem auf eine niedrigere Stromausfuhr nach Österreich,

Frankreich und die Schweiz zurückzuführen. Die Exporte in diese Länder hatten ein Volumen von 85,3 Terawattstunden, fast 11,6 Terawattstunden weniger als 2017 (Stand 28. Dezember 2018). Die Stromimporte aus dem Ausland sind mit 3,6 Terawattstunden weniger stark zurückgegangen und betragen 33,1 Terawattstunden. Unterstützt wurde diese Entwicklung durch höhere Strompreise im deutschen Stromgroßhandel, die wiederum auf den Anstieg der Preise für Gas, Steinkohle und CO₂-Emissionszertifikate zurückzuführen sind. Während Deutschland auch 2018 die zweitniedrigsten Börsenstrompreise in Europa nach den Ländern Skandinaviens hatte, ging die Preisdifferenz zu den westeuropäischen Nachbarländern im Vergleich zum Vorjahr zurück. So ist etwa der Unterschied zwischen den deutschen und den französischen Strompreisen von durchschnittlich zehn auf fünf Euro pro Megawattstunde

Die Stromexporte bleiben hoch, erreichen jedoch nicht den Rekordwert von 2017:

Entwicklung des grenzüberschreitenden Stromhandels in Deutschland von 2012 bis 2018

Abbildung 4-1



Eigene Berechnung auf Basis von ENTSO-E (2018, Stand 28.12.18); es werden kommerzielle Stromhandelsflüsse dargestellt

gesunken – mit entsprechend geringeren Exporten von Deutschland nach Frankreich. Die geringeren Exporte nach Österreich sind wiederum auf die Aufspaltung der deutsch-österreichischen Strompreiszone am 1. Oktober 2018 zurückzuführen. Seither gibt es einen Strompreis für Deutschland und Luxemburg einerseits und einen für Österreich andererseits, wobei zwischen beiden Preiszonen eine Handelskapazität von 4.900 Megawatt garantiert wird.

Der Preiszonensplit erfolgte aus zwei Gründen: Zum einen wurden auf deutscher Seite eine stetig steigende Anzahl an Netzeingriffen notwendig, um österreichischen Kunden trotz der vorhandenen Netzengpässe die gleichen Strompreise zu garantieren wie sie in Deutschland vorherrschen. Dies hat die *Redispatch*-Kosten in Deutschland erheblich erhöht. Zum anderen waren *Loop-Flows* von Deutschland durch Polen und Tschechien nach Österreich, verursacht durch ungenügende Netzinfrastruktur an der deutsch-österreichischen Grenze, ursächlich. Diese

Ringflüsse hatten in Polen und Tschechien die Netze belastet, ohne einen Handelsnutzen zu bringen. Nach der Trennung der Strompreiszone herrscht zwischen Deutschland und Österreich zwar nach wie vor reger Stromhandel, aber nicht mehr unbegrenzt, sondern nur noch entsprechend der tatsächlich existierenden Kapazität der Grenzkuppelstellen. Die Folge sind etwa 15 Prozent höhere Großhandelsstrompreise in Österreich als in Deutschland seit Oktober 2018 (siehe Abbildung 4-4), da in Österreich nun häufiger Gaskraftwerke preissetzend wirken, während es in Deutschland nach wie vor überwiegend Kohlekraftwerke sind.

Die Struktur der Handelsflüsse von und nach Deutschland hat sich im Vergleich zu 2017 nicht stark gewandelt (siehe Abbildung 4-2): Die Richtungen der Handelssalden sind – mit Ausnahme von Polen – gleich geblieben, allerdings haben sich die Dimensionen geändert. So heißen die größten Stromabnehmerländer nach wie vor Österreich, Frankreich

Die Struktur der Handelsflüsse bleibt ähnlich, aber die Dimensionen ändern sich:

Der Stromaußenhandel mit den Nachbarländern in den Jahren 2017 und 2018 im Vergleich

Abbildung 4-2

	TWh 2017			TWh 2018		
	Import von	Export nach	Saldo	Import von	Export nach	Saldo
Schweden	2,2	0,3	-1,9	1,2	0,3	-0,9
Österreich	10,6	42,4	31,8	10,1	35,0	25,0
Schweiz	3,1	11,6	8,6	4,8	8,8	4,0
Tschechien	7,7	5,1	-2,5	6,5	4,9	-1,5
Dänemark	6,3	3,9	-2,3	5,6	5,2	-0,4
Frankreich	3,8	17,5	13,7	3,8	12,7	8,9
Niederlande	1,2	10,7	9,6	0,4	13,0	12,5
Polen	1,9	0,8	-1,0	0,6	1,4	0,9
Luxemburg	0,1	4,5	4,3	0,2	3,8	3,7
Summe	36,7	96,9	60,2	33,1	85,3	52,1

Eigene Berechnung auf Basis von ENTSO-E (2018, Stand 28.12.18); es werden kommerzielle Stromhandelsflüsse dargestellt

und die Niederlande. Während weniger Strom nach Frankreich und Österreich floss, stiegen die Exporte in die Niederlande um 3 Terawattstunden. Nach der Teilung des deutsch-österreichischen Marktgebietes zum 1. Oktober wurden im letzten Quartal 2018 im Schnitt 0,7 Terawattstunden pro Monat weniger nach Österreich exportiert als noch in den ersten drei Quartalen. Die Mehrexporte in die Niederlande lassen sich durch die Kernkraftwerksausfälle im November in Belgien erklären: Da die direkte Stromverbindung zwischen Belgien und Deutschland erst zum Jahr 2020 in Betrieb geht¹, fließen derzeit Importe nach Belgien über die Niederlande. In Richtung Polen

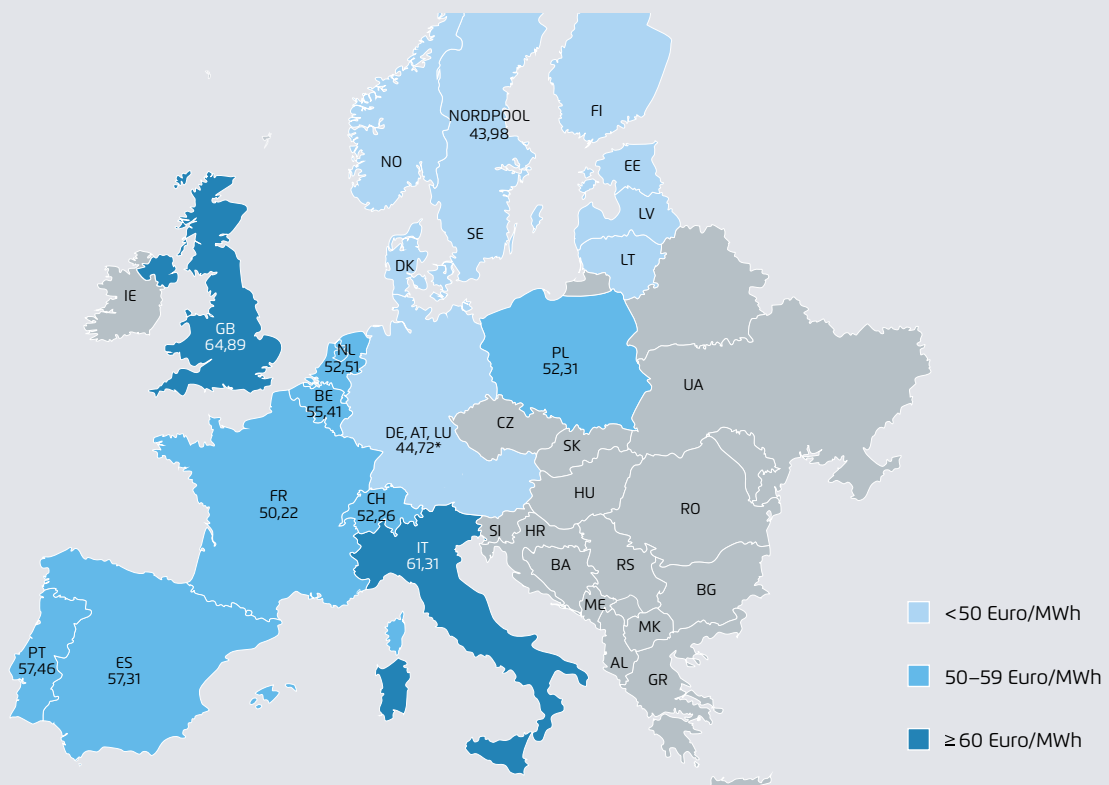
hat sich das Stromhandelssaldo umgekehrt – war Deutschland 2017 noch Nettoimporteur von 1 Terawattstunde, wurden 2018 im Saldo 0,9 Terawattstunden nach Polen exportiert. Der Grund dafür ist das niedrigere Strompreinsniveau in Deutschland und die Tatsache, dass die Strom-Phasenschieber an der deutsch-tschechischen und deutsch-polnischen Grenze nunmehr alle installiert wurden. Ihr Zweck ist die Vermeidung ungeplanter Stromflüsse durch die Nachbarländer; durch ihre Installation ist nun wieder vermehrt Stromhandel in beiden Richtungen möglich.

Ein Blick in die Daten der verschiedenen Börsen zeigt, dass die durchschnittlichen Strompreise (*Day-ahead*) in Deutschland und allen Nachbar-

1 Amprion (2018)

Deutschland hat die zweitniedrigsten Börsenstrompreise in Europa: Die Großhandelsstrompreise der europäischen Nachbarstaaten im Vergleich

Abbildung 4-3



Eigene Berechnung auf Basis von EPEX-SPOT (2018a), Nordpool (2018), Belpex (2018), OMEL (2018), Mercato Elettrico (2018), APX (2018), POLPX (2018, Stand 28.12.18), *Berechnung des Durchschnittspreises für die Preiszone DE/AT/LU: siehe Fußnote 2

staaten im Vergleich zum Jahr 2017 im Schnitt um knapp zehn Euro pro Megawattstunde gestiegen sind (siehe Abbildung 4-3). Den stärksten prozentualen Anstieg des Großhandelsstrompreises mit rund 50 Prozent (14,55 Euro pro Megawattstunde) verzeichneten die nordischen und baltischen Staaten (Nordpool-Strombörse). Vor allem die Trockenheit im Sommer und die damit verbundene Minderproduktion der Wasserkraftanlagen trieben die Preise dort in die Höhe. Dennoch blieben die Strompreise in Skandinavien 2018 im Mittel mit knapp 44 Euro pro Megawattstunde abermals auf dem niedrigsten Niveau ganz Europas.

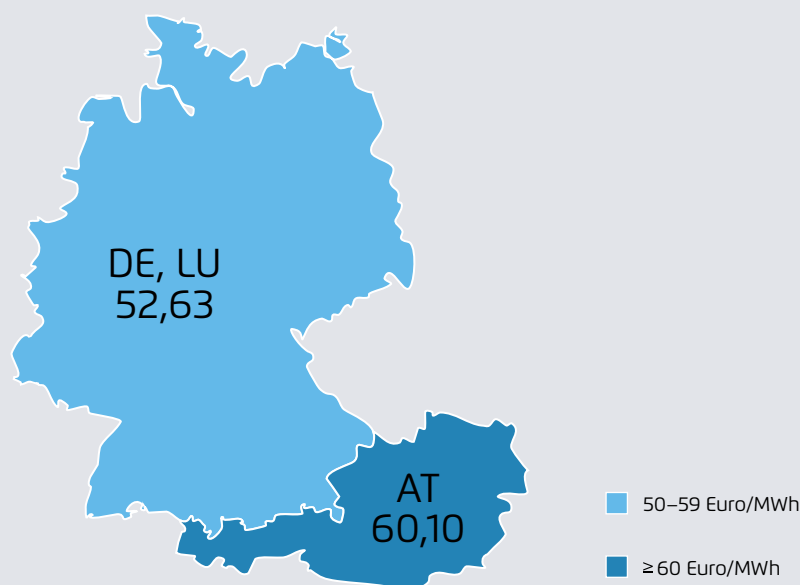
Mit einem Zuwachs von 15,3 Euro pro Megawattstunde hat Polen den höchsten absoluten Strompreisanstieg zu verzeichnen. Ursache hierfür ist der Strommix, der zu mehr als zwei Dritteln von Stein- und Braunkohle dominiert wird – trotz eines langsam steigenden Erneuerbaren-Energien-Anteils. Daher schlugen die gestiegenen Rohstoff- und CO₂-

Preise sich im Börsenstrompreis nieder. Die *Day-ahead*-Preise im deutsch-luxemburgischen (bis zum 30. September 2018 im deutsch-luxemburgisch-österreichischen) Marktgebiet sind aus ähnlichen Gründen gestiegen, doch wegen der hohen Erneuerbare-Energien-Anteile in geringerem Ausmaß. Somit blieb das hiesige Marktgebiet im Jahr 2018 mit 44,7 Euro pro Megawattstunde² die Region mit den zweitniedrigsten Börsenstrompreisen – nach den nordischen und baltischen Ländern, deren Strom an der Nordpool-Strombörse gehandelt wird. In Großbritannien lagen die stündlichen Strompreise 2018 mit 64,9 Euro pro Megawattstunde am höchsten. Sie übertrafen sogar noch die bisherigen Spitzenreiter Italien, Portugal und Spanien.

² Berechnung: Mittelwert aus Börsenstrompreisen der Preiszone DE-LU-AT der ersten drei Quartale 2018 und der gesamtverbrauchsgewichteten Börsenstrompreise der Preiszonen DE-LU und AT des letzten Quartals 2018.

Österreichs Großhandelsstrompreise entfernen sich deutlich von denen in Deutschland:
Die Großhandelsstrompreise nach der Trennung der einheitlichen Preiszone DE-AT

Abbildung 4-4



Eigene Berechnung auf Basis von EPEX-SPOT (2018a), Mittelwerte nach Preiszonenteilung Oktober bis Dezember (Stand 28.12.18)

Die britische Spitzenposition hat drei wesentliche Ursachen: Erstens erhöhte Großbritannien den in 2018 deutlich gestiegenen CO₂-Preis des europäischen Emissionshandelssystems zusätzlich um 18 Pfund pro Tonne CO₂ in Form eines nationalen *Carbon Price Supports*, der seit 2013 als Steuer auf Brennstoffe zur Stromerzeugung erhoben wird. Zweitens hat der seit 2012 stetige und starke Rückgang der Kohleverstromung zu einer größeren Abhängigkeit des Strompreises vom Gaspreis geführt. Und drittens stieg der Gaspreis im Jahr 2018 teils um mehr als 50 Prozent. Aufgrund der Insel-lage Großbritanniens sind Ausgleichseffekte mit dem europäischen Festland derzeit noch stark begrenzt; da 2019 und 2020 weitere Interkonnektoren zwischen Großbritannien einerseits und Frankreich, Belgien und Norwegen andererseits fertig gestellt werden sollen, dürften diese Differenzen in den Folgejahren jedoch geringer werden.

Auch weiterhin ist ein preisliches Nord-Süd-Gefälle zu erkennen: Nordeuropa weist niedrige, Südeuropa hingegen hohe Strompreise auf. Deutschland, Frankreich, Polen und die Benelux-Länder liegen in der Mitte. Großbritannien gehört als Sonderfall aufgrund seiner Inselsituation in diesem Kontext in die Kategorie der südeuropäischen Länder. Denn hier wie dort hielten vergleichsweise hohe Gaspreise, bei einer überwiegend auf Gaskraftwerken basierenden Stromversorgung, die Stromgroßhandelspreise auf einem relativ hohen Niveau.

Durch den trockenen Sommer und die geringe Stromerzeugung aus Wasserkraft in Skandinavien sowie durch die gestiegenen CO₂-Preise, welche die Stromproduktion der preissetzenden Kohlekraftwerke in Deutschland und Polen verteuert haben, war die Preiskluft zwischen Nord und Süd jedoch nicht mehr so stark ausgeprägt wie noch 2017.

5 Strom- und Brennstoffpreisentwicklung in Deutschland

5.1 Energiepreise auf dem Weltmarkt

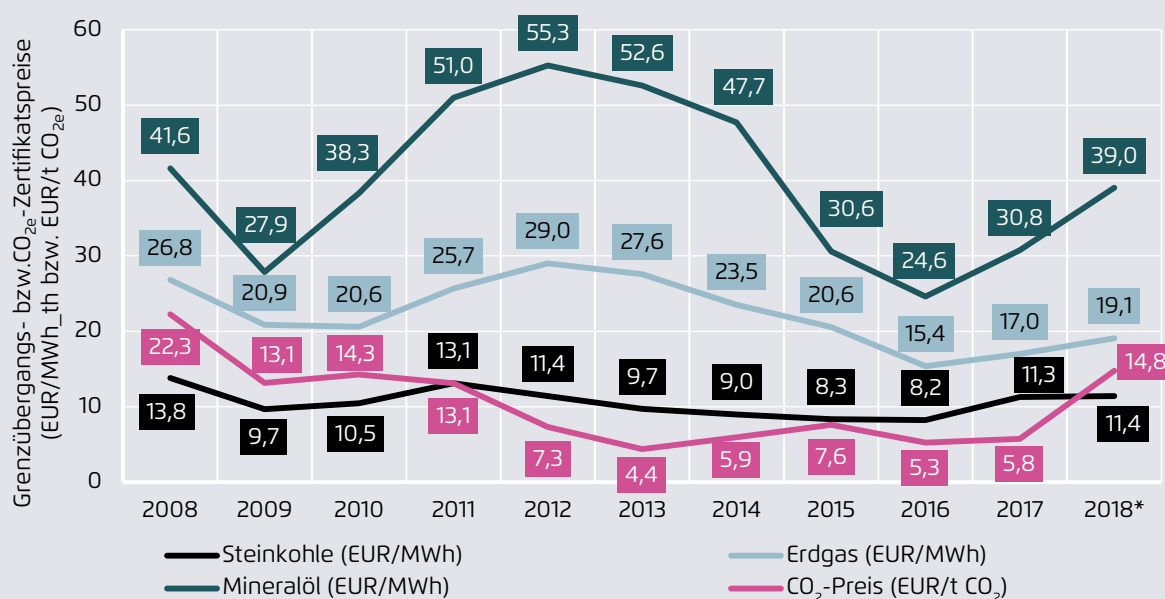
Der Preis für Rohöl dem Weltmarkt legte 2018 im Jahresdurchschnitt deutlich zu. Nach einer kontinuierlichen Steigerung seit Beginn des Jahres überschritten die Preise der Sorte Brent im September die Marke von 80 US-Dollar je Barrel. Ursachen hierfür waren die Förderkürzungen der OPEC sowie die unsichere politische Lage im Mittleren Osten. Zum Jahresende hin sind die Ölpreise am Weltmarkt jedoch wieder deutlich gefallen. Die Ausweitung der Fördermengen in Nordamerika und der OPEC hat zum Verfall der Preise seit Anfang Oktober geführt. Im Jahresmittel lagen die Importpreise frei deutsche Grenze bei 39 Euro je Megawattstunde und damit etwa ein Drittel über dem Durchschnitt des Vorjahres.

Der feste notierende Kurs des Euro im Verhältnis zum US-Dollar federte die Preissteigerung am Weltmarkt im Euroraum dabei leicht ab. Insgesamt haben sich die Ölpreise damit, wie zuletzt 2010, auf einem mittleren Niveau bewegt – zwischen dem Hochpreis-Niveau der Jahre von 2011 bis 2014 und den Niedrigpreisen der Jahre von 2015 bis 2017.

In Folge des Anstieges des Ölpreises stiegen 2018 auch die Importpreise für Erdgas. Die Ausschläge des Gaspreises fielen jedoch in der Entwicklung immer geringer aus als bei den Ölpreisen (siehe Abbildung 5-1). Der Importpreis für Steinkohle ist hingegen in Deutschland auf dem Niveau des Jahres 2017 geblieben; die Angebots- und Nachfragesituation auf dem Weltmarkt veränderte sich nicht. Einem rückläufigen

Die Preise von Öl, Gas und CO₂-Zertifikaten steigen stärker an als im Jahr 2017:
Importpreise für Erdgas, Steinkohle und Mineralöle sowie Emissionszertifikatspreise

Abbildung 5-1



Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2018a/b/c), Deutsche Emissionshandelsstelle (2018), eigene Berechnungen, *vorläufige Angaben

Bedarf in den Industrienationen stand ein weiterwachsender Bedarf in den Schwellen- und Entwicklungsländern gegenüber.

Im Zuge der Reform des europäischen Emissionshandelssystems (ETS) sind die Preise für CO₂-Emissionen im Jahr 2018 deutlich gestiegen. Seit 2017 verdreifachten sich die Preise auf durchschnittlich 15 Euro je Tonne CO₂ beinahe. Im Jahresverlauf stiegen die Preise sogar deutlich über die Marke von 20 Euro je Tonne CO₂.

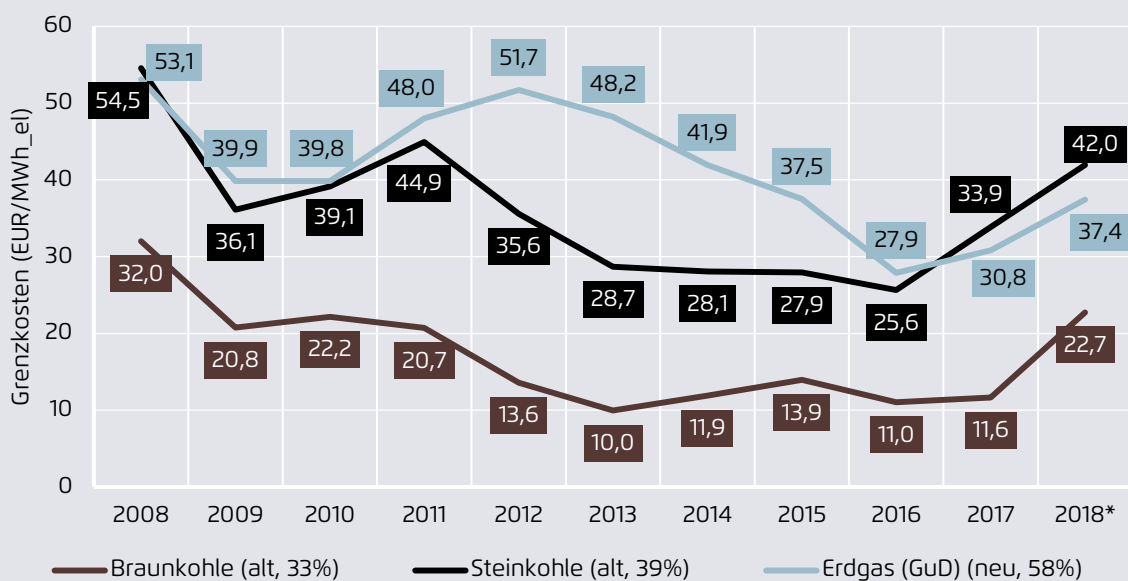
Die 2018 beschlossene Reform des ETS sorgt über drei Mechanismen dafür, dass es am CO₂-Markt künftig mehr Knappheit geben wird: Zum einen sinkt die ausgegebene Menge an Zertifikaten von 2021 an um jährlich 2,2 Prozent. Zum zweiten werden überschüssige Zertifikate stärker als bisher von der Marktstabilitätsreserve aufgenommen und – sofern der Zertifikateüberschuss weiterhin anhält – von 2023 an auch gelöscht. Zudem können Mitgliedstaat-

ten Zertifikate, die durch die Stilllegung von Kohlekraftwerken frei werden, vom Markt nehmen. In Summe führen die Maßnahmen dazu, dass die Menge an CO₂-Zertifikaten trotz heute noch bestehender Überschüsse mittelfristig deutlich sinkt. Die Marktakteure nehmen diese Entwicklung augenscheinlich schon heute vorweg, wodurch der CO₂-Preis bereits 2018 deutlich gestiegen ist.

5.2 Strompreis-Entwicklung

Der Anstieg der CO₂-Preise hat im Jahr 2018 die Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern merklich verteuert. Trotz deutlich gestiegenem Gaspreis blieb die Stromerzeugung mit alten Steinkohlekraftwerken teurer als die Verstromung von Gas in modernen Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerken (GuD-Kraftwerken, siehe Abbildung 5-2). Der Grund dafür ist, dass alte Steinkohlekraftwerke mehr als doppelt so viel CO₂ pro erzeugter Kilowattstunde

Aufgrund der höheren CO₂-Preise sind neue Gaskraftwerke wettbewerbsfähiger als alte Steinkohlekraftwerke: Grenzkosten für neue Erdgas-, alte Braunkohle- und alte Steinkohlekraftwerke Abbildung 5-2



Bundesamt für Ausfuhrkontrolle (2018a/b), Deutsche Emissionshandelsstelle (2018/2006), Öko-Institut (2017), Wirkungsgrad in Klammern, *eigene Berechnungen/vorläufige Angaben

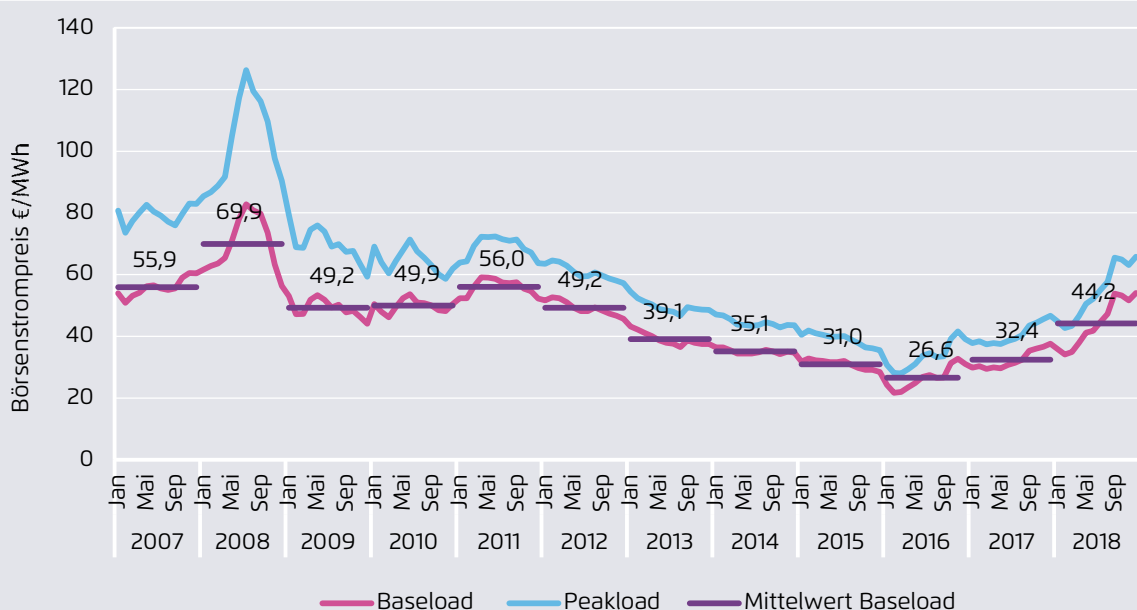
ausstoßen wie moderne Gaskraftwerke. In der Konsequenz hält der Rückgang der Steinkohlestromerzeugung weiter an (vergleiche Kapitel 1).

Die Grenzkosten für die Verstromung von Braunkohle als CO₂-intensivstem Energieträger sind 2018 am stärksten gestiegen – gegenüber dem Vorjahr haben sie sich aufgrund der Preisentwicklung bei den CO₂-Zertifikaten verdoppelt. Somit dürfte sich auch die wirtschaftliche Situation der Braunkohlekraftwerke merklich verschlechtert haben. Trotzdem blieb die Braunkohleverstromung mit Abstand die kostengünstigste Form der fossilen Stromerzeugung in Deutschland – während die Grenzkosten der Stromerzeugung eines neuen Gaskraftwerks 2018 bei rund 37 Euro je Megawattstunde lagen, beliefen sich diejenigen eines alten Braunkohlekraftwerks auf 22 Euro pro Megawattstunde (siehe Abbildung 5-2). Eine Reduktion der Braunkohlestromerzeugung ist daher nur bei einem deutlich höheren CO₂-Preis oder durch ordnungspolitische Maßnahmen zu erwarten.

Der gestiegene Preis für CO₂ ist auch die Hauptursache für den deutlichen Anstieg der Strompreise auf dem Terminmarkt. Die Strompreise für das Produkt „Lieferung eines *Baseload*-Strombands im jeweils nächsten Jahr“ sind im Jahr 2018 im Vergleich zu 2017 um mehr als ein Drittel auf über 44 Euro je Megawattstunde gestiegen. Damit hat sich der Trend der steigenden Strombörsenpreise – wie von vielen Marktakteuren vorhergesagt – fortgesetzt. Der Strom an der Börse kostete 2018 somit mehr als in den vergangenen fünf Jahren – höher als 2018 waren die Börsenstrompreise nur 2012. Während jedoch in den vergangenen Jahren die Brennstoffpreise die Entwicklung des Börsenstrompreises bestimmt haben, waren in diesem Jahr die CO₂-Preise maßgeblich. Die gestiegenen Preise für CO₂-Emissionen in Verbindung mit steigenden Anteilen Erneuerbarer Energien haben auch dazu geführt, dass weitere ältere Steinkohlekraftwerke stillgelegt wurden – jedoch in einem geringeren Ausmaß als in den Vorjahren. Waren im Jahr 2017 noch Steinkohlekraftwerke mit

Deutlicher Preisanstieg bei den Börsenstrompreisen im Jahr 2018, aufgrund der gestiegenen Gas- und CO₂-Preise: Rollierender Jahresfuture für die Jahre 2007 bis 2018

Abbildung 5-3



Eigene Berechnung auf Basis von EEX (2018, Stand 28.12.18)

einer Gesamtleistung von mehr als zwei Gigawatt vom Netz genommen worden, so wurden im Jahr 2018 lediglich knapp 900 Megawatt abgeschaltet. Eine Ursache für die rückläufigen Stilllegungen kann auch in der Arbeit der Kohlekommission liegen, die unter anderem über mögliche Entschädigungen für Kraftwerksstilllegungen aus Klimaschutzgründen berät. Jedenfalls dürfte die Verknappung des Kraftwerksbestands im Jahr 2018 kaum ein Faktor für steigende Strompreise im Großhandel gewesen sein.

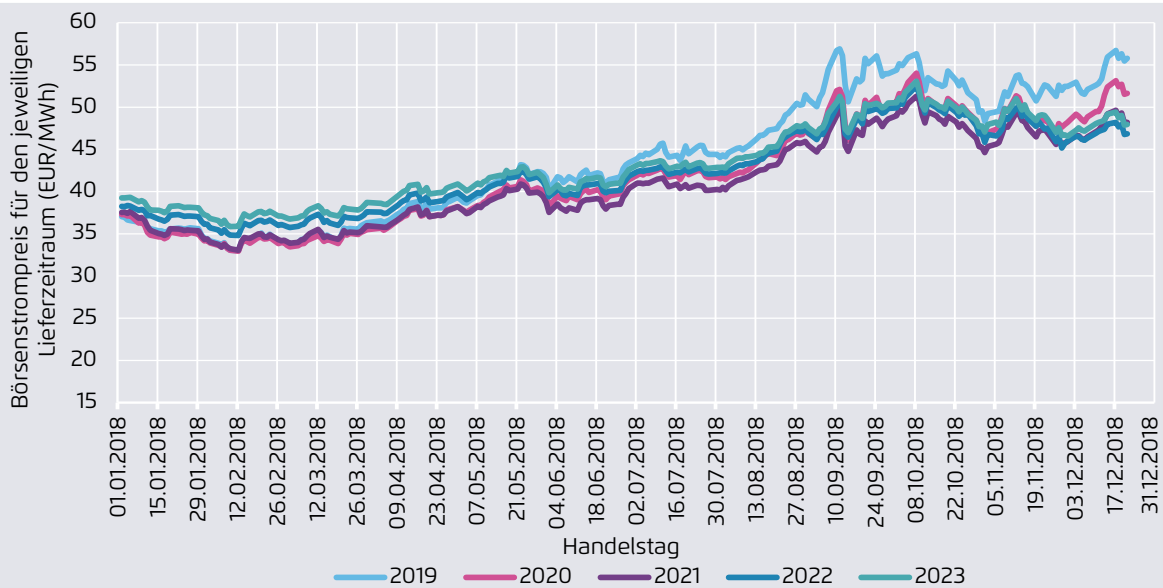
Der Aufwärtstrend bei den CO₂-Preisen prägte auch die Entwicklung der Strompreise für Lieferjahre nach 2018. Für die Lieferjahre 2019 bis 2023, für die schon Strommengen an der Börse gehandelt werden, folgten die Notierungen der Entwicklung der CO₂-Preise im Jahresverlauf. Die Marktteilnehmer rechneten dabei mit sinkenden Strompreisen in den kommenden Jahren (siehe Abbildung 5-4) – so wurde Strom Ende 2018 für 2019 mit 56 Euro je Megawattstunde gehandelt, während man Strom für 2023 für 48 Euro

erhalten konnte. Dies ist insofern bemerkenswert, als dass Ende 2022 die letzten Kernkraftwerke abgeschaltet werden und viele Analysen davon ausgegangen waren, dass anschließend die Strompreise steigen würden. Augenscheinlich haben die Marktakteure hier eine andere Einschätzung, möglicherweise in Erwartung zusätzlicher Erneuerbare-Energien-Anlagen, die die Börsenstrompreise drücken würden. Mit dem Anstieg der CO₂-Preise von 8 Euro je Tonne Anfang des Jahres 2018 auf knapp 25 Euro je Tonne Anfang September sind die *Future*-Notierungen ebenfalls gestiegen. Weil in Deutschland im Mittel ältere Steinkohlenkraftwerke den Preis setzen, schlägt sich jeder Euro Steigerung bei den CO₂-Preisen mit etwa 0,8 bis 0,85 Euro auf jede Megawattstunde im Stromgroßhandel nieder. Der Großteil der Steigerungen der *Future*-Notierungen geht somit auf das Konto der CO₂-Preisentwicklung.

Im Jahresverlauf 2018 verteuerten sich die Preise für das Lieferjahr 2019 überdurchschnittlich. Ausschlag-

Stromlieferungen in der Zukunft kosten etwa 50 Euro pro Megawattstunde, werden aber trotz Atomausstiegs künftig immer billiger: Future-Preise im Handelsjahr 2018 für die Jahre von 2019 bis 2023

Abbildung 5-4



EEX (2018, Stand 28.12.18)

gebend war, dass die Verfügbarkeit von Kernkraftwerken in Belgien und zum Teil auch in Frankreich über das Jahr 2018 hinaus in Frage steht. Folglich wird eine Verknappung des Angebots in Zentraleuropa erwartet, die auch höhere Preise im deutschen Marktgebiet nach sich ziehen kann. Zudem lassen die geringen Niederschläge seit dem Sommer 2018 Auswirkungen auf die Verfügbarkeit der Wasserkraft in 2019 erwarten. Insbesondere niedrige Füllstände bei den Speicherwasserkraftwerken in den Alpen und in Nordeuropa lassen eine geringere Verfügbarkeit der Wasserkraft über 2018 hinaus erwarten.

5.3 Einfluss auf Beschaffungskosten und Endkundenpreise

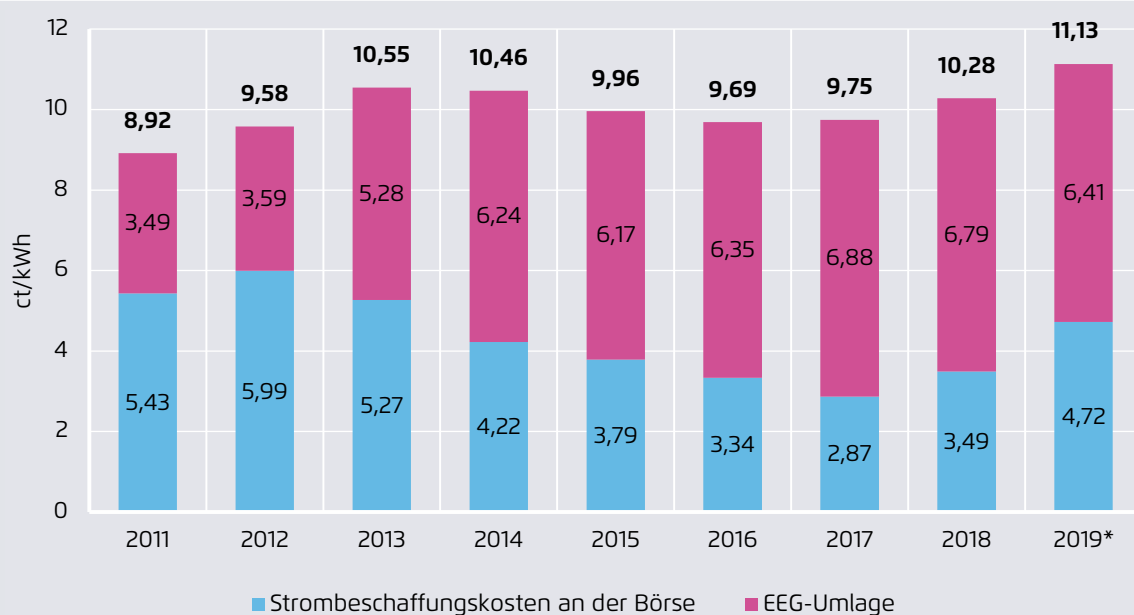
Die Summe aus Strombeschaffungskosten und der Umlage nach dem Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG-Umlage) ist im Jahr 2018 für das Jahr 2019 abermals leicht gestiegen (siehe Abbildung 5-5). Die

Beschaffungskosten werden dabei vereinfacht als Mittelwert der im Jahr 2018 gehandelten *Futures* für die Stromlieferung im Jahr 2019 abgebildet. Dabei werden für die Berechnung 70 Prozent des *Futures* für *Base* (täglich 0 bis 24 Uhr) und 30 Prozent für die Lieferung *Peak* (werktags 8 bis 20 Uhr) angesetzt.

Die Summe aus Großhandelsstrompreis und EEG-Umlage steigt 2019 im Vergleich zum Vorjahr an. Der Strompreisanstieg im Großhandel wird dabei allerdings durch eine im Jahr 2019 gesunkene EEG-Umlage abgefedert (mit steigenden Strompreisen fällt die EEG-Förderung für Strom aus Erneuerbaren-Energien-Anlagen geringer aus, daher sinkt die EEG-Umlage 2019 um mehr als 0,3 Cent je Kilowattstunde). Da die Preise für Strom im Großhandel jedoch stärker gestiegen sind als die EEG-Umlage gesunken ist, steigt die Summe aus Großhandelsstrompreis und EEG-Umlage im Vergleich zum Vorjahr an, und zwar um 0,85 Cent je Kilowattstunde (siehe Abbildung 5-5). Zusätzlich hat der positive

Anstieg der Strombeschaffungskosten überkompensiert den Rückgang der EEG-Umlage:
Strombeschaffungskosten und EEG-Umlage in den Jahren 2011 bis 2018

Abbildung 5-5



EEX (2018), Bundesnetzagentur (2018c), *Schätzung: 70 Prozent Frontjahresfuture (Base), 30 Prozent Frontjahresfuture (Peak) (Stand 28.12.18)

Kontostand des EEG-Kontos zum 30. September 2018 von knapp 3,7 Milliarden Euro zur deutlichen Senkung der Umlage beigetragen.

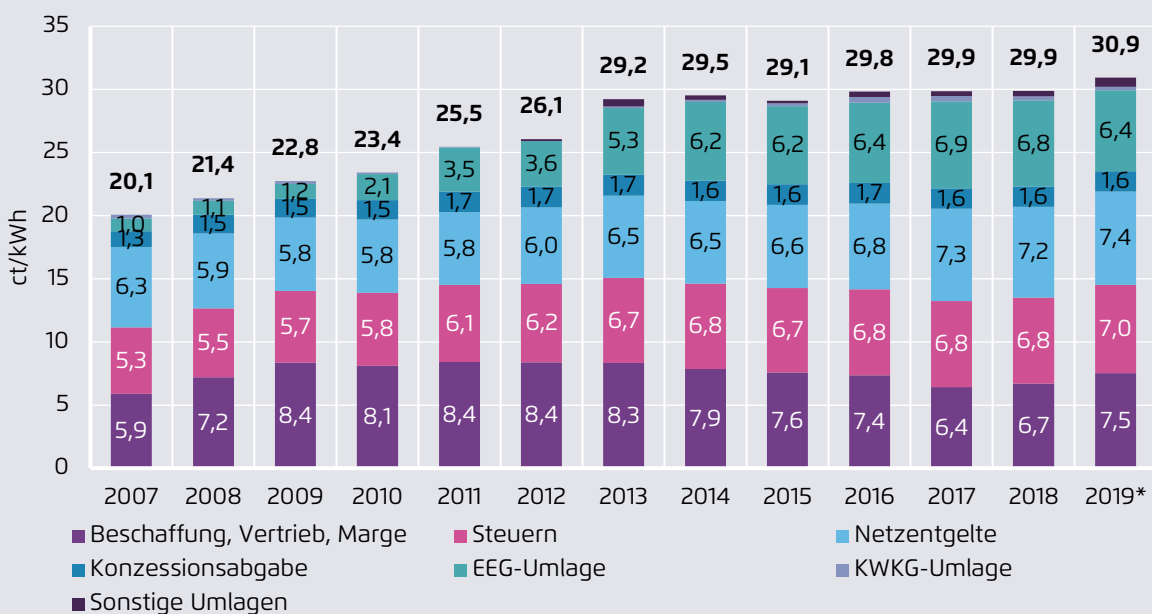
Die Haushaltsstrompreise steigen im Jahr 2019 aufgrund des gestiegenen Börsenstrompreises um etwa vier Prozent an (siehe Abbildung 5-6). Für einen Vier-Personen-Haushalt mit einem jährlichen Strombedarf von 3.500 Kilowattstunden überschreiten sie im Mittel die Marke von 30 Cent je Kilowattstunde deutlich (siehe Abbildung 5-6). Im Jahr 2019 wird ein solcher Muster-Haushalt demnach etwa 35 Euro mehr für Strom ausgeben müssen als 2018.

Neben den gestiegenen Strombeschaffungskosten legen auch die Netzentgelte im Durchschnitt um etwa drei Prozent zu. Bei den Netzentgelten führen insbesondere höhere Ausgaben für den Netzausbau und für die Betriebsmittel zur Integration der Erneuerbaren Stromerzeugung seit zehn Jahren

zu kontinuierlichen leichten Kostensteigerungen. Die Haftungsumlage für die Offshore-Windenergie, über die zukünftig auch die Netzanbindungskosten für die Offshore-Anlagen gewälzt wird, steigt dadurch ebenfalls deutlich an. Alle anderen Preisbestandteile wie die Kraft-Wärme-Kopplungs-Umlage (KWK-Umlage), Konzessionsabgaben und Stromsteuer bleiben weitgehend unverändert. Die Verteuerung der Haushaltsstrompreise verdeutlicht, dass ohne eine grundlegende Veränderung der Bepreisung von Energie die stärkere Nutzung von Strom im Rahmen der Sektorkopplung zum Einsatz im Verkehrs- und Wärmesektor oder zur Herstellung von grünen synthetischen Brennstoffen (*Power-to-Gas* beziehungsweise *Power-to-Liquid*) nicht erfolgreich sein wird. Eine Reform der Systematik der Umlagen, Steuern und Netzentgelte ist notwendig, um die Nutzung von Strom aus Erneuerbaren Energien und die Flexibilisierung des Stromverbrauchs für die nächste Phase der Energiewende sicherzustellen.

Die Stromkosten für private Haushalte steigen das erste Mal seit 3 Jahren wieder an – um etwa 3 Prozent: Haushaltsstrompreise für die Jahre von 2007 bis 2019

Abbildung 5-6



Bundesnetzagentur (2018c), *eigene Schätzung auf Basis von Netztransparenz (2018)

6 Negative Strompreise und Flexibilität

6.1 Monatliche Strompreise und Volatilität

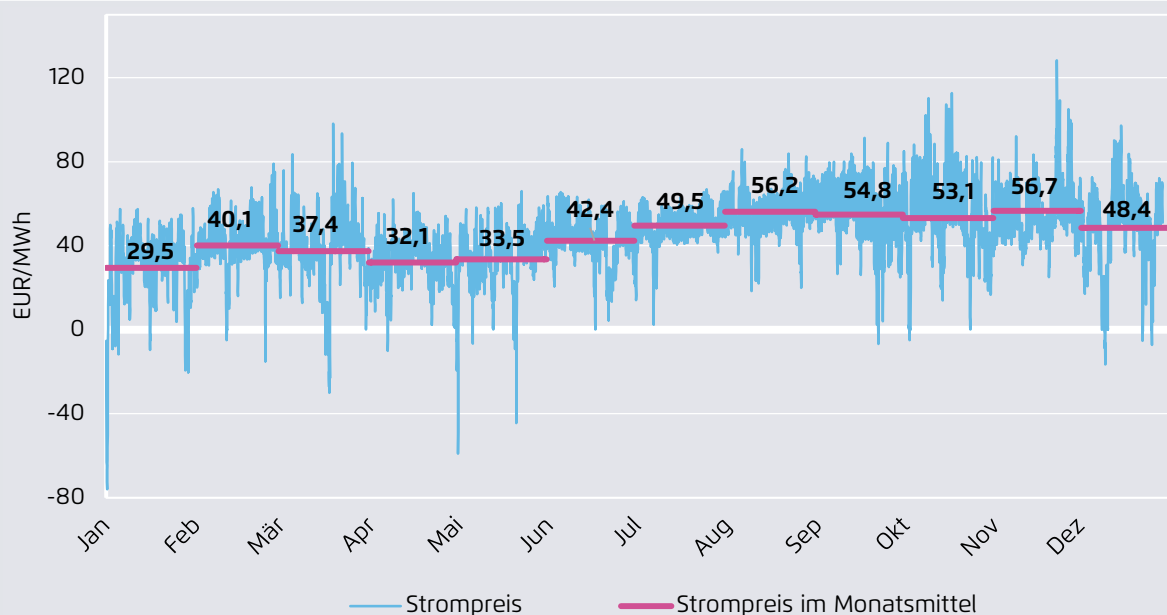
Die Strompreise im Großhandel (*Day-ahead*) waren im Jahr 2018 weniger volatil als im Jahr zuvor. In der Spitze lag der höchste Preis am deutschen Strommarkt im Tagesmittel bei rund 80 Euro je Megawattstunde (am 23. November), wohingegen der günstigste Tag des Jahres am 1. Januar 2018 einen Strompreis von rund minus 25 Euro je Megawattstunde zeigte (siehe Abbildung 6-1). Die geringere Volatilität hat zwei Ursachen. Die Spitze des Jahres 2017 mit 102 Euro im Januar 2017 war gekennzeichnet vom Ausfall umfangreicher Kernkraftwerkskapazitäten in Frankreich, kühler Witterung und niedriger Einspeisung aus Wind- und Wasserkraft. Im Jahr 2018 gab es keinen Tag, an dem eine derartige

Knappheit zu Stande kam. Folglich war die Preisspitze im Jahr 2018 weniger hoch als im Vorjahr.

Die negativen Strompreise fielen im Jahr 2018 ebenfalls weniger extrem aus, weil hohe Preise für CO₂-Zertifikate die Erzeugungskosten von Kohlekraftwerken und insbesondere der Braunkohle deutlich gesteigert haben. Dadurch war es für Kohlekraftwerke weniger attraktiv, in Situationen mit hohen Anteilen von Erneuerbaren Energien im Markt zu bleiben. Sie reduzierten ihre Leistung stärker oder gingen gänzlich aus dem Markt. Folglich kamen weniger starke negative Preise zustande. Zudem griff zusehends auch die Sechs-Stundenregel innerhalb des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes (EEG), wonach große Erneuerbare-Energien-Anlagen nach sechs Stunden negativen Preisen ihren Vergütungsanspruch verlieren. Die wirtschaftliche

Seit Juni stiegen die Strompreise aufgrund höherer CO₂- und Gaspreise sowie schwacher Windproduktion: Stündliche Börsenstrompreise (*Day-ahead*) für 2018

Abbildung 6-1



EPEX-SPOT (2018a, Stand 28.12.18)

Abregelung der Erneuerbaren-Energien-Anlagen reduzierte ebenfalls die negativen Preise.

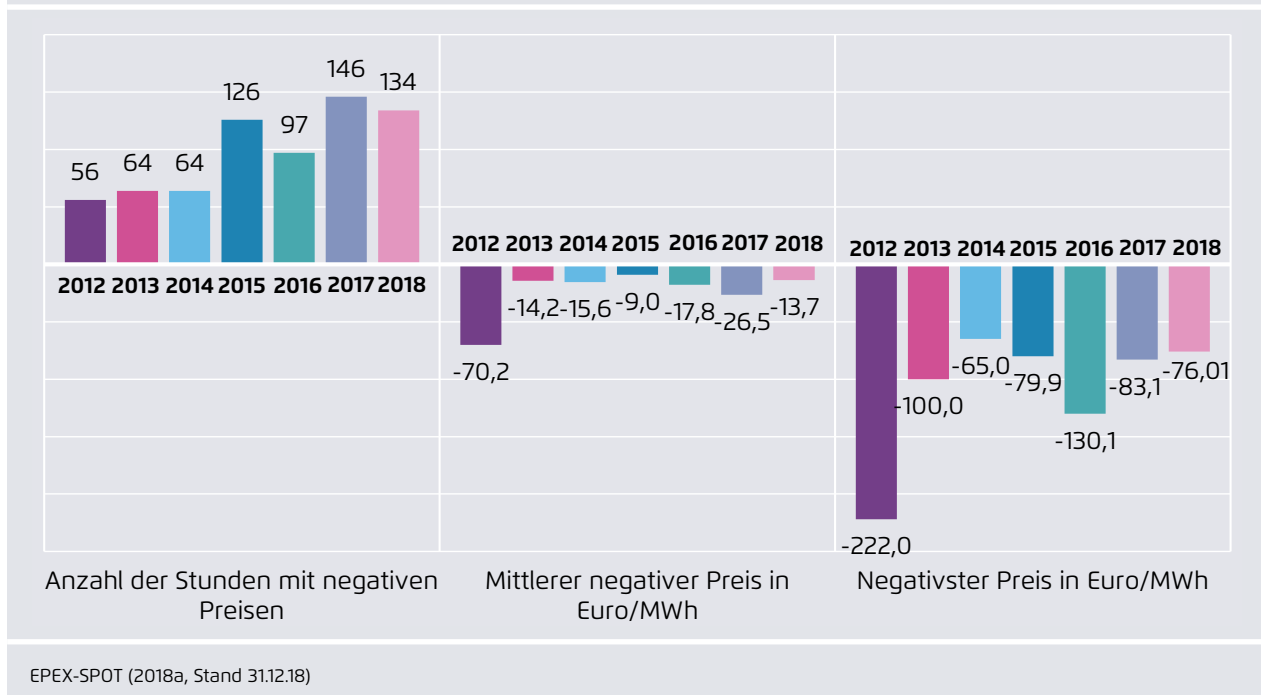
Der höchste Monatsmittelwert war im November 2018 mit 56,7 Euro je Megawattstunde zu verzeichnen, als hohe CO₂-Preise auf eine saisonal untypisch niedrige Windenergieproduktion trafen. Auch der Monat August wies mit über 56 Euro je Megawattstunde im Monatsmittel untypisch hohe Strompreise auf. Durch die langanhaltende Hitze in Europa konnten Kohlekraftwerke und Kernkraftwerke mit Flusskühlung, aufgrund der hohen Wassertemperaturen, nur noch mit geringen Leistungen betrieben werden. Somit traf ein vergleichsweise hoher Strombedarf ausgelöst durch den Bedarf an Kühlung und Klimatisierung auf ein niedriges Angebot an Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken, das von der starken Solarstromproduktion nur tagsüber ausgeglichen werden konnte. Deutlich wurde in diesem Zusammenhang, dass auch konventionelle Kraftwerke Risiken für die Versorgungssicherheit

aufgrund von Witterungsbedingungen darstellen können. Systematische Versorgungsengpässe waren allerdings trotz dieser Situationen im August und November auch im Jahr 2018 nicht zu verzeichnen. Insgesamt war das Strompreisniveau im Jahr 2018 durch die deutlich gestiegenen Rohstoff- und CO₂-Preise höher als im Jahr 2017 (siehe Kapitel 5). Die Monate mit den niedrigsten monatlichen Strompreisen (Januar und Mai) waren gekennzeichnet durch hohe Erneuerbare-Energien-Erzeugung.

Der Rekord der Erneuerbaren-Erzeugung im Jahr 2018 trug dazu bei, dass mit 134 Stunden die Anzahl der Stunden mit negativen Preisen vergleichbar mit der des Jahres 2017 war (siehe Abbildung 6-2). Der mittlere Wert der negativen Strompreise sank im Jahr 2018. Mit rund minus 14 Euro halbierte sich der Wert im Vergleich zum Jahr 2017 fast, bedingt durch die höheren CO₂-Preise. Der niedrigste Preis des Jahres war mit minus 76 Euro je Megawattstunde auch geringer ausgeprägt als im Vorjahr. Dies verdeutlicht

Zahl und Ausmaß der Stunden mit negativen Strompreisen nahmen 2018 ab:
Auswertung der Stunden mit negativen Strompreisen 2018

Abbildung 6-2



wie schon in den letzten Jahren, dass die Akteure im Markt immer besser verstehen mit solchen Situationen umzugehen: Sie reduzieren die konventionelle Stromerzeugung möglichst weit, drosseln die Erzeugung von KWK-Anlagen, weil andere Wärmequellen wie Speicher oder Windheizer die Wärme liefern, stellen Regelleistung vermehrt durch neue Technologien wie Batterien und Industrieanlagen bereit und legen nicht zuletzt konventionelle Kraftwerke technisch immer flexibler aus.

Insgesamt verdeutlicht die Entwicklung auch im Jahr 2018, dass der Flexibilitätsbedarf mit zunehmenden Anteilen Erneuerbarer Energien weiter steigen wird, die Akteure diese Entwicklung jedoch verstehen und sich entsprechend daran anpassen. Die Flexibilitätsanforderungen im Strommarkt nehmen jedoch nicht nur in Zeiten hoher Einspeisung Erneuerbarer Energien zu. Ein Blick auf die teuersten und günstigsten Stunden der Stromjahre in der Vergangenheit zeigt (siehe Abbildung 6-3), dass die Flexibilitätsan-

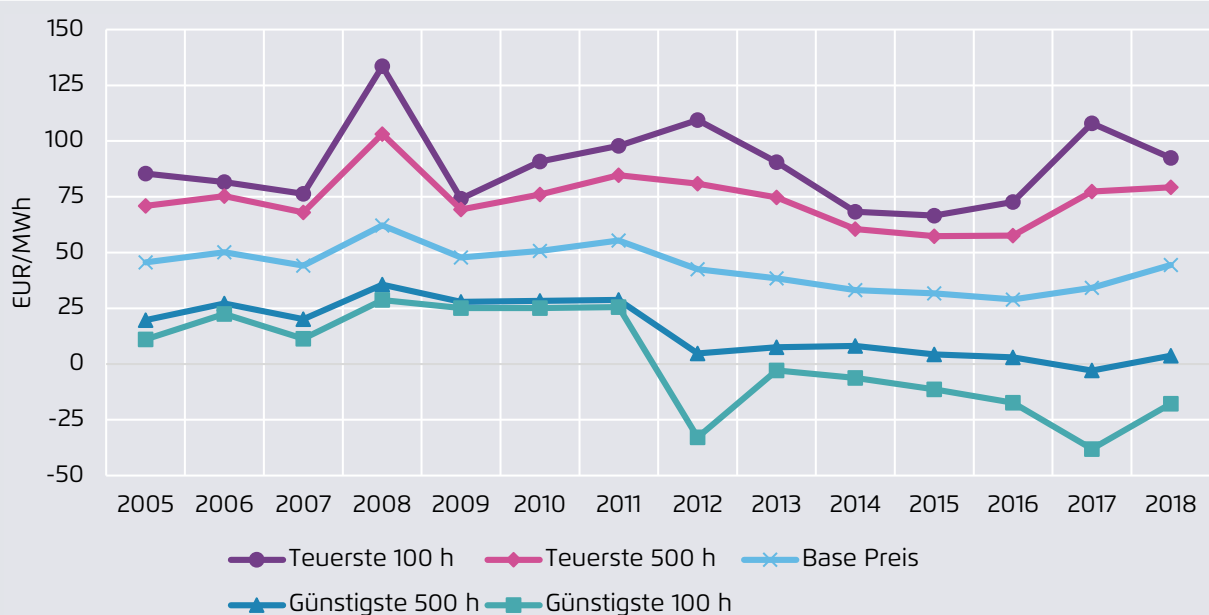
forderungen auch durch die Stromnachfrage und die Verfügbarkeit konventioneller Kraftwerke getrieben werden. Während im Jahr 2018 die Extremereignisse ausgeblieben sind und somit die teuersten und die günstigsten Stunden näher aneinandergerückt sind, ist die Differenz zwischen den teuersten 500 Stunden und den günstigsten 500 Stunden weiter leicht gestiegen.

6.2 Strompreise im untertägigen Handel

Noch deutlicher als im vortägigen Handel einzelner Lieferstunden zeigt sich die Volatilität der Strompreise im untertägigen Handel (Intradayhandel). Im kontinuierlichen Intradayhandel kann Strom für noch kleinere Zeitintervalle bis hin zur Viertelstundenlieferung gehandelt werden und seit Mitte 2017 an der Strombörse EPEX noch kurzfristiger, nämlich bis zu fünf Minuten vor Beginn der Lieferviertelstunde. Mit dieser Verkürzung der Vorlaufzeit rückt

Hohe Erneuerbaren-Produktion kein Problem für den Strommarkt, die Ausschläge der Strompreise an der Börse gingen zurück: Teuerste und billigste Stunden an der Strombörse 2018

Abbildung 6-3

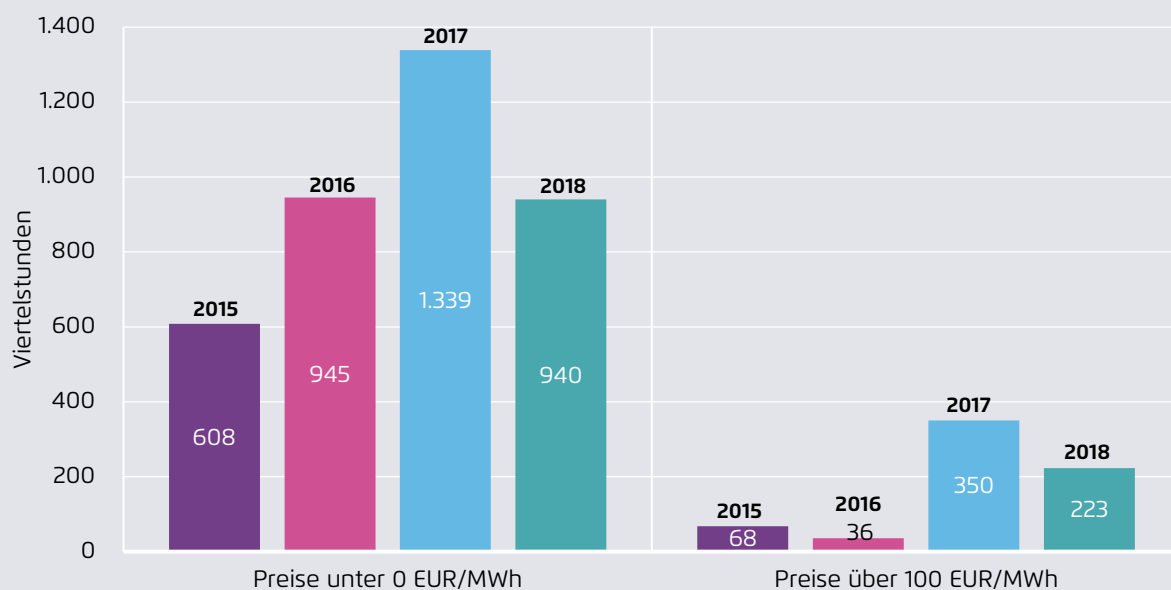


EPEX-SPOT (2018a, Stand 28.12.18)

der Handel an eine Echtzeitbepreisung heran und trägt so den Flexibilitätsanforderungen Rechnung. Über 950 Viertelstunden des Jahres 2018 (Stand 28. Dezember 2018) wurden in den relevanten letzten drei Handelsstunden vor Lieferung (ID3) zu negativen Preisen gehandelt. Damit sind gegenüber 2017 die Ereignisse deutlich zurück gegangen (siehe Abbildung 6-4). Auch hierfür ist der höhere CO₂-Preis ausschlaggebend. Mit 223 Viertelstunden (Stand 28. Dezember 2018), die im Jahr 2018 über 100 Euro die Megawattstunde gehandelt wurden, verringerte sich die Anzahl der hochpreisigen Viertelstunden um mehr als die Hälfte. Die geringere Anzahl an Situationen, die zu hohen Knappheiten führen, haben den Rückgang verursacht.

Auch im untertägigen Stromhandel ist die Volatilität leicht gesunken: Zahl der Viertelstunden mit Preisen von weniger als 0 und mehr als 100 Euro pro Megawattstunde

Abbildung 6-4



EPEX-SPOT (2018b, Stand 28.12.18)

7 Kosten

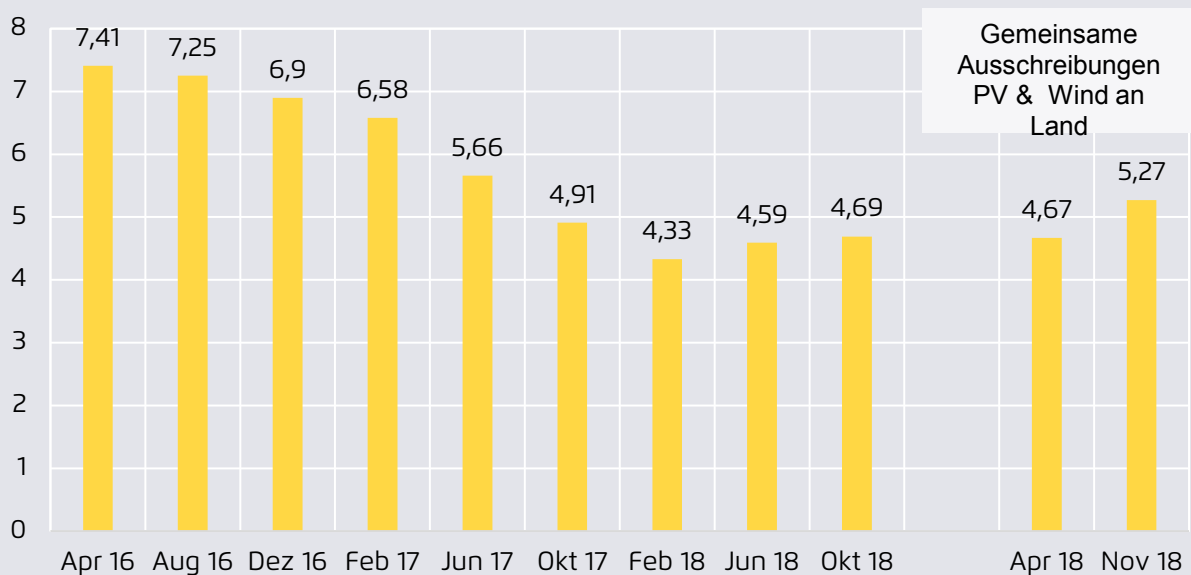
7.1 Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Nach deutlich gesunkenen Ausschreibungsergebnissen für Solar- und Windenergieanlagen in den Jahren 2015 bis 2017 stiegen im Jahr 2018 die mengengewichteten Zuschlagsergebnisse wieder an. So erreichte Solarenergie in der ersten Ausschreibungsrunde des Jahres, im Februar 2018, mit 4,33 Cent je Kilowattstunde das niedrigste Zuschlagsergebnis. Die Zuschläge der zweiten und dritten Runde im Juni und Oktober fielen mit 4,59 Cent je Kilowattstunde beziehungsweise 4,69 Cent je Kilowattstunde wieder deutlich höher aus. Im Gegensatz zu den Ausschreibungen für Windenergieanlagen wurden die ausgeschriebenen Mengen bei Solarenergieanlagen voll ausgeschöpft und mit einem Verhältnis von ausgeschriebener Menge zu Geboten von 1:2 bis 1:2,5 deutlich überzeichnet.

Ein anderes Bild ergab sich bei den Ausschreibungen für Windenergie an Land. Auch hier stiegen die Ausschreibungsergebnisse im Vergleich zum Vorjahr deutlich an: So lag in der Ausschreibungsrunde vom Oktober 2017 mit 3,82 Cent je Kilowattstunde das niedrigste mengengewichtete Zuschlagsergebnis vor. Bis zur letzten Ausschreibungsrunde im Oktober 2018 stieg dieser Wert wieder auf 6,26 Cent je Kilowattstunde. Während die Ausschreibung im Oktober 2017 noch mit einem Verhältnis von 1:2,5 deutlich überzeichnet war, deckten die Gebote in der Ausschreibungsrunde vom Oktober 2018 nur noch 60 Prozent der ausgeschriebenen Menge ab. Diese Entwicklung ist insofern bedenklich, als dass die Windenergie an Land einer der zentralen Eckpfeiler des Erneuerbaren-Energien-Ausbaus für das 65-Prozent-Ziel 2030 ist.

Vergütungen für Solarstrom nehmen nach zwei Jahren kontinuierlicher Rückgänge wieder zu:
Durchschnittliche Auktionsergebnisse aller Photovoltaik-Ausschreibungen 2016 bis 2018

Abbildung 7-1



Bundesnetzagentur (2018d)

Wir sehen folgende Gründe für die aktuelle Unterzeichnung und die gestiegenen Zuschlagswerte:

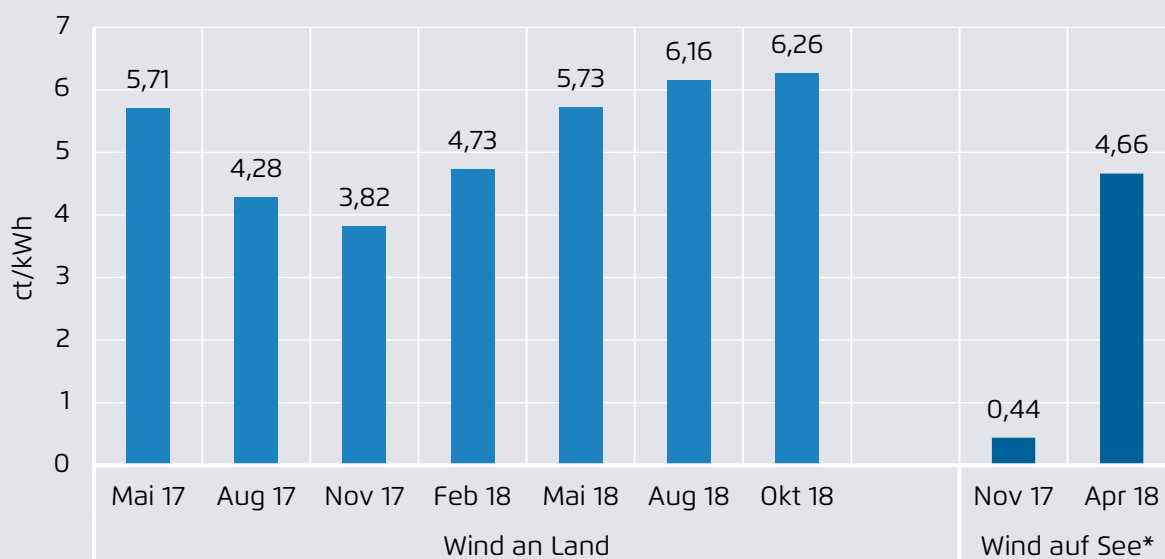
- Die ersten Erfahrungen mit Ausschreibungen für Windenergie brachte das Jahr 2017. Dabei endeten die Ausschreibungen mit hoch-kompetitiven Ergebnissen: im November 2017 lag der Zuschlag bei 3,82 Cent je Kilowattstunde. Damit konfrontiert, realisierten viele Projektentwickler, dass sie mit bisherigen Park- und Anlagenkonfigurationen in den wettbewerblichen Ausschreibungen kaum bestehen können. In der Folge haben sie damit begonnen, ihre Projekte umzuplanen und dabei vor allem auf größere und leistungsstärkere Windkraftanlagen zu setzen. Dafür sind neue Genehmigungen erforderlich, deren Erteilung Zeit braucht. Diese Projekte fehlen derzeit im Markt.
- Die bezuschlagten Projekte im November 2017 entfielen fast ausschließlich auf so genannte Bürgerenergiegesellschaften, die mehr Zeit für die

Realisierung ihrer Vorhaben bekommen haben und geringere Sicherheiten aufbringen mussten. Diese Bürgerenergieprojekte haben daher mit neuen Windanlagen-Generationen spekuliert, die erst ab 2020 auf dem Markt sein werden – es ist zum jetzigen Zeitpunkt noch unklar, ob diese Projekte überhaupt realisiert werden.

- Das Ausschreibungssystem mit seinen Strafzahlungen bei nicht fristgerechter Realisierung der Projekte zwingt die Projektierer dazu, nur noch für rechtssichere Projekte Gebote abzugeben. Deshalb werden Projekte, die zwar genehmigt sind, aber beklagt werden, nicht zur Auktion gebracht – selbst, wenn die Wahrscheinlichkeit hoch ist, dass die juristischen Auseinandersetzungen zugunsten der Windkraftprojektierer ausgehen.
- Zahlreiche Projektentwickler sind dazu übergegangen, im Rahmen der Genehmigungsverfahren auch für kleinere Windparks freiwillig umfangrei-

Aufgrund von geringem Marktvolumen und teureren Genehmigungsprozessen steigen Auktionsergebnisse an: Durchschnittliche Auktionsergebnisse aller Ausschreibungen für Windstrom 2017 bis 2018

Abbildung 7-2



Bundesnetzagentur (2018d), *exklusive Netzanschlusskosten (ca. 3 ct/kWh)

che Umweltverträglichkeitsprüfungen vorzunehmen. Denn diese werden im Falle von Klagen häufig nachträglich noch gefordert. Dadurch dauern die Genehmigungsverfahren deutlich länger.

→ Der Windenergieausbau in Schleswig-Holstein ist derzeit weitgehend zum Erliegen gekommen. Das ist die Folge einer Entscheidung des Oberverwaltungsgerichts Schleswig im Januar 2015. Das Gericht erklärte die vereinfachte Weiterentwicklung der schleswig-holsteinischen Regionalplanung seinerzeit für unwirksam. Abgesehen von wenigen Ausnahmen stehen daher inzwischen kaum noch neue Flächen für die Planung und Genehmigung von Windparks zur Verfügung. Die Landesregierung hat Ende 2016 neue Pläne zur Weiterentwicklung der Regionalplanung vorgelegt. Das Verfahren läuft derzeit, es soll im Jahr 2019 abgeschlossen werden. Anschließend ist in Schleswig-Holstein wieder mit mehr Planungen und Genehmigungen zu rechnen.

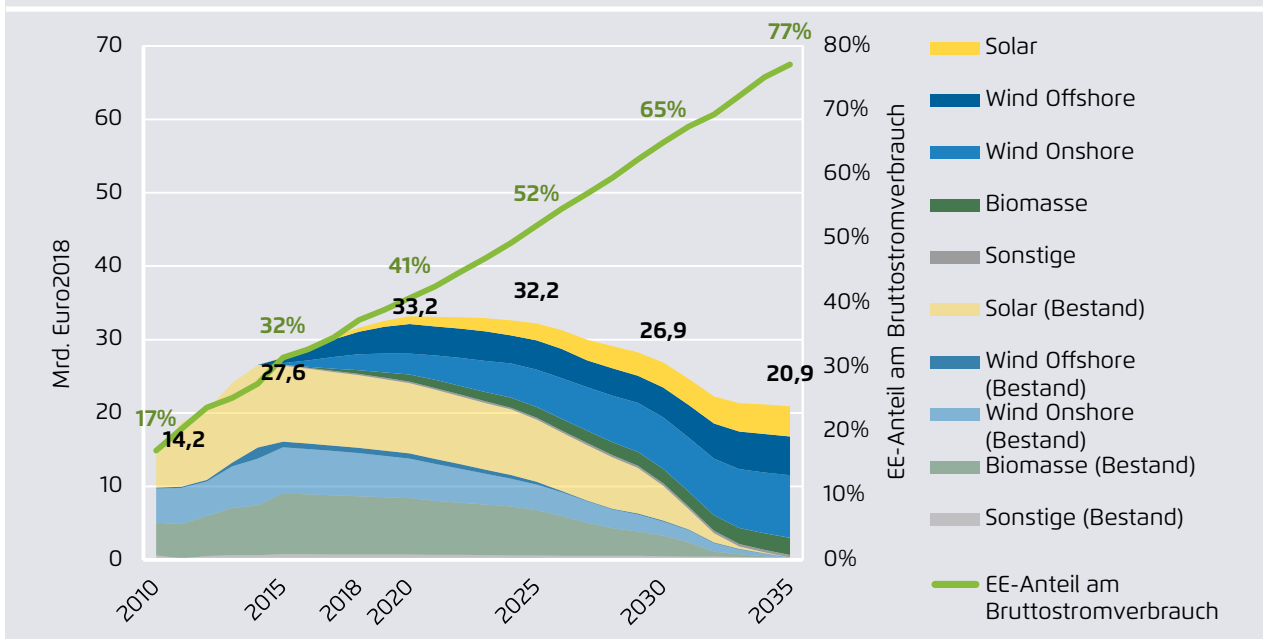
Insofern ist zu erwarten, dass die Unterzeichnung der Ausschreibungen für Windenergie an Land zunächst ein vorübergehendes Phänomen ist. Allerdings zeigt sich auch, dass die aktuellen Genehmigungsverfahren und die starken Widerstände gegen neue Windenergieparks nicht mit dem notwendigen ambitionierten Erneuerbare-Energien-Ausbau vereinbar sind und hier Handlungsbedarf besteht.

7.2 Green Power-Purchase-Agreements in Deutschland

Ende 2020 läuft die Förderung durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) für die ersten Anlagen aus. Betroffen sind Anlagen, die bis zum 31. Dezember 2000 gebaut wurden. Seit 2018 sind erste Stromlieferverträge, so genannte *Power-Purchase-Agreements (PPA)*, publik, in denen die direkte Abnahme der Strommengen aus diesen Anlagen ab 2021 geregelt ist. So hat der norwegische Energiekonzern Stat-

Die Kostenspitze ist fast erreicht, ab Anfang der 2020er Jahre werden die Zahlungen für Erneuerbare sinken: Vergütungsansprüche der Anlagenbetreiber 2010 bis 2035

Abbildung 7-3



Eigene Projektion auf Basis von Öko-Institut (2018), unter Annahme der Erreichung des 65-Prozent-Ziels

kraft im September 2018 angekündigt, den Strom von sechs Windparks nach Auslaufen der EEG-Förderung direkt abzunehmen. Damit liegen erste Geschäftsmodelle für den Weiterbetrieb von EEG-Anlagen nach der Förderperiode von 20 Jahren vor. Ebenso will die Daimler AG als Abnehmer einsteigen und ihre Produktionsstätten in Bremen und im sächsischen Kamenz mit PPA-Strom versorgen. Auch Greenpeace Energy und weitere Ökostrom-Händler haben bereits entsprechende Stromlieferverträge abgeschlossen oder sind im Verhandlungsprozess. Ende des Jahres 2020 läuft die Förderung von insgesamt etwa 4.700 Megawatt Erneuerbarer Energien aus.

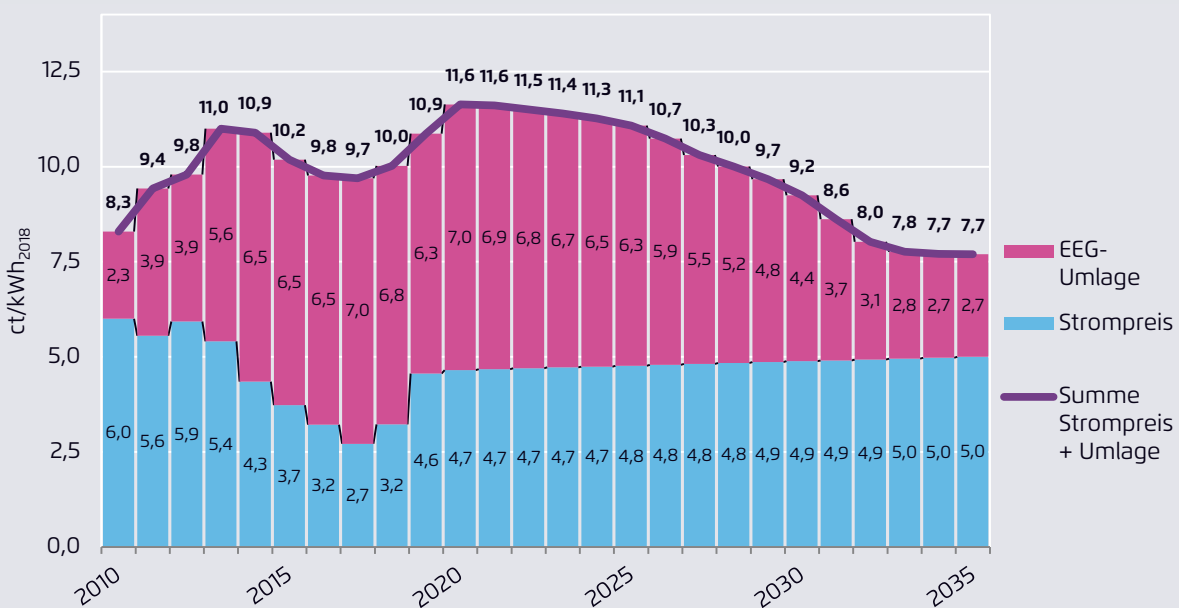
7.3 Gesamtkosten für die Förderung Erneuerbarer Energien

Die Förderkosten für Erneuerbare Energien im Stromsektor sind 2018 auf 31,62 Milliarden Euro gestiegen, was einer Steigerung von 1,26 Milliar-

den Euro beziehungsweise 4,1 Prozent im Vergleich zum Vorjahr entspricht. Damit fiel der Anstieg etwas geringer als noch 2017 aus, insgesamt befindet sich die Steigung aber seit 2015 auf einem konstanten Niveau von vier bis fünf Prozent pro Jahr. Es deutet sich damit an, dass das Maximum des Kostenrucksacks, den die Erneuerbaren-Förderung mit sich gebracht hat, bald erreicht ist. Größere Steigungen sind nicht mehr zu erwarten. Laut Schätzungen ist der Scheitelpunkt bei etwa 33 Milliarden Euro im Jahr 2020 erreicht (siehe Abbildung 7-4). Dies liegt insbesondere an den sinkenden Kosten für neue Erneuerbare-Energien-Anlagen und dem gleichzeitigen Auslaufen der Förderung von alter Anlagen ab 2020. Zudem ist weiterhin ein leicht steigender Börsenstrompreis zu erwarten, etwa aufgrund eines steigenden CO₂-Zertifikatepreises, und einem Rückgang der Kohleverstromung. Dies senkt ebenfalls die von der EEG-Umlage gedeckten Differenzkosten.

Summe von Börsenstrompreisen und EEG-Umlage dürfte Anfang der 2020er Jahre den Gipfel erreicht haben: Strompreis (rollierender Jahresfuture Base) und EEG-Umlage 2010 bis 2035

Abbildung 7-4



Eigene Projektion auf Basis von Öko-Institut (2018)

Der Großteil der EEG-Förderung mit insgesamt 10,42 Milliarden Euro entfiel 2018 weiterhin auf die Vergütung von Solarstrom. Die Vergütung bei Windenergie an Land betrug insgesamt 8,08 Milliarden Euro. Die größte Summe der Neu-Förderung entfiel auf die Vergütung neuer Windenergieanlagen auf See mit 660 Millionen Euro. Für die Vergütung neuer Solaranlagen wurden 2019 nur 50 Millionen Euro aufgewendet, für neue Windenergieanlagen an Land 440 Millionen Euro.

8 Netze

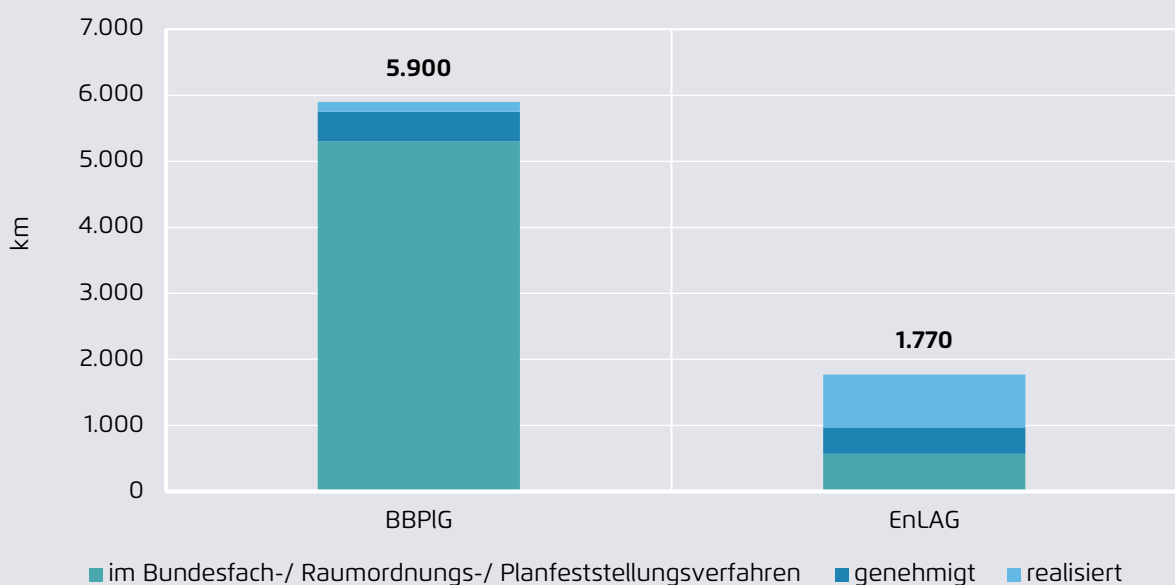
Mit den Worten „Ich werde den Netzausbau zur Chefsache machen“, hat Bundeswirtschaftsminister Peter Altmaier 2018 den Ausbau der Stromnetze, insbesondere der Übertragungsnetze, zu einem der Hauptarbeitspunkte seiner Amtszeit erklärt. Tatsächlich ist der Ausbau der Übertragungsnetze – um beispielsweise den vorrangig in Nord- und Ostdeutschland sowie auf der Nord- und Ostsee produzierten Windstrom in die südlichen und westlichen Regionen Deutschlands zu transportieren – bislang schleppender vorangegangen als der Ausbau der Erneuerbaren Energien. Dies hat in den vergangenen Jahren zu steigenden Kosten geführt, um Netzengpässen zu beheben. 2017 betrug die Kosten für das Drosseln von Windkraftanlagen sowie für *Redispatch*-Maßnahmen zur Wahrung der einheitlichen Strompreiszone insgesamt rund eine Milliarde Euro.

2018 war allerdings ein Rückgang zu verzeichnen: Im ersten Quartal sanken die *Redispatch*-Kosten deutlich auf 76 Millionen Euro wohingegen sie im Vorjahresquartal noch bei 172 Millionen Euro lagen. Die im vierten Quartal fertiggestellte so genannte Thüringer Strombrücke, welche die Stromnetze von Thüringen und Bayern verbindet, hatte hier einen deutlich entlastenden Effekt. Dieser Trend wird sich bei weiteren Ausbau der Übertragungsnetze fortsetzen. I

Im Zuge der Energiewende ist der Ausbau des Stromübertragungsnetzes in einer Größenordnung von derzeit 7.600 Kilometern vorgesehen. Dies wird hauptsächlich durch zwei Gesetze geregelt: Zum einen durch das 2009 verabschiedete Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG), das 24 Ausbauprojekte, ausschließlich 380-kV-Drehstrom-Leitungen,

Von den geplanten 7.670 Kilometer Netzleitungen sind bislang 950 Kilometer errichtet:
Stand des Netzausbaus im dritten Quartal 2018

Abbildung 8-1



Bundesnetzagentur (2018e)

umfasst. Und zum anderen durch das Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG), das seit 2013 technische Vorgaben und sonstige Rahmenbedingungen für den Bau von 43 Höchstspannungsleitungen festlegt, darunter auch die vier so genannten Stromautobahnen, die mittels Gleichstrom-Trassen den Windstrom direkt aus Nord- nach Süddeutschland transportieren sollen. Die Vorhaben aus dem EnLAG sind Ende 2018, also etwa zehn Jahre nach Beschluss des Gesetzes, mit 800 fertiggestellten von insgesamt 1.770 geplanten Kilometern Leitungslängen zu 45 Prozent realisiert. Weitere 400 Kilometer wurden bereits genehmigt, mit ihrer Realisierung ist daher in Kürze zu rechnen. Die verbliebenen 570 Kilometer sind noch im Genehmigungsverfahren (fortgeschrittenes Stadium), hier ist noch mit einigen Jahren bis zur Umsetzung zu rechnen.

Indes lag die Realisierungsquote bei den Vorhaben aus dem Bundesbedarfsplangesetz im Oktober 2018, also etwa fünf Jahre nach Beschluss des Gesetzes, mit 150 vollendeten Trassenkilometern von den vorgesehenen 5.900 Kilometern, nur bei knapp drei Prozent. Weitere 600 Trassenkilometer sind jedoch bereits genehmigt, sodass hier bald die Bauphase beginnen kann. Der Großteil der vorgesehenen Trassenkilometer ist noch im Genehmigungsverfahren: 3.015 Kilometer befinden sich in der Bundesfachplanung beziehungsweise im Raumordnungsverfahren, weitere knapp 1.110 Kilometer stehen vor dem Planfeststellungsverfahren. Fasst man die Umsetzung beider Gesetze zusammen, fehlen insgesamt noch immer 6.720 der geplanten 7.670 Kilometer Netzleitungen. Davon sind gerade einmal 3.050 Kilometer als Netzverstärkung eingestuft, was zeigt, dass in diesem Bereich weiterhin Handlungsbedarf besteht.¹

Um den Netzausbau voranzutreiben und effizienter zu gestalten, hat das Bundeswirtschaftsministerium im August 2018 den „Aktionsplan Stromnetz“ vorgelegt.² Dieser schlägt einerseits vor, bestehende Netze

mit Hilfe neuer Technologien sowie der Optimierung existierender Technik und des Engpassmanagements effizienter zu nutzen. Andererseits ist im Aktionsplan die Beschleunigung des Ausbaus neuer Netze vorgesehen und zwar mittels einer Kombination aus vorausschauendem *Controlling* bei geplanten Vorhaben, gesetzlichen Maßnahmen sowie ökonomischen Anreizen zur Beschleunigung des Ausbaus und zur Optimierung der Nutzung.

Das Verfahren für den Stromnetzausbau erfolgt in der Regel in fünf Stufen³: Am Anfang steht der Szenariorahmen, welcher die Entwicklung der deutschen Energielandschaft in den zukünftigen Jahren prognostiziert. Darauf folgen der Netzentwicklungsplan, in dem der anhand der Szenarien errechnete Ausbaubedarf mindestens für die kommenden zehn Jahre festgehalten wird, sowie der Umweltbericht, der Abschätzungen über eventuelle Umweltbelastungen vornimmt. Diese beiden Elemente bilden wiederum den Entwurf des Bundesbedarfsplans, welcher eine Liste mit den benötigten Leitungsvorhaben enthält. Die anschließende Bundesfachplanung beziehungsweise das Raumordnungsverfahren (für alle Vorhaben des Bundesbedarfsplanes, die nur ein einzelnes Bundesland betreffen) dienen zur Bestimmung der Trassenkorridore, während das Planfeststellungsverfahren schließlich die exakten Leitungsverläufe festlegt.

Bund und Länder haben sich bei einem Netzgipfel im September 2018 auf eine Novelle des Netzausbaubeschleunigungsgesetzes (NABEG) verständigt.⁴ Dem entsprechenden Gesetzesentwurf stimmte das Bundeskabinett Mitte Dezember zu. Das NABEG regelt vor allem die beiden letzten Schritte des Stromnetzausbauverfahrens, die Bundesfachplanung und das Planfeststellungsverfahren. Der Gesetzesentwurf sieht insbesondere eine Vereinfachung, Kürzung und engere Verknüpfung verschiedener Planungs- und Genehmigungsverfahrensstufen sowie die stärker

1 Bundesnetzagentur (2018e)

2 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018b)

3 Bundesnetzagentur (2018f)

4 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018c)

vorausschauende Zielsetzung und langfristige Planung vor.⁵ So soll beispielsweise beim Bau oder bei der Änderung von Leitungen, die neben bestehenden Trassen verlaufen, auf die Bundesfachplanung beziehungsweise das Raumordnungsverfahren verzichtet werden können. Die eventuelle Verlegung von Leerrohren soll eine spätere Erhöhung von Transportkapazitäten erleichtern. Bei weniger aufwändigen Vorhaben, wie dem Austausch von Leiterseilen, soll das Anzeige- anstatt des Genehmigungsverfahrens vermehrt Anwendung finden. Schließlich soll der Bau eines Vorhabens beginnen können, auch wenn noch nicht alle Trassenkilometer vollständig durch die zuständige Behörde genehmigt wurden.

Kritikerinnen und Kritiker befürchten, dass es bei der Streichung der Bundesfachplanung beziehungsweise dem Raumordnungsverfahren nachträglich vermehrt zu Gerichtsverfahren kommen kann, da Bürgerinnen und Bürgern erst im späteren Planfeststellungsverfahren Beteiligungsmöglichkeiten eingeräumt werden. Andererseits besteht durch diesen Schritt die Möglichkeit, die Umsetzung von Leitungsvorhaben, die nur mit kleineren Eingriffen verbunden sind, stark zu beschleunigen. Zusätzlich sollen, laut dem Gesetzesentwurf, zur Einsparung von Kosten für Netzeingriffe zukünftig alle Erneuerbaren- und Kraft-Wärme-Kopplungs-Anlagen mit mehr als 100 Kilowatt Leistung in den *Redispatch* durch die Übertragungsnetzbetreiber einbezogen werden, auch wenn diese Anlagen überwiegend in den Stromverteilnetzen angeschlossen sind. Insgesamt ist vor diesem Hintergrund zu erwarten, dass – wenn auch mit einiger Verzögerung – der Netzausbau nun an Fahrt gewinnt und die Kosten für Netzeingriffe in Zukunft weiter zurückgehen werden.

5 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018d)

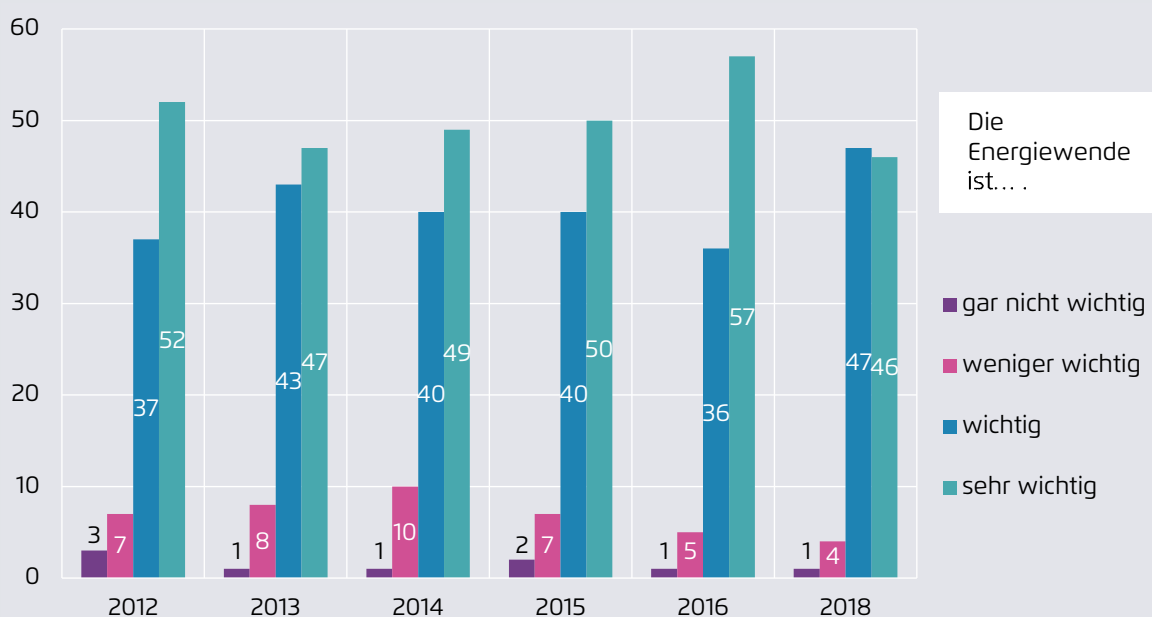
9 Stimmung der Bevölkerung zur Energiewende

Die Energiewende findet nach wie vor eine große Zustimmung in der Bevölkerung. Zu dieser und anderen Schlussfolgerungen kommt der Energiemonitor des Bundesverbands der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW). Beim Energiemonitor des BDEW handelt es sich um eine seit 2011 regelmäßig durchgeführte, repräsentative Befragung der wahlberechtigten Bevölkerung. Die Fragen sind – mit einigen kleineren Änderungen – über viele Jahre hinweg konstant geblieben, sodass inzwischen zu etlichen Themenkomplexen eine längere Zeitreihe besteht. Nachdem 2017 keine Umfrage durchgeführt wurde, befragte die Forschungsgruppe Wahlen Anfang 2018 wieder 1.005 Bürgerinnen und Bürger in Telefoninterviews zu aktuellen energiepolitischen und energiewirtschaftlichen Themen.

Dabei stellte sich heraus, dass 93 Prozent der Befragten die Energiewende für „wichtig“ oder „sehr wichtig“ halten (siehe Abbildung 9-1) – genau so viele wie 2016 und sogar 4 Prozentpunkte mehr als 2012. Es hat sich allerdings eine Verschiebung von „sehr wichtig“ in Richtung „wichtig“ ergeben: Hielten 2016 noch 57 Prozent der Befragten die Energiewende für „sehr wichtig“, sank dieser Wert 2018 auf 46 Prozent. Demgegenüber stieg der Anteil der Befragten, die die Energiewende als „wichtig“ ansehen, in gleichem Maße und zwar von 36 auf 47 Prozent. Insgesamt ist bemerkenswert, wie konstant die Zustimmung zur Energiewende seit Beginn der Umfragen vor sechs Jahren ist – jeweils etwa 90 Prozent der Befragten halten sie für „wichtig“ oder „sehr wichtig“, wobei sich in den meisten Jahren „wichtig“ und „sehr wichtig“ die Waage hielten. Ausnahmen bildeten die Umfragen 2011 und 2012 – kurz nach dem Super-

Über 90 Prozent der Bevölkerung finden die Energiewende wichtig oder sehr wichtig

Abbildung 9-1



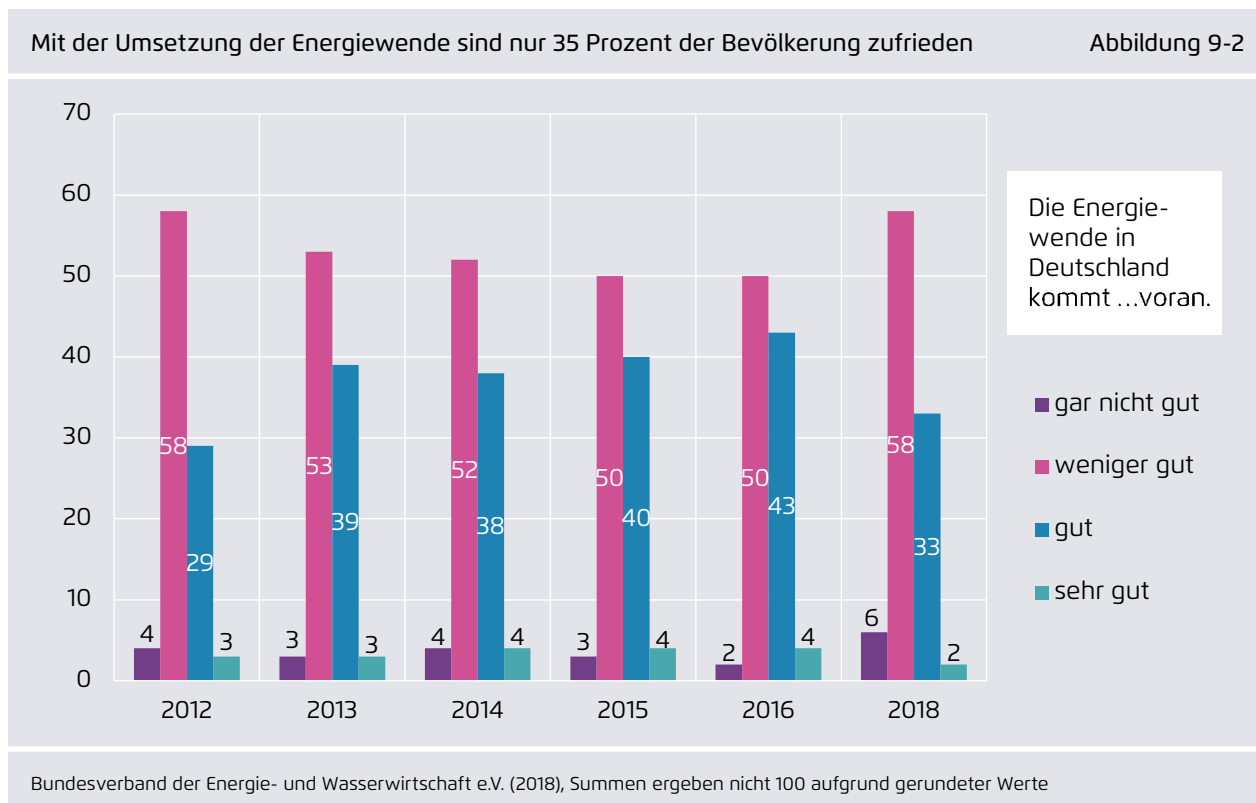
Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2018), Summen ergeben nicht 100 aufgrund gerundeter Werte

GAU von Fukushima sowie Anfang 2016 kurz nach der Weltklimakonferenz von Paris.

Die deutliche Mehrheit, insgesamt 64 Prozent der Befragten, ist der Meinung, dass die Energiewende in Deutschland „gar nicht gut“ (6 Prozent) oder „weniger gut“ (58 Prozent) vorankommt (siehe Abbildung 9-2). Somit sehen deutlich mehr Befragte (12 Prozentpunkte) Defizite bei der Umsetzung der Energiewende als noch 2016. Im Gegenzug ist der Anteil derer, die mit den Fortschritten zufrieden sind, um zwölf Prozentpunkte gesunken. Nur noch 33 Prozent beurteilen die Umsetzung als „gut“ und nur zwei Prozent als „sehr gut“ – das ist der niedrigste Wert seit Beginn der Umfragen 2012. Als größte Probleme der Umsetzung der Energiewende werden die „Kosten und Finanzierung“ (25 Prozent), die „politische Uneinigkeit“ (19 Prozent), der „zögerliche Netzausbau“ (15 Prozent), gefolgt von „mangelnder Akzeptanz“ (11 Prozent) genannt.

Passend zu diesem Ergebnis hält ein Großteil der Befragten, 58 Prozent, den Ausbau der Erneuerbaren Energien für zu langsam (siehe Abbildung 9-3). Dieser Wert ist der höchste seit 2012. Die drei Hauptgründe für einen stockenden Ausbau sehen die Befragten in den „Verzögerungen durch die Politik“ (39 Prozent), im „zu hohen finanziellen Aufwand“ (27 Prozent) sowie in der „Blockade der Energieversorger“ (23 Prozent), wobei letztere Vermutung seit 2011 an Bedeutung verliert (2013 wurde die „Blockade der Energieversorger“ noch als Hauptgrund identifiziert).

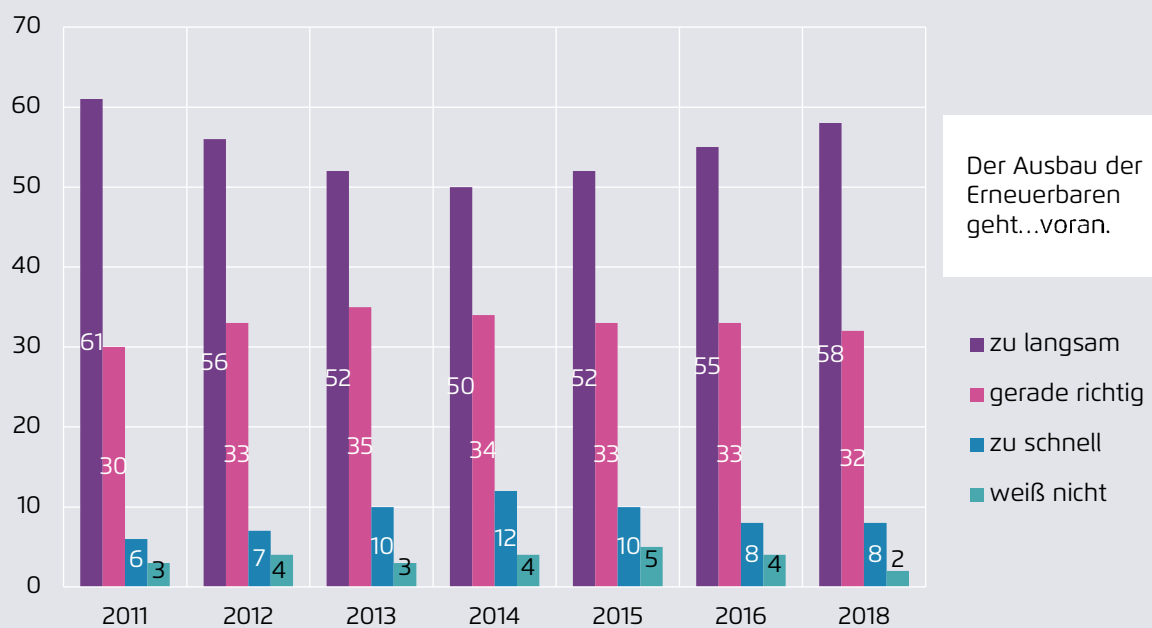
Bei der Frage, welcher Energieträger in Zukunft stärker eingesetzt werden solle, spricht sich die Mehrheit der Befragten (85 Prozent) sowohl 2013 als auch 2018 für die Erweiterung der Solarenergie aus, was diese zum absoluten Favoriten macht (siehe Abbildung 9-4). Auch eine Mehrnutzung der übrigen Erneuerbaren Energieträger wird überwiegend erwünscht, wobei auf Platz zwei die Wasserkraft folgt (71 Prozent), auf Platz drei Wind Offshore



(60 Prozent), gefolgt von Wind Onshore und Geothermie (jeweils 50 Prozent) und der Biomasse (40 Prozent Zustimmung für einen stärkeren Einsatz). Auffällig ist jedoch, dass alle Erneuerbare-Energien-Technologien mit Ausnahme der Solarenergie und – wenngleich auf deutlich niedrigerem Niveau – der Biomasse in den vergangenen fünf Jahren signifikant an Zustimmung verloren haben. Dies führt jedoch nicht dazu, dass die fossilen Energieträger an Zustimmung gewonnen haben – im Gegenteil: 85 Prozent der Befragten, also 17 Prozentpunkte mehr als in 2013, sprechen sich für einen geringeren Einsatz von Kohle aus und 69 Prozent wollen dies auch für Erdöl (gleicher Wert 2013 und 2018). Lediglich bei Erdgas spricht sich mit 48 Prozent noch eine leichte Mehrheit für einen gleichbleibenden Einsatz aus, wobei die Zahl derer, die den Gas-Einsatz reduzieren wollen, auf 34 Prozent gestiegen ist.

Der Erneuerbare-Energien-Ausbau geht 58 Prozent der Bevölkerung zu langsam voran

Abbildung 9-3

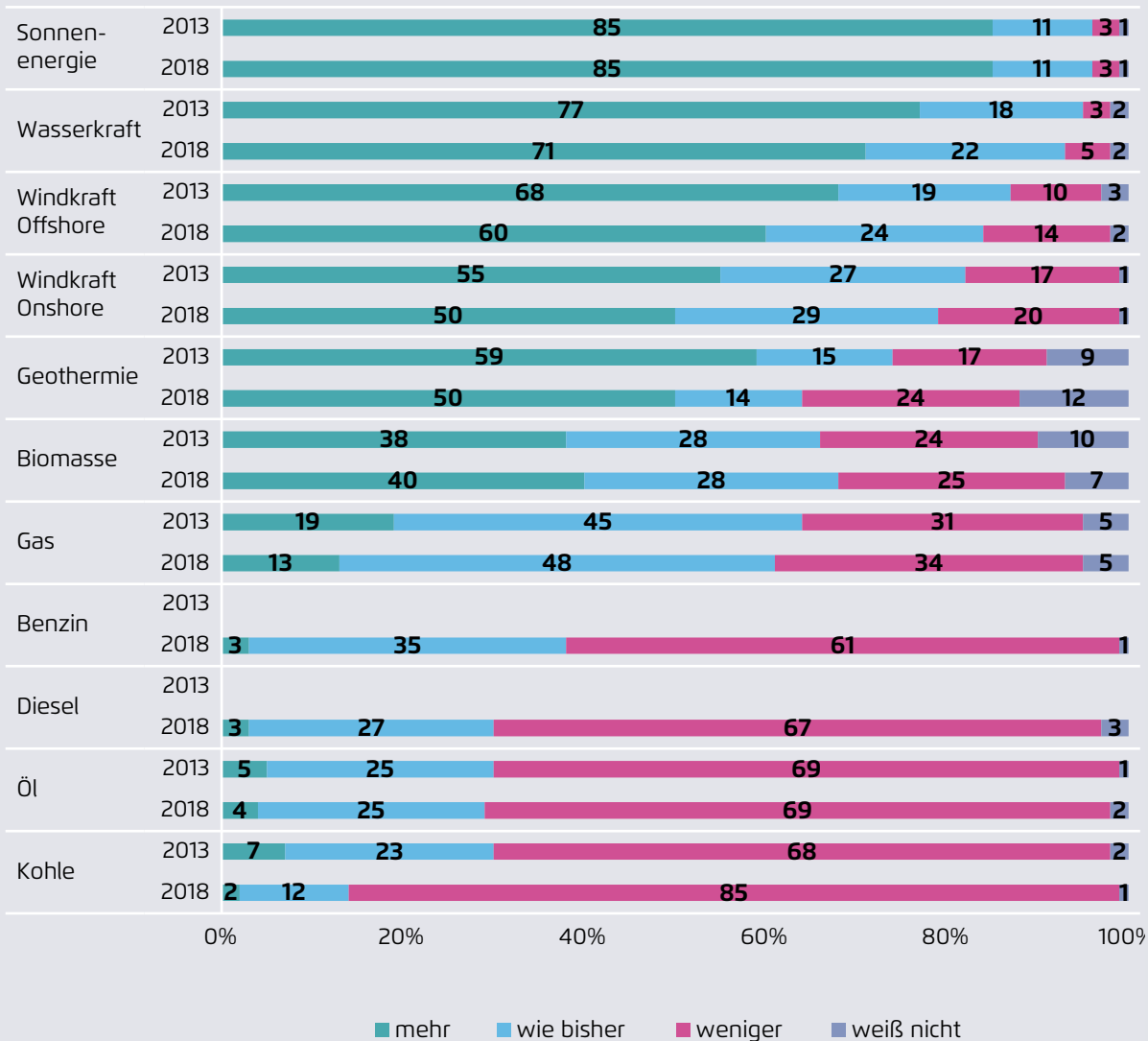


Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2018), Summen ergeben nicht 100 aufgrund gerundeter Werte

85 Prozent der Bevölkerung möchten mehr Sonnenenergie und weniger Kohlekraft

Abbildung 9-4

Welcher Energieträger sollte vermehrt eingesetzt werden?



Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2018), Summen ergeben nicht 100 aufgrund gerundeter Werte

10 Kennzeichnende Ereignisse zur Charakterisierung des deutschen Stromsystems in 2018

10.1 Kältewelle im Februar 2018

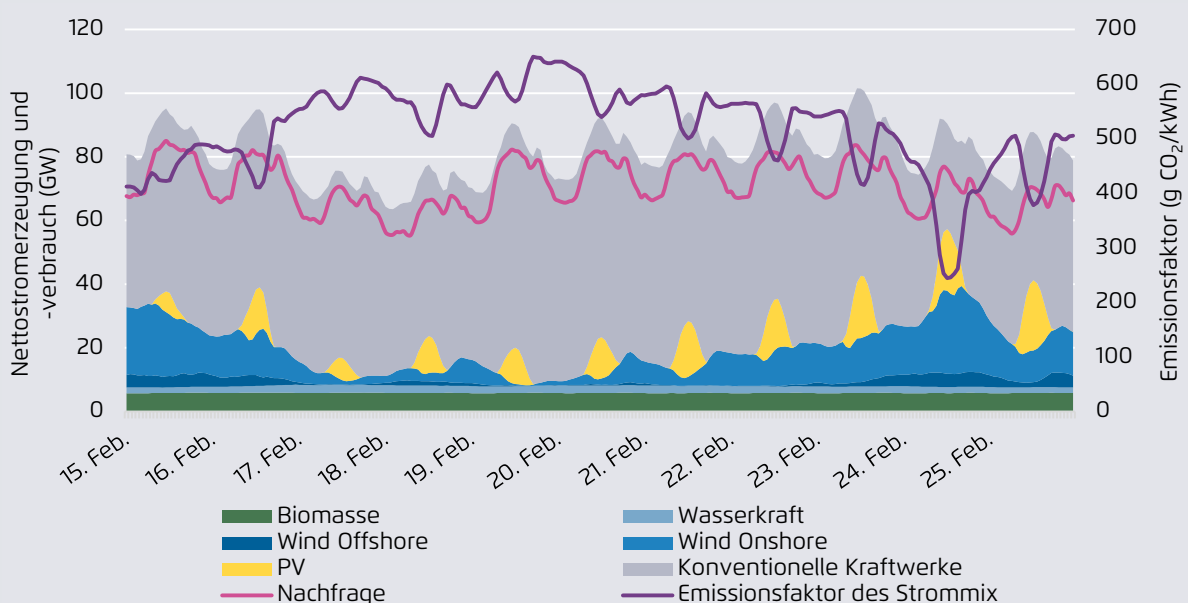
Im Jahr 2018 trat keine längere „kalte Dunkelflaute“ auf, also ein längerer Zeitraum (von mindestens zehn Tagen), in dem kalte Temperaturen herrschen und zugleich wenig Strom aus Erneuerbaren Energien, insbesondere Wind- und Solaranlagen, erzeugt wird. Allerdings kam es von Mitte Februar bis Anfang März zu einer Periode mit Temperaturen von bis zu minus 20 Grad Celsius, die mit einer etwa sechstägigen Phase niedriger Erneuerbaren-Einspeisung zusammenfiel (17. bis 23. Februar). Einer der Tage mit dem niedrigsten Erneuerbaren-Anteil fiel in diese Kälteperiode: Am 19. Februar 2018 in der Zeit von 17 bis 19 Uhr deckten Erneuerbare Energien mit 8,6 bis 8,8 Gigawatt nur elf Prozent des inländischen

Strombedarfs. Dieser belief sich auf 77,1 beziehungsweise 78,9 Gigawatt. Hierbei wurde die Erneuerbare-Energien-Einspeisung zu knapp 70 Prozent von Biomasse- und Wasserkraftwerken bereitgestellt. Konventionelle Kraftwerke, allen voran Erdgas- und Braunkohleanlagen, stellten den weit überwiegenden Teil des Strombedarfs bereit. Ähnliche Verhältnisse traten auch im Oktober auf.

Dennoch bestand in diesen Tagen zu keiner Zeit eine kritische Engpasssituation für Deutschland. Die *Day-ahead*-Preise am Spotmarkt erreichten stundenweise 60 Euro pro Megawattstunde, Ende Februar auch knapp 80 Euro pro Megawattstunde. Diese Werte deuten nicht auf eine signifikante Knappheit hin. Die Preisspitzen waren zudem eher der aus-

Die Stromquellen in der Kälteperiode im Februar 2018: Nettostromerzeugung und -verbrauch nach Energieträgern sowie Emissionsfaktor vom 15. bis 25. Februar

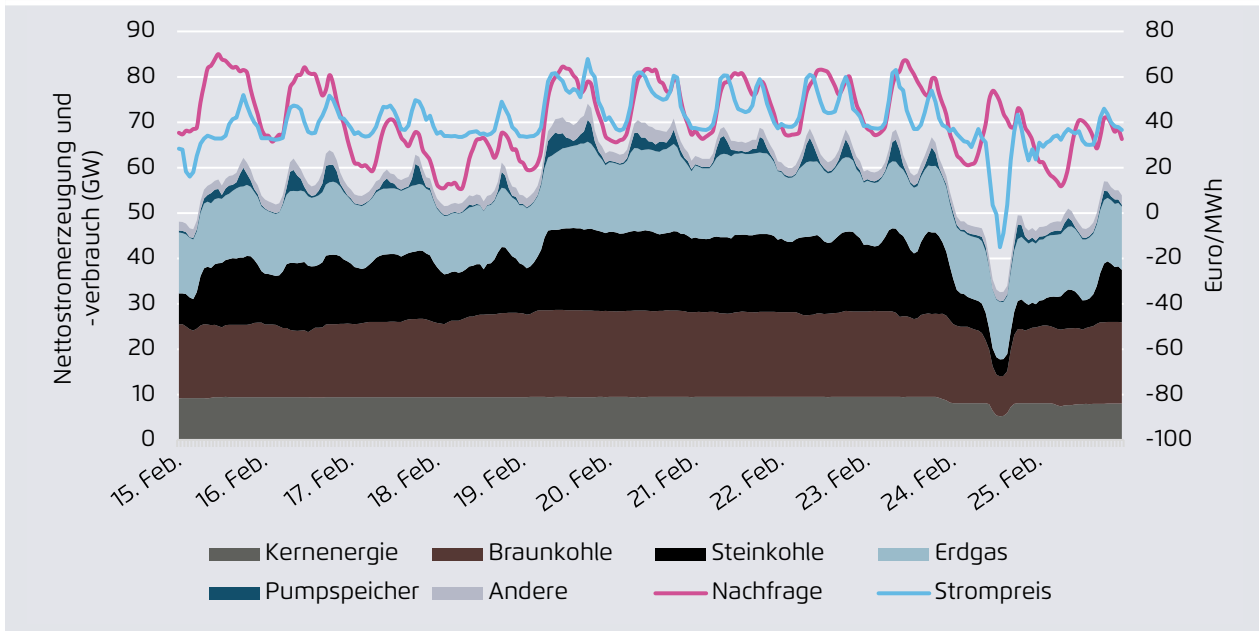
Abbildung 10-1



Agora Energiewende (2018)

Die Stromquellen in der Kälteperiode im Februar 2018: Nettostromerzeugung und -verbrauch nach Energieträgern sowie Börsenstrompreis vom 15. bis 25. Februar

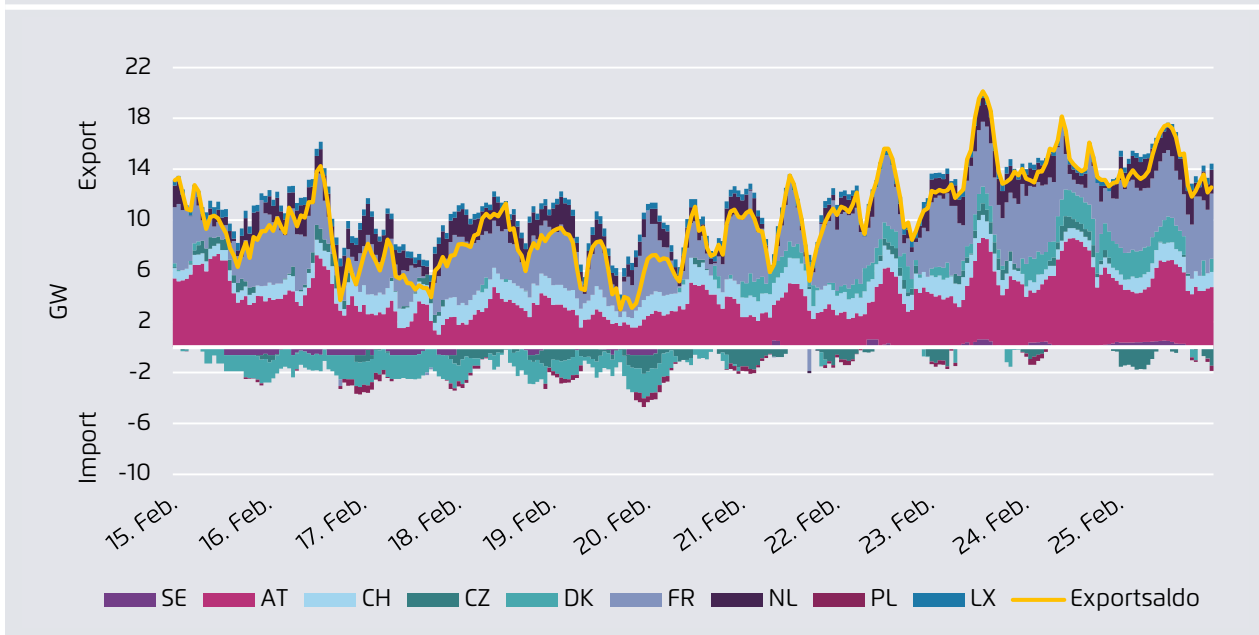
Abbildung 10-2



Agora Energiewende (2018)

Auch in der Kälteperiode des Februars exportierte Deutschland kontinuierlich Strom: Handelsstromflüsse und Exportsaldo vom 15. bis 25. Februar

Abbildung 10-3



Agora Energiewende (2018)

ländischen Nachfrage als der inländischen Versorgungssituation geschuldet. Im Schnitt wurden in diesen sechs Tagen mit geringer Erzeugung Erneuerbarer-Energien-Anlagen und 9,3 Gigawatt Strom netto pro Stunde exportiert. Neben Österreich, das den Strom teilweise in die südlicheren Regionen Europas weiterleitet, gehörte auch Frankreich, wo rund zehn Kernkraftwerke ausgefallen waren, zu den Hauptabnehmerländern.¹

10.2 Höchster Erneuerbaren-Anteil

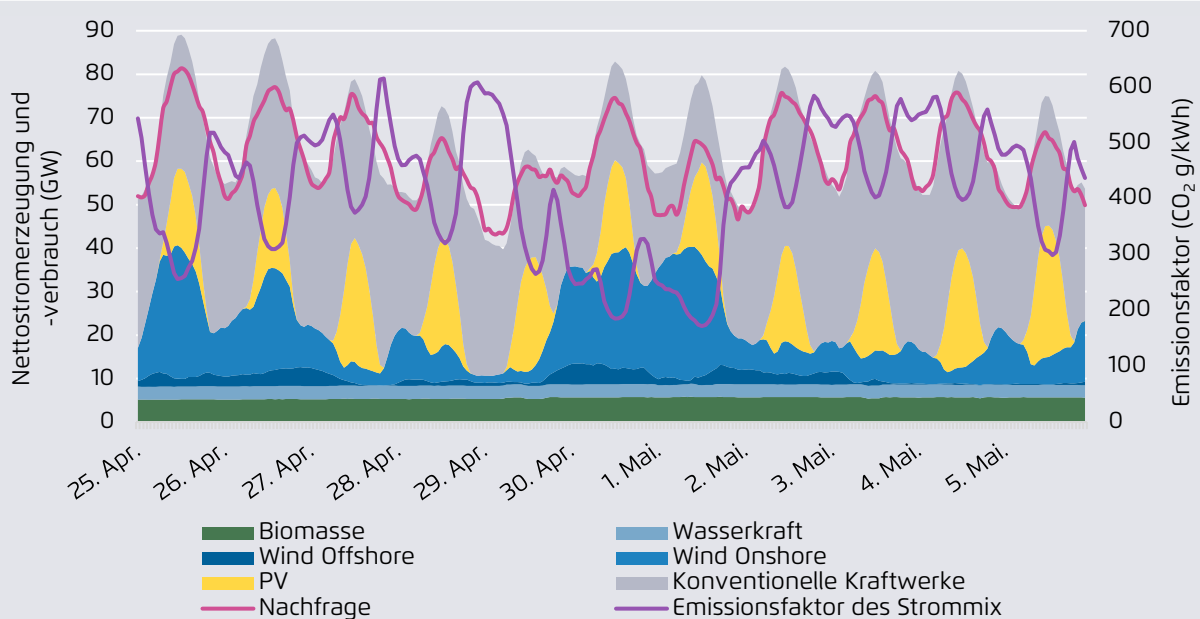
Aufgrund vergleichsweise niedriger Einspeisung von Windkraftanlagen waren 2018 trotz hoher Sonneneinstrahlung kaum Stunden mit übermäßig hoher Erneuerbare-Energien-Produktion und entsprechenden Folgen für das Stromsystem zu verzeichnen. Für den 1. Mai 2018 lässt sich eines dieser seltenen Ereignisse festhalten: Um 13 Uhr fielen hohe Einspeisun-

gen von Solar- und Windkraftanlagen (21,2 Gigawatt Solar- und 30 Gigawatt Wind) mit einer aufgrund des Feiertags niedrigen Nachfrage (63,8 Gigawatt netto) zusammen. Das Ergebnis war eine gut 94-prozentige Deckung des Strombedarfs durch Erneuerbare Energien. Zugleich zeigten sich die Steinkohlekraftwerke sehr flexibel, indem sie ihre Leistung auf 1,8 Gigawatt drosselten. Dagegen produzierten zu diesem Zeitpunkt immer noch 5 Gigawatt Kern-, 6 Gigawatt Braunkohle- und knapp 9 Gigawatt Gaskraftwerke Strom. Dies führt zu einem hohen Stromüberschuss, mit der Folge hoher Exporte von insgesamt 16,7 Gigawatt und negativer Börsenstrompreise (minus 35,9 Euro pro Megawattstunde, um 14 Uhr sogar minus 59 Euro pro Megawattstunde). Diese Situation zeigt, dass die Aufgabe konventionelle Kraftwerke immer flexibler zu machen noch keineswegs erfüllt ist. Insbesondere deren Mindestleistung muss – gerade bei den Gas-KWK-Anlagen – noch weiter sinken, wenn die Erneuerbaren Energien weiter zunehmen, damit nicht unnötig Strom verschenkt wird.

1 Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (2018b)

Höchster Erneuerbaren-Anteil an der Nettostromnachfrage: Nettostromerzeugung und -verbrauch nach Energieträgern sowie Emissionsfaktor vom 25. April bis 5. Mai

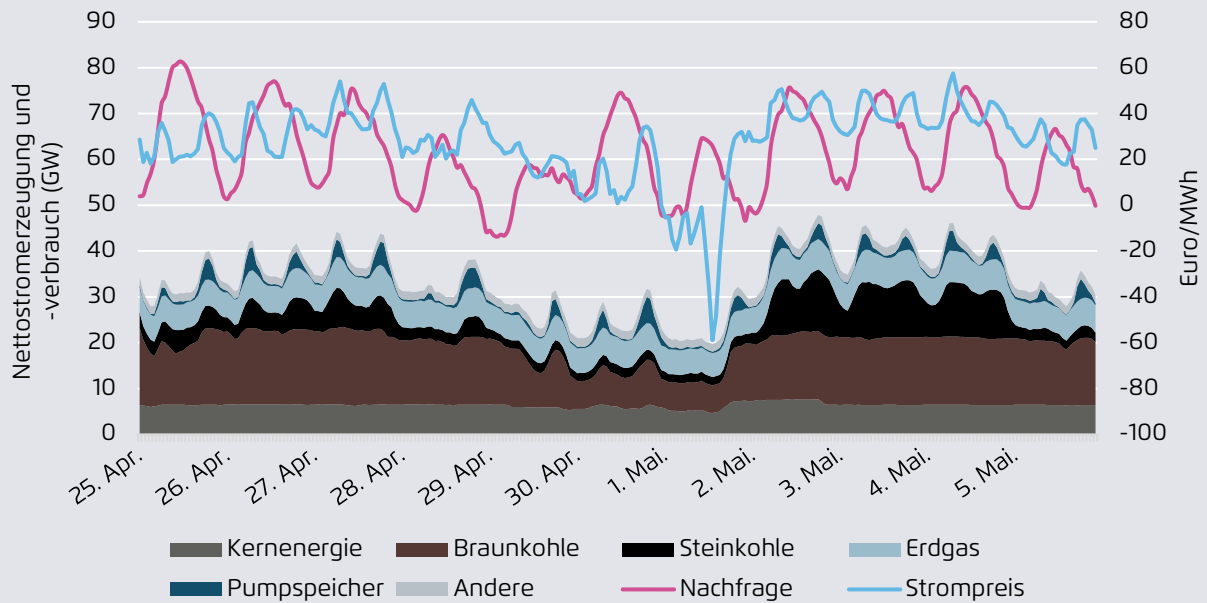
Abbildung 10-4



Agora Energiewende (2018)

Höchster Erneuerbaren-Anteil an Nettostromnachfrage: Nettostromerzeugung und -verbrauch nach Energieträgern sowie Börsenstrompreis vom 25. April bis 5. Mai

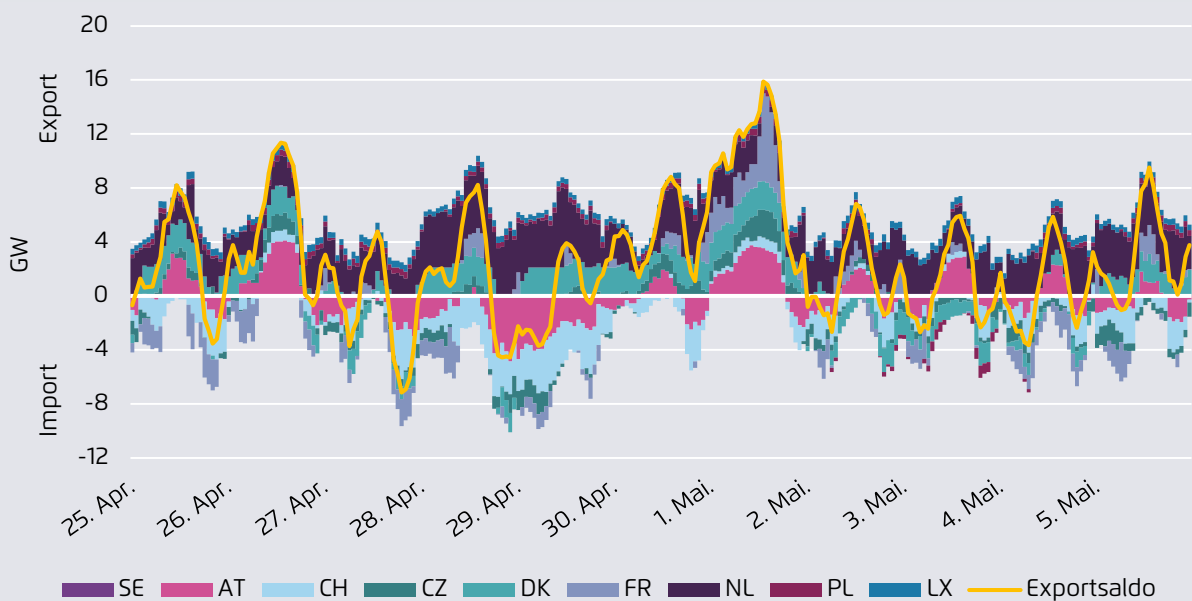
Abbildung 10-5



Agora Energiewende (2018)

Höchster Erneuerbaren-Anteil an Nettostromnachfrage: Handelsstromflüsse und Exportsaldo vom 25. April bis 5. Mai

Abbildung 10-6



Agora Energiewende (2018)

11 Ausblick

11.1 Trends im Strom- beziehungsweise Energiesektor

Basierend auf bisher verfügbaren Daten sind bereits heute einige Trends für den Energie- beziehungsweise Stromsektor 2019 abzusehen:

→ **Energie- und Stromverbrauch:** Aktuelle Konjunkturprognosen gehen für das Jahr 2019 von einem zu 2018 ähnlichen Wirtschaftswachstum von 1,8 Prozent aus.¹ Obwohl ein solches Wirtschaftswachstum 2018 mit einem unveränderten Strom- und sogar mit einem gesunkenen Primärenergieverbrauch einhergegangen ist, kann nicht von einer gleichbleibenden Geschwindigkeit bei der Entkopplung der Wirtschaft und des Energieverbrauchs ausgegangen werden. Denn die Minderungen im Gesamtenergieverbrauch sind weniger auf die Wirkung der Energieeffizienzpolitik von Bund und Ländern zurückzuführen, sondern sie ist eher jahresspezifischer Phänomene, im Speziellen der warmen Witterung, geschuldet. Gerade im Verkehrssektor sind mit bestehenden Maßnahmen kaum Mineralölverbrauchssenkungen zu erwarten, da die Benzin- und Dieselpreise zum Jahresende 2018 wieder deutlich niedriger lagen als noch im Sommer 2018. Auch ist, trotz steigender Neuzulassungen von Elektrofahrzeugen, die große Trendwende hin zur Elektromobilität erst für 2020 und danach zu erwarten. Im Jahr 2019 ist insofern bestenfalls mit einem leicht sinkenden wahrscheinlich aber eher konstanten Energieverbrauch zu rechnen.

→ **Erneuerbare Energien:** Auch im kommenden Jahr ist mit einem niedrigen Zuwachs im Bereich der Stromerzeugung aus Windenergie an Land zu rechnen. Einer Analyse der Fachagentur für Windenergie zufolge gingen bis zum 31. Oktober 2018 646 Onshore-Anlagen mit einer Gesamtkapazität

von 2,1 Gigawatt ans Netz. Damit liegt der Zubau 50 Prozent unter dem Niveau im Vergleichszeitraum 2017, mit entsprechend geringer zusätzlicher Erzeugung im Jahr 2019. Der sinkende Zubau ist insbesondere den ins Stocken gekommenen Genehmigungsverfahren geschuldet. Der monatliche Durchschnittswert an Genehmigungen der ersten drei Quartale in den Jahren 2017 und 2018 (121,4 Megawatt pro Monat) liegt mehr als 60 Prozent unterhalb des Monatsmittels der genehmigten Anlagenleistung in den Vergleichszeiträumen der Jahre 2014 bis 2016 (325,1 Megawatt pro Monat).² Engpässe bei den Genehmigungen werden noch mindestens bis Mitte des Jahres 2019 erwartet. Expertinnen und Experten gehen davon aus, dass der Zubau in Deutschland nicht nur im Jahr 2019, sondern auch 2020 maximal bei zwei Gigawatt liegen wird, was wiederum, verglichen mit dem Rekordzubau von über fünf Gigawatt (brutto) im Jahr 2017, einem Rückgang um zwei Drittel entspricht.

Der Zubau von Offshore-Windenergieanlagen nach den alten Regelungen aus dem EEG 2014 (Festvergütung, Sprinter-Prämie) wird aller Voraussicht nach im Jahr 2019 abgeschlossen sein. Dies führt zu einer nochmaligen Steigerung von etwa 1,4 Gigawatt im Jahr 2019. Danach wird erwartbar 2020/2021 kein Zubau erfolgen, bis die ersten Anlagen aus den Ausschreibungsverfahren voraussichtlich 2022 in Betrieb genommen werden.³

Im Bereich der Solarenergie wurde 2018 mit 3,4 Gigawatt erstmals seit 2013 wieder mehr als 2 Gigawatt Photovoltaik zugebaut. Es ist davon auszugehen, dass sich dieser Trend 2019 fortsetzt⁴.

1 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018a)

2 Fachagentur Windenergie an Land (2018)

3 Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber (2018)

4 Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber (2018)

Um das Ziel der Bundesregierung, 65 Prozent des Strombedarfs bis 2030 mit Erneuerbaren Energien zu decken, zu erreichen, ist ein jährlicher Zubau von 5 Gigawatt notwendig.

→ **Konventionelle Kraftwerke:** Das Jahr 2019 wird von mehr Stilllegungen als Inbetriebnahmen geprägt sein. Nachdem 2018 keine weiteren Stilllegungen von Kernkraftwerken vorgesehen waren, wird Philippsburg 2 zum 31. Dezember 2019 planmäßig stillgelegt. Die Abschaltung wird sich insofern erst in der Strombilanz des Jahres 2020 bemerkbar machen. Zum 1. Oktober 2019 werden zudem insgesamt knapp 800 Megawatt an Braunkohlekraftwerksleistung (Jänschwalde E und Neurath C) in die Sicherheitsbereitschaft überführt. Auch bei der Steinkohle sind Kraftwerksstilllegungen von insgesamt gut einem Gigawatt vorgesehen. Allerdings wird im Jahr 2020 voraussichtlich gut ein Gigawatt an neuer Steinkohlekapazität im Rahmen der Inbetriebnahme von Datteln 4 ans Netz gehen. Bei Erdgas steht der Zubau von 250 Megawatt (in Berlin) einer eventuellen Stilllegung von 290 Megawatt Kraftwerksleistung (in Düsseldorf) gegenüber. Des Weiteren sind 800 Megawatt an vorläufigen Stilllegungen von Gaskraftwerken in Herdecke, Gera und Werne geplant. Mineralölkraftwerke erfahren schon seit längerem keinen Zubau mehr, so auch im Jahr 2019, in dem Stilllegungen von 90 Megawatt angestrebt sind.⁵ Darüber hinaus befinden sich insgesamt 1,6 Gigawatt Kraftwerksleistung auf der Stilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur (Stand 1. Oktober 2018), die nicht als systemrelevant eingestuft wurden und deren endgültige Stilllegung im Lauf der nächsten Jahre geplant ist.⁶ Insgesamt ist davon auszugehen, dass der Trend der leicht rückläufigen CO₂-Emissionen im Stromsektor weiter anhält. Die Geschwindigkeit des Rückgangs ist jedoch zu gering, um die Klimaschutzziele 2020 und 2030 zu erreichen.

⁵ Bundesnetzagentur (2018a)

⁶ Bundesnetzagentur (2018f)

11.2 Energiepolitik

Das Jahr 2019 wird für die im Koalitionsvertrag der Bundesregierung verankerten energiepolitischen Vorhaben das entscheidende Jahr. Trotz der Reduktion der Treibhausgase im Jahr 2018 ist Deutschland beim Klimaschutz immer noch nicht auf Kurs, die 2030 gesteckten Ziele sicher zu erreichen. Damit verbunden sind nicht nur mögliche Klimafolgeschäden und ein weiterer Verlust politischen Ansehens auf der internationalen Bühne, sondern auch erhebliche finanzielle Risiken für den deutschen Bundeshaushalt im Rahmen der europäischen Klimaschutz-Regulierungen (*Climate Action Regulation*). Mit dem laut Koalitionsvertrag im Jahr 2019 zu erarbeitenden Klimaschutzgesetz sind daher zentrale Weichenstellungen für eine Kurskorrektur erforderlich. Konkret dürften folgende Themen die klima- und energiepolitische Agenda prägen:

→ **Gesetzlicher Rahmen für den Klimaschutz:** Alle im Bundestag vertretenen Parteien außer der AfD bekennen sich zum Klimaschutz. Die nationalen und internationalen Klimaschutzziele wurden in der Vergangenheit mehrfach im Parlament in verschiedenen Konstellationen bestätigt. Konkrete Maßnahmen zur sicheren Erreichung der Klimaschutzziele wurden allerdings bisher selten hinterlegt – das letzte große Klimaschutz-Maßnahmen-Paket war das so genannte "Integrierte Energie- und Klimaprogramm" von 2007. Eine sichere Zielerreichung der 2030-Klimaschutzziele wird daher nur erreicht, wenn diese Klimaschutzziele rechtlich verbindlich im Klimaschutzgesetz verankert werden. Dazu gehört auch, dass Regelungen getroffen werden, die im Falle einer absehbaren Zielverfehlung konkrete weiterführende Schritte in den jeweils betroffenen Sektoren vorsehen.

→ **Ausstieg aus der Kohleverstromung:** Die Arbeit der von der Bundesregierung eingerichteten Kommission "Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung" wurde bis Februar 2019 verlängert. Entscheidend wird sein, welche Empfehlungen die

Kommission abgibt und ob Bundesregierung und Bundestag diese 2019 gesetzlich verankern werden. Neben den Maßnahmen zur Bewältigung des Strukturwandels, die mit Haushaltstiteln hinterlegt werden müssen, ist ein verbindlicher Pfad für die Reduktion der Kohlestromerzeugung in Deutschland notwendig. Um diesen Konflikt dauerhaft zu befrieden und den betroffenen Regionen, Unternehmen und Menschen Planungssicherheit zu geben, wird ein Kohleausstiegsgesetz diesen verbindlichen Pfad festlegen müssen. Kernelemente dabei sind, wie im Einsetzungsbeschluss der Kommission formuliert, die Leistung eines Beitrags zum 2020er Klimaschutzziel, die Absicherung der Zielerreichung des Energie-Sektorziels im Jahr 2030 und das Festlegen eines Enddatums für die Kohleverstromung.

- Erneuerbare Energien: 2018 ist zwar ein neuer Rekord für den Anteil Erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung erzielt worden, der Zuwachs hat sich jedoch insgesamt und insbesondere bei der Windenergie an Land spürbar verlangsamt. Im Jahr 2019 wird sich der Ausbau der Windkraft an Land vermutlich weiter verlangsamen, da die letzten Wind-Ausschreibungen deutlich unterzeichnet waren. Bei Wind auf See ist der Einbruch für 2020 bereits jetzt absehbar. Um das im Koalitionsvertrag verankerte Ziel eines 65-Prozent-Anteils Erneuerbarer Energien im Jahr 2030 zu erreichen, sind jedoch deutliche Steigerungen beim Ausbau von Wind an Land, Wind auf See und Photovoltaik nötig. Für das Jahr 2019 ist daher eine EEG-Reform nötig, welche die Beschleunigung des Ausbaus absichert und einen Schwerpunkt auf die Steigerung der Akzeptanz für den Bau von neuen Windparks an Land legt.
- Verkehr: Die Bundesregierung hat im November 2018 eine Plattform "Zukunft der Mobilität" gegründet, im Rahmen derer die Arbeitsgruppe "Klimaschutz im Verkehr" im Frühjahr 2019 Vorschläge für Maßnahmen zur Erreichung des Klimaschutz-Sektorziels 2030 vorlegen soll. Da der

Verkehrssektor bislang weit entfernt ist von der Erreichung seiner Klimaschutzziele, dürften die Vorschläge kontroverse Diskussionen auslösen. Inwieweit die Bundesregierung im Jahr 2019 tatsächlich auch wirksame Maßnahmen im Verkehrssektor beschließen wird, ist dabei noch völlig offen.

- Gebäudeeffizienz: Die steuerliche Abschreibung der Gebäudesanierung steht zwar im Koalitionsvertrag, ist aber aufgrund von Finanzierungsvorbehalten bisher nicht in die Tat umgesetzt worden. Der Entwurf des Gebäudeenergiegesetzes sieht vor, die Neubaustandards auf dem Niveau der Energieeinsparverordnung 2016 (EnEV) einzufrieren. Mit diesen Maßnahmen wird sich das Gebäudesektorziel 2030 sicher nicht einhalten lassen. Als Teil eines Klimapakets 2019 muss daher für den Gebäudesektor ein Maßnahmenprogramm implementiert werden, das sowohl die Zahl der Anlässe für eine Sanierung als auch den Umfang der getätigten Sanierungsmaßnahmen deutlich steigert. Der Entwurf des Gebäudeenergiegesetzes erfüllt dieses Kriterium derzeit nicht und bedarf daher einer deutlichen Überarbeitung.
- CO₂-orientierte Energiesteuerreform: Bisher spielt der Preis für CO₂ lediglich für Unternehmen, die dem europäischen Emissionshandel unterliegen, eine Rolle. Alle anderen gewerblichen und privaten Investitionen in Gebäudeinfrastruktur oder Mobilität unterliegen bisher keinem Preis für CO₂. Dadurch kommt der Klimaschutz im Verkehr, bei den privaten Haushalten und im Kleingewerbe nur schleppend voran. Zudem verhindern die bisher einseitig verteilten Kosten der Energiewende auf den Stromsektor die zur Erreichung der Klimaschutzziele notwendige Kopplung der Sektoren. Die Belastung von Strom mit Abgaben, Umlagen und Entgelten ist so hoch, dass Investitionen in Stromanwendungen und Speicher vielfach wirtschaftlich nicht sinnvoll sind. Auch wenn eine aufkommensneutrale Reform der Energiesteuern mit dem Ziel, dass alle Energieträger gemäß ihrer CO₂-Intensität über die Sektoren hinweg gleichbehandelt

delt werden, bislang noch nicht auf der Agenda der Bundesregierung steht: Diese Debatte wird auch 2019 weitergehen, da effektiver Klimaschutz ohne eine CO₂-orientierte Bepreisung kaum möglich ist.

12 Referenzen

AG Energiebilanzen (2018a): Bruttostromerzeugung in Deutschland. Stand 19.12.2018.

AG Energiebilanzen (2018b): Stromaufkommen und -verbrauch in Deutschland. Stand 19.12.2018.

AG Energiebilanzen (2018c): Primärenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland. Stand 19.12.2018.

AG Energiebilanzen (2018d): Pressemitteilung 05-2018: Energieverbrauch 2018 deutlich gesunken. Abrufbar unter https://ag-energiebilanzen.de/index.php?article_id=29&fileName=ageb_presse-dienst_05_2018.pdf.

Agora Energiewende (2018): Agorameter. Abrufbar unter www.agora-energiewende.de/agorameter.

Amprion (2018): Projektbeschreibung ALEGrO. Abrufbar unter <https://www.amprion.net/Netzausbau/Aktuelle-Projekte/ALEGrO-Deutschland-Belgien/>.

APX (2018): Day-ahead Prices.

BELPEX (2018): Day-ahead Prices.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2018a): Drittlandskohlepreis. Abrufbar unter http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Drittlandskohlepreis/drittlandskohlepreis_node.html.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2018b): Aufkommen und Export von Erdgas sowie die Entwicklung der Grenzübergangspreise ab 1991. Abrufbar unter http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Erdgas/erdgas_node.html.

Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle (2018c): Entwicklung Rohöleinfuhr (2017-2018).

Abrufbar unter http://www.bafa.de/DE/Energie/Rohstoffe/Rohoel/rohoel_node.html.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018a): Wirtschaftliche Entwicklung und Konjunktur. Abrufbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/wirtschaftliche-entwicklung.html>.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018b): Aktionsplan Stromnetz. Abrufbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/aktionsplan-stromnetz.pdf?__blob=publicationFile.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018c): Ergebnisse des Netzgipfels am 20.09.2018 von Bundesminister Altmaier mit den Länderminister/innen. Abrufbar unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/E/ergebnisse-des-netzgipfels-20-09-2018.pdf?__blob=publicationFile.

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018d): Pressemitteilung - Netze und Netzausbau vom 12.12.2018. Abrufbar unter <https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Pressemitteilungen/2018/20181212-kabinett-stimmt-fuer-gesetz-zur-beschleunigung-des-energieleitungsbaus.html>.

Bundesnetzagentur (2018a): Kraftwerkliste und Zu- und Rückbau von Kraftwerken. Abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste_node.html.

Bundesnetzagentur (2018b): EEG-Registerdaten und EEG-Fördersätze.

Bundesnetzagentur (2018c): Informationen zum Haushaltskundenpreis für Strom und Gas.

Bundesnetzagentur (2018d): Ergebnisse der Ausschreibungsrunden für Solar-Anlagen, Windanlagen an Land, Windanlagen auf See und gemeinsame Ausbreitungen von Solar- und Windanlagen 2018. Abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Ausschreibungen/Ausschreibungen_node.html.

Bundesnetzagentur (2018e): Leitungsvorhaben. Abrufbar unter https://www.netzausbau.de/leitungsvorhaben/de.html?cms_map=2.

Bundesnetzagentur (2018f): Das Verfahren - Netzausbau in fünf Schritten. Abrufbar unter <https://www.netzausbau.de/5schritte/de.html>.

Bundesnetzagentur (2018g): Quartalsbericht zu Netz- und Systemsicherheitsmaßnahmen: Erstes Quartal 2018. Abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2018/Quartalsbericht_Q1_2018.pdf?__blob=publicationFile&v=3.

Bundesnetzagentur (2018f): Kraftwerksstilllegungsanzeige. Abrufbar unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/KWSAL/KWSAL_node.html.

Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2018): Energiewendemonitor 2018.

Deutsche Emissionshandelsstelle (2018a): Auktio- nierung. Deutsche Versteigerungen von Emissions- berechtigungen. Periodischer Bericht: Viertes Quar- tal 2018. Abrufbar unter https://www.dehst.de/DE/Emissionshandel-verstehen/Versteigerung/Berichte/berichte-node.html;jsessionid=C96704485EB3F-22222C78387CAF652DF.1_cid331.

Deutsche Emissionshandelsstelle (2006): Emis- sionsfaktoren und Kohlenstoffgehalte.

EEX (2018): Future Prices.

Energie & Management (2018): NABEG: Falsche Entscheidung zur Unzeit. Abrufbar unter <https://www.energie-und-management.de/nachrichten/energiepolitik/detail/nabeg-falsche-entscheidung-zur-unzeit-128387>.

ENTSO-E (2018): Scheduled Commercial Exchanges.

EPEX SPOT (2018a): Day-ahead Prices.

EPEX SPOT (2018b): Intraday Prices.

Fachagentur Windenergie an Land (2018): Winde- nergieausbau stark rückläufig. Abrufbar unter <https://www.fachagentur-windenergie.de/aktuell/detail/windenergieausbau-stark-ruecklaeufig.html>.

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (2016): Welche Kraftwerke bis 2020 abge- schaltet werden. Abrufbar unter <https://www.iwr.de/news.php?id=32376>.

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (2018a): Massiver Ausfall von Atomkraft- werken treibt Strompreise. Abrufbar unter <https://www.iwr.de/news.php?id=35633>.

Internationales Wirtschaftsforum Regenerative Energien (2018b): Kältewelle: Frankreich importiert massiv Strom wegen AKW-Ausfall. Abrufbar unter <https://www.iwr.de/news.php?id=35069>.

Kraftfahrtbundesamt (2018): Pressemitteilung Nr. 6/2018 - Der Fahrzeugbestand am 1. Januar 2018. Abrufbar unter https://www.kba.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2018/Fahrzeugbestand/pm6_fz_bestand_pm_komplett.html;jsessionid=828BC2623F0A5FB758A1D595B9368BC5.live21304?nn=1837800.

Mercato Elettrico (2018): Day-ahead Prices.

Mineralölwirtschaftsverband e.V. (2018): Mineralölabsatz. Abrufbar unter <https://www.mwv.de/statistiken/mineraloelabsatz/>.

Mittelfristprognose der Übertragungsnetzbetreiber (2018): Abrufbar unter <https://www.netztransparenz.de/EEG/Mittelfristprognosen/Mittelfristprognose-2019-2023>.

Netztransparenz (2017a): Informationsplattform der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber. Abrufbar unter <https://www.netztransparenz.de/>.

Nordpool (2018): Day-ahead Prices.

Öko-Institut (2017): Die deutsche Braunkohlenwirtschaft. Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen. Studie im Auftrag von Agora Energiewende und der European Climate Foundation.

Öko-Institut (2018): EEG-Rechner. Berechnungs- und Szenarienmodell zur Ermittlung der EEG-Umlage. Erstellt im Auftrag von Agora Energiewende.

OMEL (2018): Day-ahead Prices.

POLPX (2018): Day-ahead Prices.

PV Magazine (2018): 182 Megawatt Photovoltaik-Zubau im Oktober. Abrufbar unter <https://www.pv-magazine.de/2018/11/30/182-megawatt-photovoltaik-zubau-im-oktober/>.

Statista (2018a): Durchschnittliche Sonnenscheindauer pro Monat in Deutschland von November 2017 bis November 2018 (in Stunden). Abrufbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/5578/umfrage/durchschnittliche-monatliche-sonnenscheindauer-in-deutschland/>.

Statista (2018b): Monatliche Entwicklung des Wechselkurses des Euro gegenüber dem US-Dollar von November 2017 bis November 2018 (in US-Dollar). Abrufbar unter <https://de.statista.com/statistik/daten/studie/214878/umfrage/wechselkurs-des-euro-gegenueber-dem-us-dollar-monatliche-entwicklung/>.

Statistisches Bundesamt (2018a): Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung. Lange Reihen. Abrufbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesamtwirtschaftUmwelt/VGR/VolkswirtschaftlicheGesamtrechnungen.html>.

Statistisches Bundesamt (2018b): Zahlen und Fakten: Industrie und verarbeitendes Gewerbe. Abrufbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/Wirtschaftsbereiche/IndustrieVerarbeitendesGewerbe/IndustrieVerarbeitendesGewerbe.html>.

Statistisches Bundesamt (2018c): Bevölkerungsstand. Abrufbar unter <https://www.destatis.de/DE/ZahlenFakten/GesellschaftStaat/Bevoelkerung/Bevoelkerungsstand/Bevoelkerungsstand.html#Tabellen>.

Tagesspiegel Background (2018): Standpunkt - Der verlogene Protest. Abrufbar unter <https://background.tagesspiegel.de/der-verlogene-protest>.

Umweltbundesamt (2018a): Entwicklung der energiebedingten Treibhausgas-Emissionen nach Quellgruppen.

Umweltbundesamt (2018b): Entwicklung der Kohlendioxid-Emissionen der fossilen Stromerzeugung nach eingesetzten Energieträgern.

Windguard (2018): Windenergie-Statistik: 1. Halbjahr 2018. Abrufbar unter <https://www.windguard.de/Statistik-1-halbjahr-2018.html>.

Publikationen von Agora Energiewende

AUF DEUTSCH

[Eine Neuordnung der Abgaben und Umlagen auf Strom, Wärme, Verkehr](#)

Optionen für eine aufkommensneutrale CO₂-Bepreisung von Energieerzeugung und Energieverbrauch

[Wert der Effizienz im Gebäudesektor in Zeiten der Sektorenkopplung](#)

Endbericht einer Studie vom Institut für Energie- und Umweltforschung Heidelberg (ifeu), dem Fraunhofer IEE und Consentec

[65 Prozent Erneuerbare bis 2030 und ein schrittweiser Kohleausstieg](#)

Auswirkungen der Vorgaben des Koalitionsvertrags auf Strompreise, CO₂-Emissionen und Stromhandel

[Die Kosten von unterlassendem Klimaschutz für den Bundeshaushalt](#)

Die Klimaschutzverpflichtungen Deutschlands bei Verkehr, Gebäuden und Landwirtschaft nach der EU-Effort-Sharing-Entscheidung und der EU-Climate-Action-Verordnung

[Vom Wasserbett zur Badewanne](#)

Die Auswirkungen der EU-Emissionshandelsreform 2018 auf CO₂-Preis, Kohleausstieg und den Ausbau der Erneuerbaren

[Stromnetze für 65 Prozent Erneuerbare bis 2030](#)

Zwölf Maßnahmen für den synchronen Ausbau von Netzen und Erneuerbaren Energien

[Die zukünftigen Kosten strombasierter synthetischer Brennstoffe](#)

[Wie weiter mit dem Ausbau der Windenergie?](#)

Zwei Strategievorschläge zur Sicherung der Standortakzeptanz von Onshore Windenergie

[Toolbox für die Stromnetze](#)

Für die künftige Integration von Erneuerbaren Energien und für das Engpassmanagement

[Ein Kohleausstieg nach dem Vorbild des Atomausstiegs?](#)

Eine juristische Analyse des Urteils des Bundesverfassungsgerichts vom 6. Dezember 2016

[Eine Zukunft für die Lausitz](#)

Elemente eines Strukturwandelkonzepts für das Lausitzer Braunkohlerevier

[Energiewende 2030: The Big Picture](#)

Megatrends, Ziele, Strategien und eine 10-Punkte-Agenda für die zweite Phase der Energiewende

[Die deutsche Braunkohlenwirtschaft](#)

Historische Entwicklungen, Ressourcen, Technik, wirtschaftliche Strukturen und Umweltauswirkungen

Publikationen von Agora Energiewende

Charta für eine Energiewende- Industriepolitik

Ein Diskussionsvorschlag von Agora Energiewende und Roland Berger

Smart-Market-Design in deutschen Verteilnetze

Entwicklung und Bewertung von Smart Markets und Ableitung einer Regulatory Roadmap

Energiewende und Dezentralität

Zu den Grundlagen einer politisierten Debatte

Wärmewende 2030

Schlüsseltechnologien zur Erreichung der mittel und langfristigen Klimaschutzziele im Gebäudesektor

Erneuerbare vs. fossile Stromsysteme: ein Kostenvergleich

Stromwelten 2050 – Analyse von Erneuerbaren, kohle- und gasbasierten Elektrizitätssystemen

FAQ EEG – Energiewende: Was bedeuten die neuen Gesetze?

Zehn Fragen und Antworten zu EEG 2017, Strommarkt- und Digitalisierungsgesetz

AUF ENGLISCH

Cross-Border Renewables Cooperation

The impact of national policies and regulation on the cost of onshore wind across the PENTA region and priorities for cooperation

A Word on Flexibility

The German Energiewende in practice: how the electricity market manages flexibility challenges when the shares of wind and PV are high

A Word on Low Cost Renewables

The Renewables Breakthrough: How to Secure Low Cost Renewables

The Future Cost of Electricity-Based Synthetic Fuels

Reducing the cost of financing renewables in Europe

A proposal for an EU Renewable Energy Cost Reduction Facility („RES-CRF“)

Energiewende 2030: The Big Picture

Megatrends, Targets, Strategies and a 10-Point Agenda for the Second Phase of Germany's Energy Transition

Alle Publikationen finden Sie auf unserer Internetseite: www.agora-energiewende.de

Wie gelingt uns die Energiewende? Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will den Boden bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.



Unter diesem QR-Code steht diese
Publikation als PDF zum Download
zur Verfügung.

Agora Energiewende

Anna-Louisa-Karsch-Straße 2 | 10178 Berlin

T +49 (0)30 700 14 35-000

F +49 (0)30 700 14 35-129

www.agora-energiewende.de

info@agora-energiewende.de

