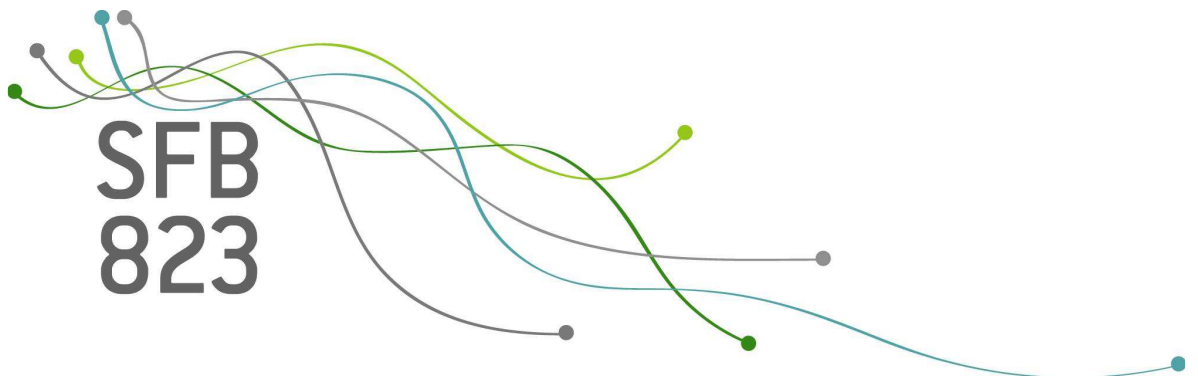


SFB  
823

# Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050? Klimapolitische Maßnahmen und Energie- prognosen für Deutschland, Österreich und die Schweiz

Manuel Frondel, Tobias Thomas

Nr. 17/2020



Discussion Paper



# **Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050? Klimapolitische Maßnahmen und Energieprognosen für Deutschland, Österreich und die Schweiz**

Manuel Frondel und Tobias Thomas

## **Kontakt:**

Prof. Dr. Manuel Frondel, RWI Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Hohenzollernstr. 1-3, D-45128 Essen. Fon: 0201-8149 204, Fax: 0201-8149 200, [www.rwi-essen.de/frondel](http://www.rwi-essen.de/frondel). E-Mail: [frondel@rwi-essen.de](mailto:frondel@rwi-essen.de).

Prof. Dr. Tobias Thomas, EcoAustria - Institut für Wirtschaftsforschung, Am Heumarkt 10, A-1030 Wien, [www.ecoaustria.ac.at](http://www.ecoaustria.ac.at). E-Mail: [tobias.thomas@ecoaustria.ac.at](mailto:tobias.thomas@ecoaustria.ac.at).

## **Kurzzusammenfassung**

Angesichts der wachsenden klimapolitischen Herausforderungen streben viele Länder Europas bis zum Jahr 2050 eine Dekarbonisierung an, das heißt den Ausstieg aus der Nutzung fossiler Energieträger. Vor diesem Hintergrund präsentiert dieser Beitrag Prognosen des Energiebedarfs und der Energiemixe für Deutschland, Österreich und die Schweiz für das Jahr 2030 sowie einen Ausblick auf das Jahr 2050. Der Vergleich der bisherigen Energiepolitiken dieser Länder offenbart gravierende Unterschiede: Während Deutschland bislang vorwiegend auf die massive Subventionierung alternativer Stromerzeugungstechnologien gesetzt hat, war der bisherige Ansatz Österreichs eher, Energieverbrauch und Treibhausgasausstoß mit ordnungsrechtlichen Maßnahmen, insbesondere Ge- und Verboten, aber auch Subventionen, senken zu wollen. Im Gegensatz dazu setzt die Schweiz bereits seit dem Jahr 2008 auf das marktwirtschaftliche Instrument der CO<sub>2</sub>-Abgabe. Die hier präsentierten Prognosen des Energiebedarfs der drei Länder deuten darauf hin, dass vor allem Deutschland und Österreich mit einer Fortführung der bisherigen Politik das langfristige Ziel einer weitgehenden Dekarbonisierung nicht erreichen dürften, während es in der Schweiz bereits zu einem spürbaren Rückgang des Primärenergieverbrauchs gekommen ist. Vor diesem Hintergrund gewinnt die jüngst in Deutschland beschlossene CO<sub>2</sub>-Bepreisung der Emissionen in den Bereichen Verkehr und Wärme besondere Bedeutung. Auch Österreich möchte in diesen Sektoren eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung einführen. Es bleibt allerdings abzuwarten, wie konsequent das marktwirtschaftliche Instrument der CO<sub>2</sub>-Bepreisung tatsächlich verfolgt werden wird.

**Keywords:** CO<sub>2</sub>-Bepreisung, Strommix, Primärenergiemix.

**JEL-Code:** Q21, Q31, Q47.

**Danksagung:** Für wertvolle Kommentare und Anmerkungen möchten wir uns bei Christoph M. Schmidt und Ludwig Strohner sehr herzlich bedanken. Für wertvolle wissenschaftliche Vorarbeiten möchten wir Tobias Larysch und Nico Schwarzer großen Dank aussprechen. Dieser Beitrag wurde unterstützt vom Sonderforschungsbereich 823 „Statistische Modellierung Nichtlinearer Dynamischer Prozesse“, im Rahmen des Projekts A3, „Dynamische Technologiemodellierung“.

## **Abstract**

Many European countries aim at decarbonizing their economy until 2050, thereby striving to abstain from using fossil fuels at all. Against this background, this paper presents forecasts on the energy demand and energy mixes of Germany, Austria, and Switzerland for 2030, as well as outlooks for 2050. Comparing the energy policies of these countries reveals grave differences: While Germany focused on the massive subsidization of renewable energy technologies for electricity production, to reduce both its energy consumption and emissions, Austria's approach heavily relied on regulatory policies, such as command and control measures, accompanied by compensations and subsidies. In contrast, Switzerland is so far the only one of these countries that harnesses market instruments for this purpose and established a carbon tax already in 2008. Our forecasts on the energy demand of these countries indicate that Germany and Austria may miss their long-term goal of decarbonization, whereas Switzerland substantially diminished its primary energy consumption in the aftermath of the introduction of its carbon tax. These facts highlight the importance of Germany's decision to establish a carbon price in its road transport and housing sectors in 2021. Austria now considers introducing a carbon pricing scheme in these sectors as well. It remains an open question, however, whether carbon pricing helps tremendously to achieve these countries' long-term goals of decarbonization.

## 1. Einleitung

Die energiepolitischen Ziele Deutschlands, Österreichs und der Schweiz weisen starke Ähnlichkeiten auf. So stimmen die Schweizer Ziele einer breit gefächerten, sicheren, wirtschaftlichen und umweltverträglichen Energieversorgung, die dort seit 1990 in der Verfassung verankert sind, im Wesentlichen auch mit den energiepolitischen Eckpunkten Deutschlands und Österreichs überein. Die Gewichte in den energiepolitischen Zielsetzungen änderten sich allerdings – mit gewissen nationalen Nuancen – über die Zeit hinweg in erheblicher Weise. So wurde nach den Ölpreiskrisen der 1970er Jahre der Schwerpunkt auf eine sichere und wirtschaftliche Energieversorgung gelegt. Im Zuge dessen gewann in Deutschland und der Schweiz vor allem die Kernenergie an großer Bedeutung. In Österreich hingegen verhinderte eine Volksabstimmung die Nutzung der Atomkraft.

Mit der zunehmenden Sorge um die potenziell gravierenden Folgen des Klimawandels ist mittlerweile die Umweltverträglichkeit der Energieversorgung immer mehr in den Vordergrund der Energiepolitik dieser Länder gerückt. Es ist zu erwarten, dass sich deren Energieversorgungssysteme bis zum Jahr 2050 in massiver Weise verändern werden. So dürften konventionelle Energietechnologien auf Basis fossiler Brennstoffe stark an Bedeutung verlieren, während regenerative Technologien weiter auf dem Vormarsch sein dürften.

Vor diesem Hintergrund präsentiert dieser Beitrag Prognosen des Energiebedarfs und der Energiemixe für Deutschland, Österreich und die Schweiz für das Jahr 2030 sowie einen Ausblick für das Jahr 2050. Jedem dieser Länder wird ein eigenes Kapitel gewidmet, dessen Aufbau für alle Länder ähnlich ist: Im jeweils ersten Abschnitt werden die Entwicklung des historischen Energiebedarfs und dessen wesentliche Treiber dargestellt. Darauf aufbauend werden im jeweiligen zweiten Abschnitt die aktuellen und zu erwartenden Trends beschrieben, die für die Prognose des Energiebedarfs und der Energiemixe relevant sind. Dabei werden Triebkräfte betrachtet, die für alle drei Länder gleichermaßen wichtig sind, vor allem die globalen Rohölpreise sowie die Preise für Emissionszertifikate, aber auch länderspezifische Faktoren, etwa der Atomausstieg in Deutschland im Jahr 2022.

Im jeweiligen dritten Abschnitt wird der künftige Energiebedarf dieser Länder sowohl mit Hilfe eines linearen Trendszenarios, das von Faktoren wie Energie- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreisen, aber auch der wirtschaftlichen Entwicklung, abstrahiert und ein „Weiter-so-wie-bisher“ darstellt als auch mit einem Referenzszenario skizziert, das insbesondere länderspezifische Faktoren berücksichtigt. Die jeweiligen vierten Abschnitte fassen die künftig zu erwartende Entwicklung des Energieverbrauchs der Länder zusammen. Das abschließende fünfte Kapitel vergleicht die Klima- und Energiepolitiken der drei Länder und leitet auf dieser Basis energiepolitische Empfehlungen ab.

## **2. Deutschland**

Deutschlands Energiepolitik orientiert sich, wie in vielen anderen europäischen Staaten, an dem im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) niedergelegten Zieldreieck, das aus den Zielen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit bzw. Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit besteht. Während dieses Zieldreieck weitgehend politischen Konsens darstellt, sind die Mittel zur Zielerreichung umstritten und es kommt immer wieder zu Zielkonflikten, etwa zwischen Wirtschaftlichkeit und Umweltverträglichkeit.

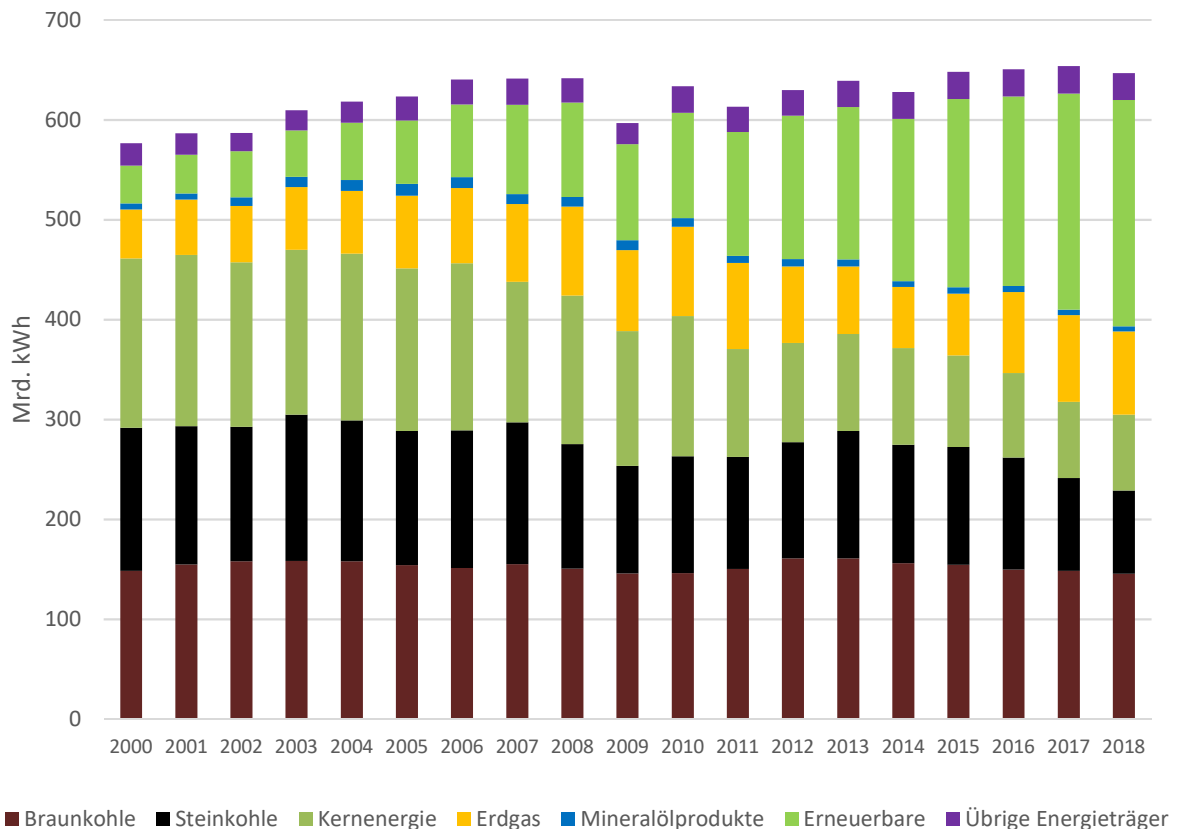
Ein bedeutendes Beispiel dafür ist der Streit um die Erzeugung und Nutzung von Kernenergie seit den 1970er-Jahren. Nach langen Jahren des Konflikts kam es unter der ersten rot-grünen Bundesregierung im Juni 2000 zum „Atomkonsens“ mit den Stromversorgern über die Abschaltung aller Kernkraftwerke. Dieser wurde durch die Novellierung des Atomgesetzes im Jahr 2002 rechtlich verankert. Für die Atomkraftwerke wurden Reststrommengen vereinbart, nach deren Erzeugung die Kraftwerke abgeschaltet werden sollten. Feste Abschalttermine wurden dadurch vermieden. Im Jahr 2010 wurde das Atomgesetz erneut geändert, um die Laufzeiten für die 17 noch verbliebenen Kernkraftwerke zu verlängern: Den sieben vor 1980 in Betrieb gegangenen Kernreaktoren wurden zusätzlich je acht Betriebsjahre gewährt, den übrigen zehn je 14 Betriebsjahre.

Am 14. März 2011 – wenige Tage nach Beginn der Nuklearkatastrophe von Fukushima – kam es zu einer weiteren Kehrtwende in der deutschen Atom- bzw. Energiepolitik: Zunächst wurde ein dreimonatiges Atom-Moratorium für die acht ältesten deutschen Atomkraftwerke (AKW) verkündet. Am 6. Juni 2011 wurden dann das Aus für diese acht AKW und ein stufenweiser Atomausstieg bis zum Jahr 2022 beschlossen. Mit diesem Beschluss wurden 2011 knapp 9 Gigawatt (GW) bzw. rund 41 % der Bruttostromerzeugungskapazität der 17 Kernkraftwerke kurzfristig abgeschaltet. Danach wurden bis Ende 2019 drei AKW mit einer Leistung von insgesamt 4,157 GW stillgelegt (2015, 2017 und 2019). Die letzten sechs Reaktoren mit einer Leistung von 8,545 GW bzw. 40 % der gesamten Kapazität der ehemals 17 AKW sollen binnen eines Jahres wegfallen, drei bis spätestens Ende 2021, drei bis spätestens Ende 2022.

### **2.1 Historischer Energiebedarf und Energiemix Deutschlands**

Die Schließung von acht Kernreaktoren im Jahr 2011 machte sich im deutschen Strommix deutlich bemerkbar (Abbildung D1). Die Stromerzeugung auf Basis von Kernkraft nahm innerhalb eines Jahres um 23,2 % ab, von rund 140 Mrd. kWh im Jahr 2010 auf 108,0 Mrd. kWh im Jahr 2011 (AGEB 2019). Der Anteil der Kernkraft an der Bruttostromerzeugung schrumpfte innerhalb eines Jahres von 22,2 auf 17,6 %. Zur Deckung der Grundlast sprangen stattdessen die Braunkohlekraftwerke ein: deren Stromerzeugung stieg von 145,9 Mrd. kWh im Jahr 2010 auf 160,7 Mrd. kWh im Jahr 2012 an (AGEB 2019). Auch die Stromproduktion auf Basis von Steinkohle stieg in der Folge zeitweise an.

Abbildung D1: Bruttostromerzeugung (in Mrd. kWh) in Deutschland (Quelle: AGEB 2019)



Dennoch änderte der Kernenergieausstieg nur temporär etwas an der tendenziell rückläufigen Stromerzeugung auf Basis fossiler Brennstoffe. Diese Tendenz ist seit mehreren Jahren bei der Steinkohle besonders ausgeprägt und auf die Schließung zahlreicher Kraftwerke zurückzuführen. So fiel die Stromerzeugung auf Steinkohlebasis von 118,6 Mrd. kWh im Jahr 2014 auf 92,9 Mrd. kWh im Jahr 2017 (AGEB 2019), mit stark rückläufiger Tendenz in den Jahren 2018 und 2019 (Agora Energiewende 2020). Dies ist dem stetig steigenden Ausbau der regenerativen Energietechnologien geschuldet. Diese verdrängen Stromerzeugungstechnologien mit hohen variablen Kosten („Merit-Order-Effekt“), wie die Steinkohle- und Erdgasverstromung, da die variablen Kosten von regenerativen Technologien wie Windkraft und Photovoltaik praktisch bei null liegen. Die beständig zunehmende Erzeugung grünen Stroms hat somit einen dämpfenden Effekt auf die Strompreise an der Börse: Diese Preise fallen niedriger aus als in der kontrafaktischen Situation ohne einen massiven Ausbau der Erneuerbaren, mit entsprechend negativen Wirkungen für die Gewinne der Betreiber konventioneller Kraftwerke.

Der Erneuerbaren-Ausbau in Deutschland, dessen wesentlicher Treiber das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) ist, führte zu einer Vervielfachung des Anteils grünen Stroms an der Bruttostromerzeugung: Dieser Anteil stieg von 6,6 % im Jahr 2000, als das EEG zur Förderung der Produktion grünen Stroms eingeführt wurde, auf 35,0 % im Jahr 2018 (AGEB 2019). Das EEG gewährleistet technologie-spezifische Vergütungssätze

je kWh für die Einspeisung grünen Stroms für in der Regel bis zu 21 Jahren. Besonders hohe Vergütungen gab es in der Vergangenheit für Solarstrom. Der Solarstrom aus Anlagen, die im Jahr 2005 errichtet wurden, wird mit über 50 Cent je kWh vergütet, wenn er ins Stromnetz eingespeist wird. Dies hatte in den Jahren 2009 bis 2013 zu einem Solarboom geführt. So wurden mit 7,1 Gigawatt allein im Jahr 2010 mehr Photovoltaik-Kapazitäten zugebaut als bis zum Jahr 2008 insgesamt installiert waren (Frondel, Schmidt, Vance 2014, Frondel, Sommer, Vance 2015).

Bemessen am Bruttoinlandsstromverbrauch von 595,6 Mrd. kWh im Jahr 2018 machte die Grünstromproduktion auf Basis regenerativer Technologien von 226,4 Mrd. kWh einen Anteil von 38,0 % aus (AGEB 2019). Damit war das Erneuerbaren-Ziel eines Grünstromanteils von 35 % am Bruttoinlandsverbrauch im Jahr 2020 bereits zwei Jahre zuvor mehr als erfüllt. Die Erreichung dieses Ziels hat jedoch einen hohen Preis: Derzeit zahlen die Stromverbraucher rund 25 Mrd. Euro pro Jahr für den von Erneuerbaren-Anlagen produzierten grünen Strom (Andor, Frondel, Vance 2017). Seit Einführung des EEG im Jahr 2000 haben die Verbraucher mit ihren Stromrechnungen bereits rund 200 Mrd. Euro für die Förderung der Erneuerbaren aufwenden müssen (Frondel, Sommer 2019). Nach groben Abschätzungen müssen die Verbraucher in den kommenden 20 Jahren weitere rund 400 Mrd. Euro für die für bis zu 21 Jahre gewährleisteten Einspeisevergütungen aufbringen (Andor, Frondel, Vance 2017).

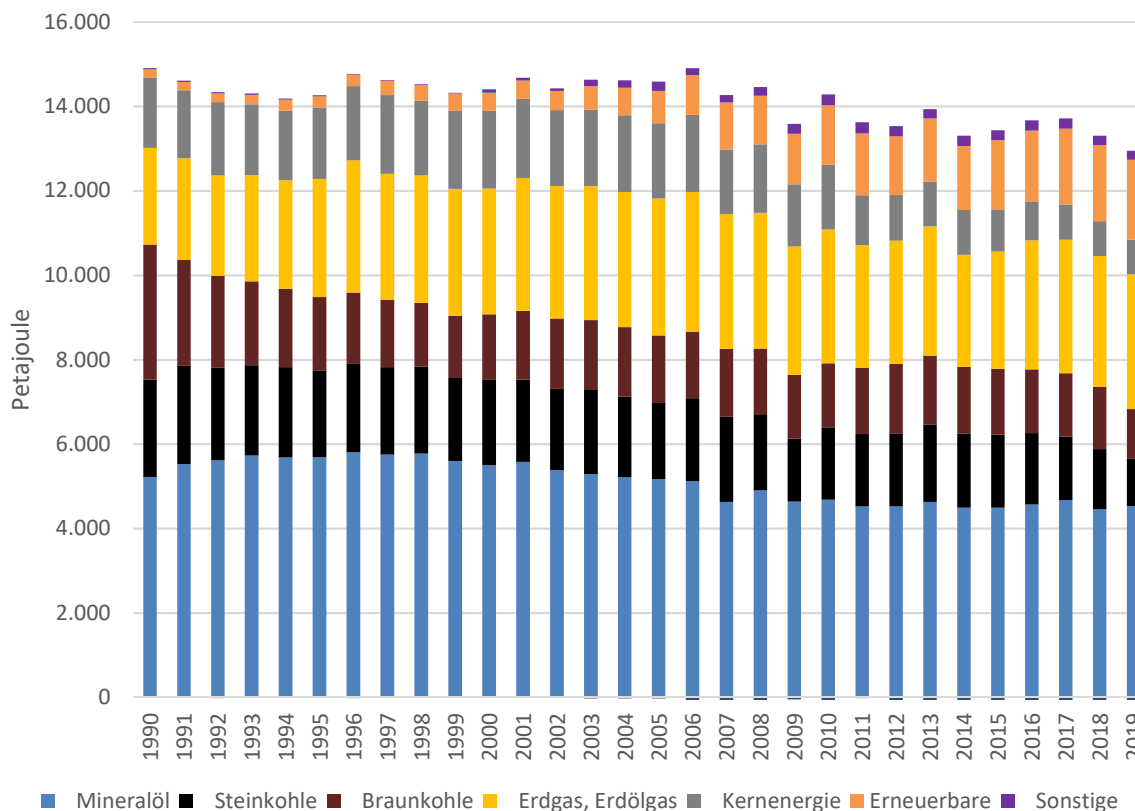
Trotz der massiven Subventionierung der Erneuerbaren machten diese im Jahr 2017 lediglich einen Anteil von 13,1 % am Primärenergieverbrauch Deutschlands aus (Abbildung). Der Anteil der Photovoltaik, die für beinahe die Hälfte aller Subventionen für Erneuerbare verantwortlich zeichnet (Frondel, Schmidt, Vance 2014), betrug bei einem Beitrag von 144 PJ zum Primärenergieverbrauch von 13 594 PJ gerade einmal 1,1 % (BMWi 2018). Der Anteil der Windkraft war mit 2,8 % bzw. 384 PJ etwas höher, die Biomasseverstromung trug 961 PJ bzw. 7,1 % zur Deckung des Primärenergieverbrauchs bei. Dieser Anteil ist seit dem Jahr 2010 nahezu unverändert. Die geringen Anteile von Photovoltaik und Windkraft trotz hoher Subventionen machen deutlich, dass es mit gewaltigen finanziellen Belastungen der öffentlichen und privaten Haushalte verbunden wäre, das Ziel der weitgehenden Dekarbonisierung Deutschlands mittels der Subventionierung erneuerbarer Energietechnologien erreichen zu wollen. Entsprechend dem nationalen Klimaschutzziel sind die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % gegenüber 1990 zu senken (Schiffer 2019a:142).

Aus heutiger Perspektive erscheint dies mit den vorhandenen regenerativen Technologien als sehr große Herausforderung, nicht zuletzt weil die Potenziale der Biomasse, die den größten Anteil am Primärenergieverbrauch unter den Erneuerbaren ausmacht, weitgehend erschöpft sind und bereits heute der weitere Ausbau in Deutschland wegen der Konkurrenz um Ackerflächen zum Nahrungsmittelanbau strikt begrenzt wird. So ist der Zubau von Biogasanlagen zur Stromerzeugung mit der Novellierung des EEG im Jahr 2014



auf 100 Megawatt (MW) pro Jahr stark limitiert worden. Darin sollen vor allem Reststoffe verwertet werden, um die Konkurrenz zur Nahrungsmittelproduktion zu vermeiden.

Abbildung D2: Primärenergieverbrauch von Deutschland in Petajoule und Primärenergiemix (Quelle: BMWi 2018)



## 2.2 Energie- und Strombedarf Deutschlands: Aktuelle und künftige Trends

Deutschlands Stromversorgung steht aktuell vor großen Herausforderungen. Erstens: Mit dem bis Ende des Jahres 2022 zu vollziehenden Kernenergieausstieg gehen Kapazitäten im Umfang von knapp 10 Gigawatt (GW) Nettoleistung (Kohlekommission 2019:20) vom Netz, und es müssen rund 76 Mrd. kWh (AGEB 2019) an Atomstrom entweder eingespart oder durch andere Energieträger bzw. -technologien ersetzt werden. Zur Einordnung: 76 Mrd. kWh entsprechen laut BMWi (2018) knapp 13 % des Stromverbrauchs bzw. laut ABEG (2019) 6,1 % des Primärenergieverbrauchs. Infolge des Kernenergieausstiegs wird der CO<sub>2</sub>-Ausstoß Deutschlands höher ausfallen, als wenn darauf verzichtet worden wäre. Zudem fallen dadurch die Strompreise höher aus als andernfalls. Nach der Studie „Energieprognose 2009“ sind damit im Vergleich zu einer Laufzeitverlängerung von durchschnittlich 12 Jahren volkswirtschaftliche Verluste von weit über 100 Mrd. Euro verbunden (IER, RWI, ZEW 2010).

Zweitens: Die Umsetzung des bis zum Jahr 2038 von der Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ (kurz: „Kohlekommission“) vorgeschlagenen Ausstiegs

aus der Kohleverstromung in Deutschland bedeutet, dass 42,6 GW Kohlekraftwerkskapazitäten (Tabelle D1), die im Jahr 2017 rund 241 Mrd. kWh Strom produzierten und knapp 37 % zur Stromerzeugung in Deutschland beitrugen (AGEB 2019), abgeschaltet würden und knapp 3 000 PJ bzw. 22,0 % des Primärenergieverbrauchs auf andere Art und Weise gedeckt oder dieser verringert werden müssen.<sup>1</sup>

Nach dem Abschlussbericht der Kohlekommission (2019) soll bereits bis Ende des Jahres 2022 die Leistung an Braun- und Steinkohlekraftwerke auf jeweils rund 15 GW zurückgeführt werden (Tabelle D1). Das entspricht gegenüber Ende 2017 einem Rückgang von 4,9 GW bei der Braunkohle und von 7,7 GW bei der Steinkohle und damit einem Rückgang von 25 bzw. 34 %. Bis 2030 soll die Leistung der im Markt befindlichen Kohlekraftwerke (ohne Reserven) auf maximal 9 GW Braun- und 8 GW Steinkohlekapazitäten verringert werden. Das entspricht im Vergleich zu 2017 einem Rückgang von 10,9 GW bei der Braunkohle und 14,7 GW bei der Steinkohle und damit einem Rückgang von 55 bzw. 65 %. Folglich soll bis zum Jahr 2030 Kohlekraftwerksleistung in Höhe von 25,6 GW abgeschaltet werden. Dies ist mehr als ein Viertel der derzeit vorhandenen Kapazitäten an konventionellen Kraftwerken, zu denen Anlagen auf Basis von Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas gerechnet werden und die eine Leistung von insgesamt rund 92 GW aufweisen (BNetzA 2019).

Tabelle D1: Kapazitäten and Stein- und Braunkohlekraftwerken in Deutschland in Gigawatt (GW) und Kohleausstiegsplan (Quelle: Kohlekommission 2019:62-63, BNetzA 2019)

	<b>2017</b>	<b>2022</b>	<b>Abbau gegenüber 2017</b>	<b>2030</b>	<b>Abbau gegenüber 2017</b>
<b>Braunkohle</b>	19,9 GW	15 GW	-4,9 GW	9 GW	-10,9 GW
<b>Steinkohle</b>	22,7 GW	15 GW	-7,7 GW	8 GW	-14,7 GW
<b>Summe</b>	<b>42,6 GW</b>	<b>30 GW</b>	<b>-12,6 GW</b>	<b>17 GW</b>	<b>-25,6 GW</b>

Allerdings ist dieser Ausstiegsplan für die Kohleverstromung an eine Reihe von energie- und sozialpolitischen Bedingungen geknüpft und soll 2023, 2026 und 2029 überprüft werden.<sup>2</sup> Unter Versorgungssicherheitsgesichtspunkten könnte der Termin für die erste Überprüfung im Jahr 2023 jedoch zu spät stattfinden, denn bis Ende 2022 werden neben der vorgesehenen Abschaltung von 12,6 GW an Kohlekraftwerksleistung zusätzlich knapp 10 GW an Kernkraftkapazitäten vom Netz gehen.

<sup>1</sup> Darüber hinaus gibt es weitere Kohlekraftwerke, die nicht mehr am Markt aktiv sind. Dies umfasst Steinkohlekraftwerke in der Netzreserve (2,3 GW Ende 2018) und Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsbereitschaft (2,0 GW Ende 2018). Die Braunkohlekraftwerke in der Sicherheitsreserve können nicht mehr in den Markt zurückkehren und werden nach vier Jahren endgültig stillgelegt. Insgesamt befinden sich in der Netzreserve 6,9 GW, davon 3 GW an Erdgaskraftwerken und 1,6 GW Kraftwerke auf Basis von Mineralöl (BNetzA 2019).

<sup>2</sup> Sofern die energiewirtschaftlichen, beschäftigungspolitischen und betriebswirtschaftlichen Voraussetzungen vorliegen, kann andererseits das Datum des Kohleausstiegs in Verhandlungen mit den Betreibern auf 2035 vorgezogen werden. Die Überprüfung, ob dies möglich ist, ist für das Jahr 2032 geplant („Öffnungsklausel“).

Insgesamt könnten somit rund 22 GW an konventioneller Kraftwerksleistung bzw. rund ein Viertel des heutigen konventionellen Kraftwerksparks nicht mehr zur Verfügung stehen, die konventionellen Kapazitäten könnten bei fehlendem Zubau neuer Kraftwerke bis Ende 2022 auf rund 70 GW schrumpfen. Dann würden zur Deckung der Spitzenlast, die im Winter in Deutschland bei über 80 GW liegt, nicht mehr ausreichend konventionelle Kapazitäten zur Verfügung stehen und man wäre auf Stromimporte, Pumpspeicher, Maßnahmen zur temporären Nachfragereduktion und die in der Netzreserve befindlichen Kraftwerke angewiesen.

Die erneuerbaren Technologien sind in Engpasssituationen hingegen wenig hilfreich: Während der Anteil der gesicherten an der installierten Leistung bei konventionellen Kraftwerken bei rund 90 % liegt, tragen Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen nur in geringem Umfang zur gesicherten Leistung bei (Schiffer 2019b). Deren Beiträge liegen zwischen 0 % (Photovoltaik) und 5 % (Wind). Da die höchste Last bei der Stromnachfrage typischerweise im Herbst und Winter auftritt, wenn es bereits dunkel ist und die Photovoltaik dann keinen Beitrag mehr leisten kann, müsste zu solchen Zeiten bei einer Windflaute nahezu die gesamte Last durch Importe und vor allem durch heimische konventionelle Kraftwerke gedeckt werden. Dies trifft nicht selten sogar für ganze Wintertage zu: Beispielsweise mussten konventionelle Kraftwerke am 14. Dezember 2018 über den ganzen Tag gemittelt mehr als 80% der Last decken, Wind und Sonne lieferten nur einen geringen Beitrag zur Lastabdeckung (Agora Energiewende 2018).

Vor diesem Hintergrund wird der Bau neuer Gaskraftwerke voraussichtlich eine wichtige Option zur Stromerzeugung darstellen. Angesichts eines Realisierungszeitraums neuer Kraftwerke zwischen vier und sieben Jahren ist es jedoch höchst unwahrscheinlich, dass in Planung oder im Genehmigungsverfahren befindliche Projekte bis zum Ausstieg aus der Kernenergienutzung Ende 2022 realisiert werden können. In einer Studie für Greenpeace schätzt Energy Brainpool (2017:1), dass bei einem bereits zum Jahr 2030 erfolgenden Kohleausstieg neue Erdgaskraftwerke mit einer Leistung von über 28 GW gebaut werden müssten, um die Versorgungssicherheit mit Strom nicht zu gefährden, vorausgesetzt die Kapazitäten von Windkraft- und Photovoltaik-Anlagen würden in massiver Weise erhöht. Nach dieser Studie müssten dazu bis zum Jahr 2030 neue Windkraftanlagen mit einer Leistung von 116,7 GW und neue Photovoltaik-Kapazitäten im Umfang von 115,0 GW zugebaut werden. Zum Vergleich: Ende des Jahres 2017 waren insgesamt 55,7 GW Windkraftleistung installiert, davon 5,4 GW Windparks vor den Küsten, und 42,3 GW Photovoltaik-Kapazitäten (BNetzA 2019). In einem Zeitraum von 13 Jahren müssten folglich mehr als doppelt so viel Windkraftleistung, als derzeit installiert ist, zusätzlich errichtet werden und eine nahezu drei Mal so hohe Leistung an Photovoltaik.

Während ein solcher Zubau eine immense Herausforderung darstellen würde, besagt die Studie von Energy Brainpool (2017:41), dass damit das Ziel eines Erneuerbaren-Anteils von 65 % am Bruttostromverbrauch bis zum Jahr 2030 mehr als erreicht wird:

Sogar das für das Jahr 2050 gesetzte nationale Ziel eines Erneuerbaren-Anteils von 80 % am Bruttostromverbrauch würde bereits im Jahr 2030 eingehalten. In jedem Falle bedeutet der zur Erreichung der Erneuerbaren-Ziele erforderliche Ausbau der regenerativen Kapazitäten eine Vervielfachung der Stromerzeugungskapazitäten gegenüber dem Jahr 2000, als das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) eingeführt wurde und die gesamten Kapazitäten zur Stromerzeugung in Deutschland bei rund 120 GW lagen (Frondele, Sommer 2019:29). Die Stromerzeugungskapazitäten könnten nach der Studie von Energy Brainpool im Jahr 2030 bei weit über 300 GW liegen, nach anderen Studien sogar noch deutlich darüber (acatech 2017). Zum Vergleich: Im Jahr 2017 betrug die Stromerzeugungsleistung rund 217,6 GW, davon rund 112,5 GW an regenerative Kapazitäten (BNetzA 2019). Angesichts des zunehmenden Widerstands gegen den Windkraftausbau an Land dürfte es allerdings schwierig werden, bereits im Jahr 2030 einen Anteil von 80 % grünen Stroms am Inlandsstromverbrauch zu erreichen. Bei stark wachsenden Kapazitäten von Windparks vor deutschen Küsten („Wind offshore“) ist allerdings die Erreichung des Ziels eines Erneuerbaren-Anteils von 65 % am Bruttostromverbrauch nicht ausgeschlossen.

Wie Stromerzeugung und Strommix in Deutschland in den Jahren 2030 und 2050 aussehen könnten, ist in Tabelle dargestellt. Dafür wurde angenommen, dass der Kohleausstieg erfolgt wie in Tabelle dargestellt. Weiterhin wurde wie in der Studie von Energy Brainpool (2017:1) unterstellt, dass u.a. aufgrund der Zunahme von Elektrofahrzeugen der Stromverbrauch bis zum Jahr 2030 um 56 Mrd. kWh steigt. Den höheren Stromverbrauch zu decken, könnte zunehmend problematisch werden: Gegenüber 2017 könnten sich die regenerativen Kapazitäten bis zum Jahr 2030 zwar mehr als verdoppeln, aber deren geringe Auslastung führt dazu, dass die Grünstromproduktion bis 2030 unterproportional wächst.

Die begrenzte Effektivität der Erneuerbaren ist leicht erkennbar an deren relativ niedrigem Anteil von 33,1 % an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2017 (Tabelle ): Obwohl die regenerativen Kapazitäten im Jahr 2017 erstmals die konventionellen Kapazitäten überstiegen, trugen die Konventionellen zwei Drittel zur Stromerzeugung bei, die Erneuerbaren lediglich ein Drittel. Aufgrund der begrenzten Effektivität ist nicht auszuschließen, dass die Erneuerbaren-Ziele mit Grünstromanteilen von 65 % und 80 % für die Jahre 2030 und 2050 nicht erreicht werden: Bei einem Ausbau wie in Tabelle dargestellt würde der Anteil der Erneuerbaren am Bruttostromverbrauch im Jahr 2030 bei rund 60 % liegen und damit das 65 %-Ziel verfehlt werden, im Jahr 2050 bei lediglich rund 70 %, anstatt der angepeilten 80 %.

Gemäß dem bis zum Jahr 2022 zu vollziehenden Kernenergieausstieg liegt der Anteil von Atomstrom im Strommix für die Jahre 2030 und 2050 bei null. Dies trifft für das Jahr 2050 auch für die Anteile an Kohlestrom zu: Selbst wenn der Kohleausstieg nicht bis zum Jahr 2038 vollzogen würde, ist davon auszugehen, dass aufgrund auslaufender Betriebsgenehmigungen für Braunkohletagebaue, etwa im Jahr 2045 in Nordrhein-Westfalen,

sowie aufgrund vermutlich steigender Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate die Kohleverstromung bis Mitte des Jahrhunderts aufgegeben wird.

Tabelle D2: Bruttostromerzeugung in Deutschland in Mrd. kWh nach Energieträgern und Technologien im Jahre 2017 sowie Strommixe für die Jahre 2030 und 2050  
(Quellen: AGEB 2019, eigene Berechnungen)

	Bruttostromerzeugung in Mrd. kWh			Anteile an der Bruttostromerzeugung		
	2017	2030	2050	2017	2030	2050
<b>Braunkohle</b>	148,4	83,9	0,0	22,7%	12,5%	0,0%
<b>Steinkohle</b>	92,9	49,1	0,0	14,2%	7,3%	0,0%
<b>Kernenergie</b>	76,3	0,0	0,0	11,7%	0,0%	0,0%
<b>Erdgas</b>	86,7	102,4	178,3	13,3%	15,3%	25,5%
<b>Mineralöl</b>	5,6	5,6	0,0	0,9%	0,8%	0,0%
<b>Erneuerbare</b>	216,2	401,5	494,2	33,1%	59,9%	70,6%
<b>Sonstige</b>	27,5	27,5	27,5	4,1%	4,1%	3,9%
<b>Bruttoerzeugung</b>	653,5	670,0	700,0	100,0%	100,0%	100,0%

Wenn andererseits die Kohlekapazitäten bis zum Jahr 2030 so verringert würden, wie es von der Kohlekommission vorgeschlagen wurde und in Tabelle D1 dargestellt ist, würde dies lediglich zu einem unterproportionalen Rückgang der Stromproduktion aus Kohle führen (Tabelle D2), da die Produktion der abgeschalteten Kohlekraftwerke teilweise von den noch am Netz befindlichen Kohlekraftwerken übernommen würde. Es wäre folglich ein Irrtum, würde man glauben, dass mit dem Abschalten eines Kohlekraftwerks die zuvor ausgestoßenen Emissionen gänzlich eingespart würden. Vielmehr entstehen die Emissionen an anderer Stelle, etwa in jenen Kohle- und Erdgaskraftwerken, die zu großen Teilen die Stromproduktion des abgeschalteten Kraftwerkes übernehmen.<sup>3</sup>

Tatsächlich ist davon auszugehen, dass in Ermangelung ausreichender wirtschaftlicher Speichermöglichkeiten für Strom, welche auch für die kommenden Jahrzehnte nicht in Sicht sind, Erdgaskraftwerke einen großen Teil der Last (Stromnachfrage) und der Aufgaben der Kohlekraftwerke übernehmen müssen, wenn die Kohle tatsächlich zum Auslaufmodell werden sollte. Daher ist zu erwarten, dass Erdgas neben den Erneuerbaren einen hohen Anteil im Strommix des Jahres 2050 haben wird. Dementsprechend wird der Erdgas-Anteil in Tabelle mit rund einem Viertel beziffert und die Stromproduktion auf Erdgasbasis könnte nahezu doppelt so hoch ausfallen als im Jahr 2017.

### 2.3 Prognose des Energiebedarfs Deutschlands bis zum Jahr 2050

Zur Prognose des künftigen Energiebedarfs wird hier auf die Referenzprognose von EWI, GWS und Prognos (2014) aus dem Jahr 2014 zurückgegriffen. Demnach würde die relative

<sup>3</sup> Damit ein Kohleausstieg Deutschlands angesichts der Existenz des EU-weiten Emissionshandels überhaupt klimawirksam wird, müssen die durch die Kraftwerksstilllegungen freiwerdende CO<sub>2</sub>-Zertifikate im Umfang der dadurch eingesparten Emissionen aus dem nationalen Versteigerungsbudget gelöscht werden. Gemäß der Reform des Europäischen Emissionshandels aus dem Jahr 2018 wird dies den Mitgliedstaaten zukünftig ab dem Jahr 2021 möglich sein. Hierauf weist die Kohlekommission (2019:65) explizit hin. Andernfalls hätte der deutsche Kohleausstieg keinerlei Treibhausgasminierungseffekt.

Bedeutung von Erdgas, welches im Jahr 2017 rund ein Viertel zum Primärenergiemix beitrug (Tabelle ), bis zum Jahr 2050 jedoch nicht weiter steigen, weil damals nicht davon ausgegangen wurde, dass Deutschland aus der Kohle aussteigen wird. Stattdessen wurde erwartet, dass Steinkohle im Jahr 2050 mit einem Anteil von 9 % am Primärenergiemix noch immer eine nahezu unveränderte Rolle spielen wird – trotz eines deutlich steigenden realen Preises für CO<sub>2</sub>-Zertifikate, der sich bis 2050 annahmegemäß auf 181 Euro je Tonne erhöht bzw. auf 71 Euro in Preisen von 2011 (EWI, GWS, Prognos 2014:71).

Im Gegensatz zur Steinkohle verliert die Braunkohle auch in der Referenzprognose erheblich an Bedeutung, da bis zum Jahr 2050 die Kohlevorräte schrumpfen, die Betriebsgenehmigungen von Tagebauen auslaufen werden und die CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreise annahmegemäß steigen. Demnach würde der Anteil der Braunkohle am Primärenergiemix von 11 % im Jahr 2017 auf 3 % im Jahr 2050 zurückgehen. Mit dem jüngst beschlossenen Kohleausstieg ist davon auszugehen, dass zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit mit Strom die Rolle der Kohle zu großen Teilen vom Erdgas übernommen wird und der Anteil von Erdgas auf mehr als ein Drittel des Primärenergieverbrauchs im Jahr 2050 steigen könnte.

Weitgehend unabhängig von einem Kohleausstieg ist damit zu rechnen, dass die Bedeutung der Erneuerbaren weiter steigen wird. Dies ist zum einen den klimapolitischen Anforderungen geschuldet, zum anderen nehmen deren Stromgestehungskosten künftig weiter ab. Nach der Referenzprognose läge der Anteil der Erneuerbaren am Primärenergiemix im Jahr 2050 jedoch lediglich bei 35 % und damit weitaus niedriger, als es für eine weitgehende Dekarbonisierung Deutschlands nötig wäre. Die Gründe dafür liegen unter anderem in den begrenzten Möglichkeiten, den Anteil der Biomasse am Primärenergiemix weiter auszubauen, schließlich konkurriert diese Nutzungsmöglichkeit der Biomasse unmittelbar mit der Nahrungsmittelproduktion. Dennoch werden von der Biomasse der Referenzprognose zufolge künftig die größten absoluten Zuwächse von allen Erneuerbaren erwartet.

Der Zubau an Windkraft- und Photovoltaikanlagen dürfte ebenfalls an Grenzen stoßen. Diese Schlussfolgerung wird durch die Referenzprognose bestätigt (Tabelle D3): Danach werden Windkraft und Photovoltaik im Jahr 2050 lediglich einen Anteil am Primärenergieverbrauch von 9 % bzw. 3 % haben. Nicht nur bei der Biomasse, sondern auch bei Windkraft und Photovoltaik stellt der Flächenverbrauch einen wesentlichen begrenzenden Faktor dar. Darüber hinaus ist bei der Errichtung von Windkraftanlagen an Land mit wachsendem Widerstand aus der Bevölkerung zu rechnen. Höhere Beiträge der Windkraft lassen sich wohl vor allem durch einen stärkeren Zubau von Windparks vor den Küsten realisieren.

Ohne gewaltige Technologiesprünge in Bezug auf die heute bekannten alternativen Technologien ist kaum davon auszugehen, dass Deutschland den Anteil der Erneuerbaren am Endenergieverbrauch auf 60 % im Jahr 2050 steigern können wird, wie es als nationales Ziel vorgegeben wurde (Schiffer 2019a:142). Zur weitgehenden Dekarbonisierung Deutschlands sind vielmehr neue Technologien erforderlich, mit denen kein Treibhausgas-

ausstoß verbunden ist und die in der Lage sind, große Teile des Energieverbrauchs zuverlässig zu decken. Bislang allerdings zeichnen sich solche Technologien nicht am Horizont ab.

Tabelle D3: Referenzprognose des Primärenergiebedarf Deutschlands in Petajoule (PJ) nach Energieträgern und Technologien sowie Primärenergiemixe für die Jahre 2030 und 2050  
(Quellen: BMWi 2018, EWI, GWS, Prognos 2014)

	<b>2017</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>	<b>2017</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
<b>Steinkohle</b>	1 487	1 364	752	11%	13%	9%
<b>Braunkohle</b>	1 508	1 261	267	11%	12%	3%
<b>Kernenergie</b>	833	0	0	6%	0%	0%
<b>Mineralöl</b>	4 698	3 225	2 296	35%	29%	27%
<b>Gase</b>	3 230	2 158	2 023	24%	21%	24%
<b>Abfälle</b>	240	166	152	2%	2%	2%
<b>Erneuerbare</b>	1 781	2 517	2 886	13%	24%	35%
<b>Wasserkraft</b>	73	67	67	1%	1%	1%
<b>Windkraft</b>	384	516	751	3%	5%	9%
<b>Photovoltaik</b>	144	242	263	1%	2%	3%
<b>Biomasse</b>	1 181	1 482	1 506	9%	14%	18%
<b>Sonst. Erneuerb.</b>	77	210	299	1%	2%	4%
<b>Sonstige</b>	6	6	7	0%	0%	0%
<b>Stromimporte</b>	-189	-191	-28	100%	100%	100%
<b>Insgesamt</b>	<b>13 594</b>	<b>10 469</b>	<b>8 356</b>			

Eine solche Technologie, die dazu beitragen kann, den Anteil von Mineralöl am Energieverbrauch deutlich zu senken, fehlt nicht zuletzt für den Individualverkehr und den Gütertransport. Diese Schlussfolgerung ist auch aus der Referenzprognose zu ziehen, der zufolge der Anteil von Mineralöl im Jahr 2050 noch immer 27 % beträgt (Tabelle D3), obwohl dabei angenommen wurde, dass der reale Ölpreis sich nicht wie in der Vergangenheit tendenziell verringert. Vielmehr wurde unterstellt, dass sich der Ölpreis nominal auf 202 US-Dollar pro Barrel im Jahr 2030 erhöht bzw. auf 335 US-Dollar pro Barrel im Jahr 2050 (EWI, GWS, Prognos 2014:71).

Offenbar ist man bei der Referenzprognose trotz der Annahme real steigender Ölpreise davon ausgegangen, dass Fahrzeuge mit Verbrennungsmotor noch lange ihre große Bedeutung im Verkehrssektor behalten würden und Fahrzeuge mit alternativen Antrieben, wie Elektro- oder Wasserstofffahrzeuge, noch viel Zeit für ihre Marktdurchdringung benötigen werden, vor allem weil die Kosten für diese Fahrzeuge hoch sind und nicht schnell genug sinken.

Dies ist umso bemerkenswerter, als für die Referenzprognose davon ausgegangen wurde, dass ab dem Jahr 2020 die Sektoren Verkehr und Wärme in den Emissionshandel integriert werden und die Preise von Kraft- und Brennstoffen einen CO<sub>2</sub>-Aufschlag entspre-

chend ihrer CO<sub>2</sub>-Intensität und den Annahmen für die Entwicklung des CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreises erfahren. Gemäß der Annahme der Referenzprognose steigt der CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreis real auf 40 Euro je Tonne im Jahr 2030 bzw. 61 Euro nominal, bis zum Jahr 2050 auf 76 Euro real und 181 Euro nominal (EWI, GWS, Prognos 2014:71).<sup>4</sup> Um eine Verkehrswende in Deutschland hin zu Fahrzeugen mit alternativen Antrieben zu ermöglichen, müssten demnach die Kosten für diese Fahrzeuge in Zukunft stärker als unterstellt sinken und die CO<sub>2</sub>- und Ölpreise noch stärker als angenommen steigen.

Ebenso bemerkenswert an der Referenzprognose ist der starke Rückgang des Primärenergieverbrauchs um rund 39 %. (Ohne diesen starken Rückgang würde der Anteil der Erneuerbaren am Primärenergieverbrauch noch niedriger ausfallen und die Erreichung der Klimaschutzziele in noch weitere Ferne rücken.) Der starke Rückgang im Primärenergieverbrauch ist wesentlich auf die Annahme einer sinkenden Bevölkerung und einer schrumpfenden Zahl an Haushalten zurückzuführen. So wurde angenommen, dass die Bevölkerung von rund 80 auf 73 Mio. Menschen im Jahr 2050 sinkt (EWI, GWS, Prognos 2014:63).

Diese Annahme dürfte aus mehreren Gründen nicht mehr zutreffen. Erstens setzte nach Entstehen der Referenzprognose eine starke Zuwanderung ein, die die Bevölkerung in Deutschland in den Jahren 2015 und 2016 um über eine Million Menschen erhöhte. Aus diesem Grund geht u. a. Deschermeier (2017) davon aus, dass ein Bevölkerungsrückgang in Deutschland bis zum Jahr 2035 ausbleibt. Zweitens ergab eine Revision der Fortschreibung der Bevölkerungszahl, dass Deutschland etwa eine Million mehr Einwohner hat als zuvor angenommen. Tatsächlich weist das Statistische Bundesamt zum Ende des Jahres 2018 eine Einwohnerzahl von rund 83 Millionen aus (Destatis 2019) und damit rund 3 Millionen mehr Menschen als der Referenzprognose zugrunde liegen.

Als Folge dieser anders als in der Referenzprognose angenommenen Bevölkerungsentwicklung ist zu erwarten, dass der Primärenergieverbrauch in den kommenden Jahrzehnten deutlich weniger stark zurückgeht, als es in Tabelle D3 dargestellt ist. Eine einfache lineare Trendprognose, die gänzlich von sich verändernden äußeren Faktoren abstrahiert und allein auf die Verbrauchswerte der jüngeren Vergangenheit seit der deutschen Wiedervereinigung zurückgreift, ergibt lediglich einen moderaten Rückgang des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 um rund 4 % gegenüber 2017 (Abbildung D3), von 13 594 PJ auf 13 001 PJ im Jahr 2030. Fortgeschrieben bis zum Jahr 2050 ergibt sich ein weiterer Rückgang um knapp 1 000 auf dann 12 096 PJ.

Angesichts der durch die Bemühungen zur Treibhausgaseinsparung erforderlichen Maßnahmen, nicht zuletzt des im Rahmen des Klimapakets in den Sektoren Verkehr und Wärme eingeführten CO<sub>2</sub>-Preises, dürfte diese Trendprognose den tatsächlichen Rückgang

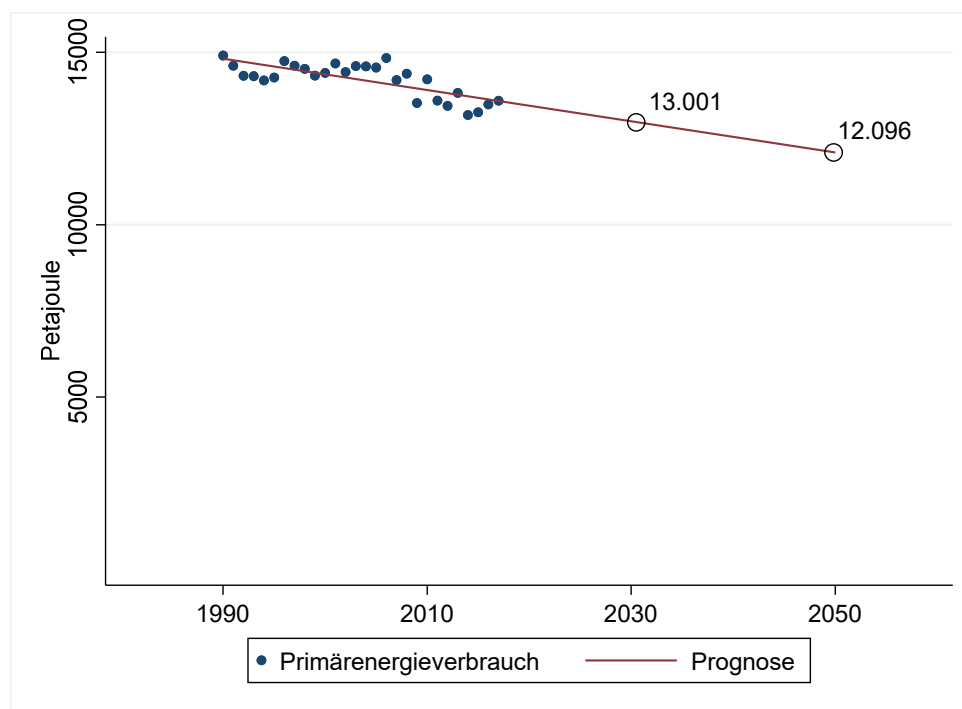
---

<sup>4</sup> Tatsächlich wurde in der Bund-Länder-Verhandlung zum deutschen Klimapakete festgelegt, dass für die Bereiche Verkehr und Wärme ein nationales Emissionshandelssystem eingeführt werden soll, bei dem der CO<sub>2</sub>-Zertifikatpreis von 25 Euro im Jahr 2021 bis 55 Euro im Jahr 2025 staatlich festgelegt ist. Danach sieht das Klimapakete Höchst- und Mindestpreise von 55 bis 65 Euro vor.



des Primärenergieverbrauchs unterschätzen, da sie von einer Verteuerung des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes bzw. des fossilen Energieverbrauchs abstrahiert. Sehr wahrscheinlich liegt die künftige Entwicklung des Primärenergieverbrauchs demnach zwischen den beiden Extremen, die durch die Trend- und die Referenzprognose repräsentiert werden.

Abbildung D3: Trendprognose des Primärenergieverbrauchs 2030 und 2050 von Deutschland in Petajoule



## 2.4 Energieprognose für Deutschland: Überblick

Die jüngere deutsche Energiepolitik, die unter dem Schlagwort „Energiewende“ firmiert, war bislang gekennzeichnet durch zwei Kernbausteine: den stetigen Ausbau der erneuerbaren Energien und den Kernenergieausstieg. Diese werden nun durch einen dritten Kernbaustein ergänzt, den langfristigen Ausstieg aus der Kohleverstromung, voraussichtlich bis spätestens zum Jahr 2038. Alle drei Kernbausteine sind mit hohen volkswirtschaftlichen Kosten verbunden (siehe hierzu auch Cassel et al 2016).

So impliziert der Kernenergieausstieg verglichen mit einer Laufzeitverlängerung von durchschnittlich 12 Jahren nach der Studie „Energieprognose 2009“ volkswirtschaftliche Verluste von weit über 100 Mrd. Euro (IER, RWI, ZEW 2010). Die volkswirtschaftlichen Kosten des avisierten Kohleausstiegs könnten ebenfalls bei rund 100 Mrd. Euro liegen (FrondeI, Schmidt 2019): Allein jeweils 40 Mrd. Euro sind für Strukturhilfen für die Kohlebundesländer sowie für staatliche Hilfen zur Senkung des Strompreises für Verbraucher vorgesehen, entgangene Einnahmen aus den CO<sub>2</sub>-Zertifikatskäufen der Kohlekraftwerksbetreiber und Entschädigungszahlungen an diese kommen noch hinzu. Weitaus teurer fällt

der Ausbau der Erneuerbaren auf Basis des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus. Seit Einführung des EEG im Jahr 2000 haben die Verbraucher mit ihren Stromrechnungen bereits rund 200 Mrd. Euro für die Förderung der Erneuerbaren aufwenden müssen (Fron-del, Sommer 2019). Weitere rund 400 Mrd. Euro kommen in den kommenden beiden Jahr-zehnten noch hinzu, da die durch das EEG gewährten Einspeisevergütungen in der Regel bis zu 21 Jahre garantiert werden (Andor, Frondel, Vance 2017).

Trotz dieser gewaltigen Summen machen die Erneuerbaren aktuell nur einen be-scheidenen Anteil am Primärenergieverbrauch von rund 13 % aus; Photovoltaik, die bis-lang teuerste Technologie, die etwa die Hälfte aller Förderkosten verursacht hat, hat ledig-lich einen Anteil von 1,1 %. Angesichts des Missverhältnisses von Kosten und Stromertrag bei den Erneuerbaren wäre es weitaus besser gewesen, wenn Deutschland die Forschung und Entwicklung von alternativen Technologien wesentlich stärker gefördert hätte, anstatt die flächendeckende Verbreitung von bei weitem nicht ausgereiften Technologien (Fron-del, Schmidt, Vance 2014).

Die vorigen Abschnitte sollten deutlich gemacht haben, dass mit den bestehenden regenerativen Technologien eine weitgehende Dekarbonisierung Deutschlands kaum zu schaffen sein dürfte. Daher sollte Deutschland einen gravierenden Wechsel in der Energie-politik vornehmen und die überbordende bisherige Subventionspolitik aufgeben. Mit der im Rahmen des Klimapakets beschlossenen CO<sub>2</sub>-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme mittels eines nationalen Emissionshandels ist dafür ein Grundstein gelegt. Aller-dings sieht das Klimapaket in den Jahren 2021 bis 2025 staatlich festgelegte CO<sub>2</sub>-Preise und ab dem Jahr 2026 Mindest- und Höchstpreise vor. Daher bleibt abzuwarten, ob dadurch der Energieverbrauch in Deutschland signifikant gesenkt werden kann. Immerhin werden damit Anreize für eine Energiewende in anderen Sektoren als dem Stromerzeu-gungssektor gesetzt, wohingegen die bisherige Energiewende in Deutschland sich primär auf die Stromerzeugung kaprizierte.

Darüber hinaus sollte die Forschung und Entwicklung von Energieerzeugungs- und -speichertechnologien intensiviert werden, um eine weitgehende Dekarbonisierung mit neuen treibhausgasfreien und -armen Technologien zu ermöglichen. Im Vergleich zur mas-siven Subventionierung der erneuerbaren Energien mittels Einspeisevergütungen wäre mehr Forschungsförderung von Energietechnologien, welche in der Vergangenheit eher vernachlässigt wurde, wohl der bessere Weg gewesen.

### 3. Österreich

Österreich hat im Mai 2018 unter dem Namen #mission2030 eine Klima- und Energiestrategie verabschiedet, die darauf ausgerichtet ist, die Nachhaltigkeitsziele in Bezug auf Treibhausgasreduktion, erneuerbare Energietechnologien und Energieeffizienz bis zum Jahr 2030 zu erreichen. Das hohe Niveau der Sicherheit der Energieversorgung jederzeit aufrechtzuerhalten, hat dabei oberste Priorität (BMNT, BMVIT 2018:7). Zentrales klimapolitisches Ziel ist die massive Reduktion von Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050, bis zu dem Österreich den Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft – die Dekarbonisierung – anstrebt. Die Sicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Leistbarkeit der Energieversorgung sowie Forschung & Entwicklung komplettieren das Zielsystem der Strategie. #mission2030 ist somit im Wesentlichen mit den fünf Zieldimensionen der europäischen Energieunion konsistent.

Diese Strategie bildet die Grundlage für den nationalen Energie- und Klimaplan (NEPK) Österreichs und den mittel- bis langfristigen Rahmen für die Transformation des Energiesystems, um so das Ziel des internationalen Klimaschutzabkommens von Paris zu erreichen. Die Politik ist sich dabei im Klaren, dass die „Erreichung der langfristigen Klima- und Energieziele mit den Technologien von heute alleine nicht möglich sein wird. Daher muss Österreich seine Innovationskraft [...] verstärkt nutzen, um mit neuen Schlüsseltechnologien das Energiesystem zu modernisieren“ (BMNT, BMVIT 2018:8).

Der nationale Energie- und Klimaplan (NEKP 2019) sieht vor, dass bis zum Jahr 2030 die Emissionen in den nicht am Emissionshandel beteiligten Sektoren wie Straßenverkehr und Wärmebereich um mindestens 36 % gegenüber dem Jahr 2005 reduziert werden müssen, während die Emissionen der Sektoren Energie und Industrie im Rahmen des EU-Emissionshandels gesenkt werden. Um das Klimaziel zu erreichen, hat sich Österreich für das Jahr 2030 ambitionierte Ziele bezüglich der Energieeffizienz und des Erneuerbaren-Ausbaus gesetzt. So soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Bruttoendenergieverbrauch von 32,6 % im Jahr 2017 auf 46-50 % im Jahr 2030 gesteigert werden (NEKP 2019:12); den Inlandsstromverbrauch sollen erneuerbare Quellen sogar bis zu 100 % abdecken, derzeit geschieht dies zu rund 72 %. Die Primärenergieintensität soll gegenüber 2015 um 25-30 % sinken.

Um diese Ziele zu erreichen, sieht die #mission2030 eine Reihe von Maßnahmen vor, u.a. wurden zwölf „Leuchtturmprojekte“ definiert. Eines dieser Projekte besteht in der Förderung der Gewinnung von Wasserstoff und Biomethan mit Hilfe von erneuerbaren Stromquellen (NEKP 2019:152f). Hierfür soll es ab dem Jahr 2020 steuerliche Vergünstigungen geben und der rechtliche Rahmen soll entsprechend angepasst werden. Unter dem Motto „Greening the gas“ soll in Zukunft ein wesentlicher Teil fossilen Erdgases durch Biomethan aus biogenen Reststoffen und durch Wasserstoff ersetzt werden.

Im Regierungsprogramm der neuen Bundesregierung unter Beteiligung der Österreichischen Volkspartei (ÖVP) und der Grünen wird das Bekenntnis zur Bekämpfung des

Klimawandels und zur Einhaltung der Klimaziele von Paris betont (Bundesregierung 2020:6). Zudem sieht das Regierungsprogramm die 100%ige Stromversorgung (national bilanziell) aus erneuerbaren Energien bis 2030 (Bundesregierung 2020: 111) und die Klimaneutralität bis zum Jahr 2040 vor (Bundesregierung 2020:102). Hierzu soll u.a. eine CO<sub>2</sub>-Bepreisung in jenen Sektoren etabliert werden, die nicht dem EU-Emissionshandel unterworfen sind, v.a. in den Sektoren Verkehr und Wärme (Berger et al 2020). Hierfür soll eine Task-Force eingerichtet werden, in der u.a. geklärt werden soll, ob die CO<sub>2</sub>-Bepreisung über Steuern oder ein nationales Emissionshandelssystem erfolgen soll (Bundesregierung 2020: 79).

### **3.1 Historischer Energiebedarf und Energiemix Österreichs**

Mit einem Anteil von rund 21 % am Primärenergieverbrauch spielte Erdgas im Jahr 2016 nach Erdöl und den Erneuerbaren eine wesentliche Rolle im Primärenergiemix Österreichs (AbbildungA1). Nicht vertreten im österreichischen Energiemix ist hingegen die Kernenergie. Obwohl diese Technologie nach den Ölpreiskrisen der 1970er-Jahre eingesetzt werden sollte, um Österreich unabhängiger von Erdöl zu machen, wurde der Einsatz der Kernenergie durch eine Volksabstimmung zum bereits erbauten, aber letztlich nie in Betrieb gegangenen Kernkraftwerk Zwentendorf am 5. November 1978 verhindert. Die ablehnende Haltung der Bevölkerung gegenüber Atomkraft manifestierte sich im Atomsperrgesetz. Seit August 1999 steht das Atomsperrgesetz mit gegenüber dem Volksbegehren nahezu unverändertem Wortlaut als Gesetz für ein atomfreies Österreich in der Verfassung.

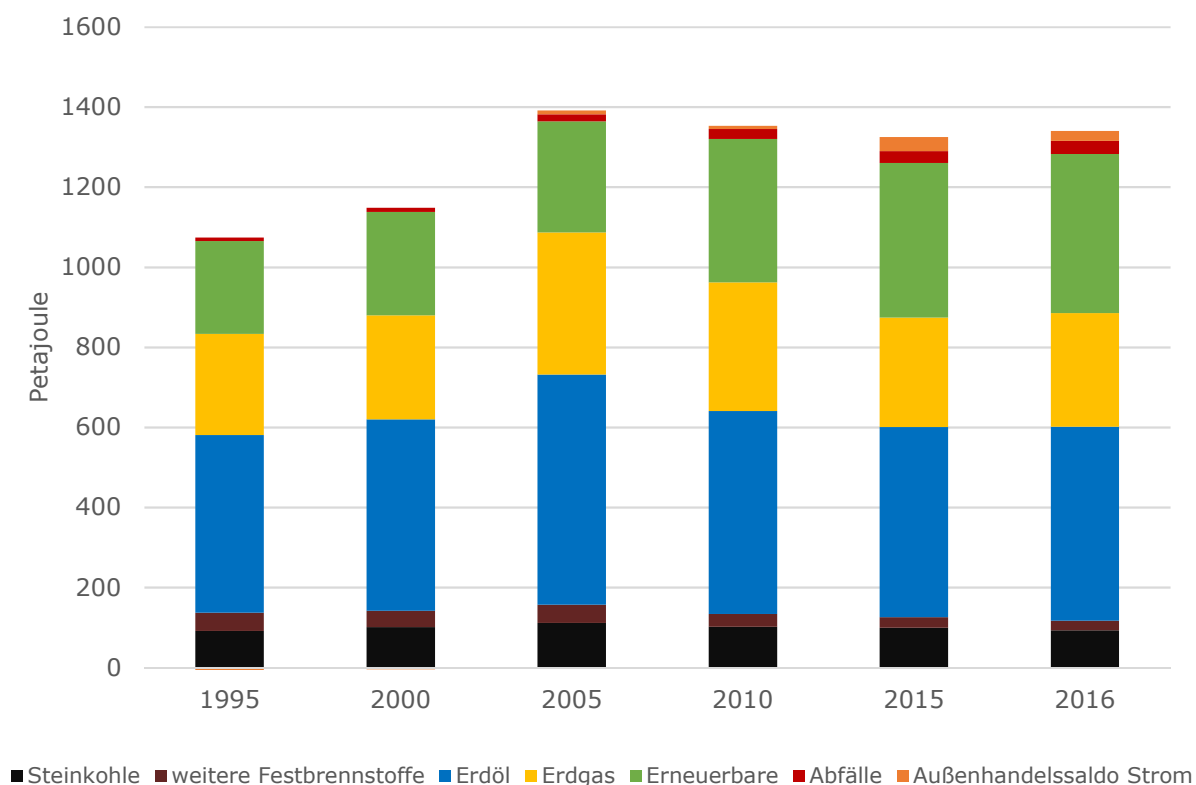
Anstatt durch Atomkraft wurde Erdöl vermehrt durch Kohle substituiert (Winkler-Rieder 1997:622). Noch heute spielt Kohle mit einem Anteil von rund 7 % eine nicht unbedeutende Rolle im Primärenergiemix Österreichs. Mehr als noch durch Kohle ist Erdöl durch Erdgas ersetzt worden: Der Anteil von Erdgas am Primärenergieverbrauch stieg bis zum Jahr 2005 auf rund ein Viertel. Erst danach ist die Bedeutung von Erdgas wieder gesunken. Eine Ursache dafür war die ab dem Jahr 2005 deutlich steigende Bedeutung der Erneuerbaren.

Österreich ist EU-rechtlich verpflichtet, den Anteil erneuerbarer Energien am Bruttoendenergieverbrauch bis zum Jahr 2020 auf einen Wert von 34 % zu steigern. Dieser Wert wurde 2016 mit 33,5 % bereits annähernd erreicht. Der Anteil von Energie aus erneuerbaren Quellen am Bruttoendenergieverbrauch konnte zwischen 2005 und 2016 um knapp 10 Prozentpunkte erhöht werden, von 23,7 auf 33,5 % (BMNT, BMVIT 2018:13). In absoluten Zahlen entspricht das einem Zuwachs von 125 Petajoule (PJ), davon 38 PJ im Bereich Strom, 66 PJ im Bereich Wärme sowie 21 PJ im Bereich Bio-Kraftstoffe.

Österreich verfügt aufgrund seiner topographischen Gegebenheiten über ausgezeichnete Möglichkeiten, Wasserkraft zur Energiegewinnung zu nutzen. Neben Biomasse leistete die Wasserkraft mit einem Anteil von 37,5 % im Jahr 2017 den größten Beitrag zur Produktion an grünem Strom (NEKP 2019:35). An der Bruttostromerzeugung hatte die

Wasserkraft im Jahr 2016 sogar einen Anteil von 61,0 % (BMNT 2018:12). Zusammen mit den Anteilen der Windkraft und Photovoltaik von 8,0 % und 1,7 % machten erneuerbare Energien über 70 % der Bruttostromerzeugung aus (Abbildung A2). Bezogen auf den Bruttostromverbrauch lag der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2017 bei 72,2 % (NEKP 2019:31).

Abbildung A1: Primärenergieverbrauch Österreichs in Petajoule (PJ) und Primärenergiemix (Quelle: EC 2018)

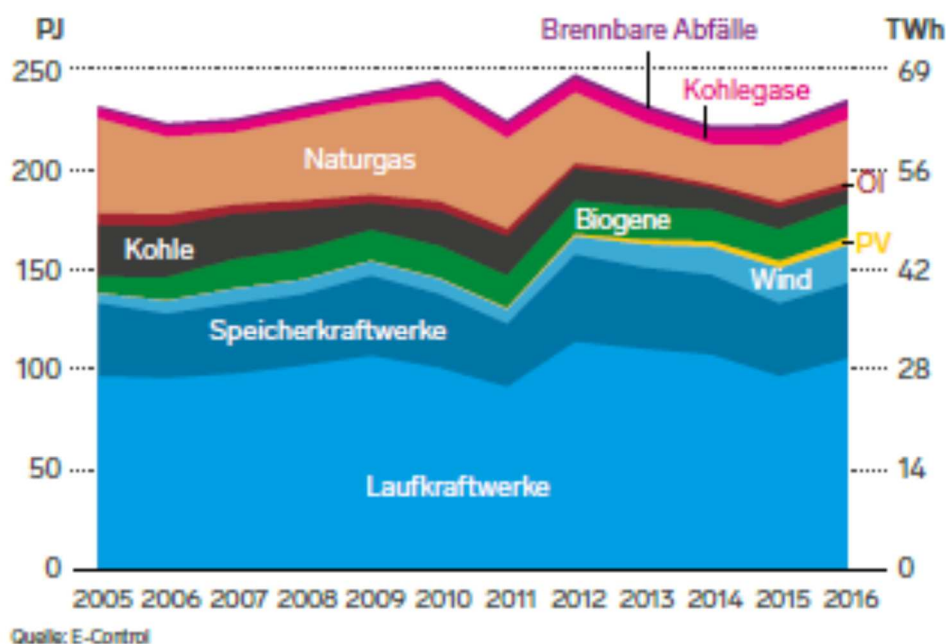


Damit gehört Österreich in Bezug auf den Erneuerbaren-Anteil am Stromverbrauch EU-weit zu den führenden Ländern (Eurostat 2019). Um das Ziel eines Erneuerbaren-Anteils von 100 % bis zum Jahr 2030 zu erreichen, dürfte es dennoch noch ein weiter Weg sein: Die technischen Potenziale für große Wasserkraftanlagen sind heute weitgehend ausgeschöpft. Die Erschließung der Restpotenziale ist aufgrund aufwendiger wasserrechtlicher Bewilligungen unattraktiv bzw. verbietet sich teils auch aus gesellschaftlichen und ökologischen Gründen. Nennenswerte Potenziale der Wasserkraft liegen vor allem im Bereich der Kleinwasserkraft (Anlagen bis 10 Megawatt Nennleistung) und im Bereich der Anlagenerneuerung.

Die übrigen erneuerbaren Energietechnologien wie Windkraft und Photovoltaik wurden in der Vergangenheit eher verhalten ausgebaut (Abbildung A2). Windkraft-, Photovoltaik- und Biomasse- bzw. Biogasanlagen produzierten im Jahr 2017 zusammen rund 10,5

Mrd. kWh Strom und damit nur etwas mehr als ein Viertel dessen, was durch Wasserkraftanlagen produziert wurde (BMNT 2018:18). Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, ob Österreich bis zum Jahr 2030 tatsächlich seine Stromerzeugung weitgehend auf erneuerbare Energietechnologien umstellen kann, schließlich müssen bis dahin noch erhebliche Mengen an Strom, die derzeit noch mit Hilfe fossiler Brennstoffe produziert werden, durch grünen Strom ersetzt werden. Wohlgermerkt wurden im Jahr 2016 noch knapp 28 % des Stromverbrauchs mit Hilfe fossiler Brennstoffe gedeckt.

Abbildung A2: Bruttostromerzeugung in Petajoule (linke Skala) bzw. in Mrd. kWh (rechte Skala) in Österreich (Quelle: BMNT 2018:12)



### 3.2 Energie- und Strombedarf Österreichs: Aktuelle und künftige Trends

Zur Beantwortung der Frage, wie sich der Strombedarf bis zum Jahr 2030 entwickeln wird, hat das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) unter Einbeziehung der Österreichischen Energieagentur (Austrian Energy Agency, AEA), von E-Control und des Umweltbundesamts Projektionen vornehmen lassen, die im Einklang mit der #mission2030 stehen. Demnach könnte der Bruttoinlandsstromverbrauch im Jahr 2030 in der Bandbreite von 80-85 Mrd. kWh liegen (NEKP 2019:80). Zum Vergleich: Im Jahr 2016 betrug der Inlandstromverbrauch 72,4 Mrd. kWh.

Die Gründe für die Zunahme um 8-13 Mrd. kWh bis 2030 sind vielfältiger Natur: Neben einer Zunahme der Bevölkerung (Tabelle A1) und der Zahl der Haushalte (AEA 2016:12) ist zu erwarten, dass der Stromverbrauch in den Bereichen Mobilität und Gebäude steigt, weil im Verkehrssektor die Elektromobilität auf dem Vormarsch ist und im Gebäudesektor zunehmend auf Wärmepumpen gesetzt wird. Dieser Trend dürfte sich vor dem Hintergrund der vorgesehenen ordnungsrechtlichen Vorgaben, mit denen der Einsatz

von Öl- und Erdgasheizungen eingeschränkt werden soll (Wärmestrategie 2019), noch verstärken.

Die aus dem Jahr 2016 stammende Energieprognose der österreichischen Energieagentur (AEA 2016:22) geht von einem noch deutlicheren Wachstum des Stromverbrauchs von 1,4 % pro Jahr aus, auf rund 89 Mrd. kWh im Jahr 2030. Getrieben wird dieses Wachstum laut AEA (2016:22) durch den Stromverbrauch der Industrie sowie durch den Sektor Verkehr, dessen Stromverbrauch aufgrund der zu erwartenden Marktdurchdringung der Elektromobilität um 4,9 % pro Jahr ansteigen soll.

Tabelle A1: Annahmen zur Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts Österreichs sowie zu den Öl-, Gas- und Zertifikatpreisen (in Preisen von 2016) (Quellen: NEKP 2018:91, NEKP 2019: 219f)

	<b>2016</b>	<b>2030</b>	<b>2040</b>	<b>2050</b>
<b>Bevölkerung in Mio.</b>	8,74	9,33	9,56	9,70
<b>BIP-Wachstum in %</b>	2,0	1,5	1,5	1,5
<b>Zertifikatpreis in €/t CO2</b>	7,8	34,7	51,7	91,0
<b>Ölpreis in US\$ pro Barrel</b>	47,5	121	134	149
<b>Gaspreis in €/Gigajoule</b>	4,7	10,5	11,6	12,9

Der Inlandsstromverbrauch muss im Jahr 2030 wegen zweier Ausnahmen nicht gänzlich durch erneuerbare Technologien erzeugt werden. Zum einen soll Strom zur Eigenversorgung im Bereich der Industriegüterproduktion weiterhin auch auf Basis fossiler Energieträger erzeugt werden dürfen, z. B. in der Stahl- oder Papierindustrie. Zum anderen darf die zur Stabilisierung des Netzbetriebs erforderliche Regel- und Ausgleichsenergie weiterhin auf fossilen Brennstoffen basieren. Die Volumina der Eigenstromproduktion und Regel- und Ausgleichsenergie werden von den vom BMNT konsultierten Experten auf rund 6 Mrd. kWh pro Jahr taxiert, davon 0,5 Mrd. kWh an Regel- und Ausgleichsenergie (NEKP 2019:80).

Wenn man die Ausnahmen im Umfang von 6 Mrd. kWh berücksichtigt, müssen beim angenommenen Inlandsstromverbrauch von 80-85 Mrd. kWh zur Zielerreichung 74-79 Mrd. kWh an grünem Strom erzeugt werden (NEKP 2019:80). Im Vergleich zur Grünstromproduktion von 52 Mrd. kWh im Jahr 2016 bedeutet dies eine Zunahme zwischen 22 und 27 Mrd. kWh. Regenerative Bestandsanlagen, die vor 2030 außer Betrieb gehen, sind zusätzlich zu ersetzen. Dass eine Netto-Zunahme der Grünstromproduktion von 22-27 Mrd. kWh erforderlich ist, hängt neben den oben dargestellten Annahmen mit dem Ziel Österreichs zusammen, einen ausgeglichenen Saldo von importiertem und exportiertem Strom zu erreichen (NEKP 2019:79). Zum Vergleich: Im Jahr 2017 betrug der Nettoimportsaldo Österreichs 6,5 Mrd. kWh Strom (Umweltbundesamt 2019:79).

Angesichts der Vorhaben zum Kernenergieausstieg in den Nachbarländern Schweiz und Deutschland und des deutschen Kohleausstiegs erscheint das Bestreben Österreichs, weniger Strom aus den Nachbarländern zu importieren, folgerichtig zu sein. Es stellt sich allerdings die Frage, ob Österreich bis zum Jahr 2030 gleichzeitig den Anteil der fossilen Brennstoffe in der Stromerzeugung sowie die Stromimporte zu reduzieren vermag, indem zusätzlich 22-27 Mrd. kWh Strom auf Basis erneuerbarer Technologien produziert wird. Denn angesichts einer Grünstromproduktion von 52 Mrd. kWh im Jahr 2016 bedeutet dieses Bestreben, dass die Produktion grünen Stroms bis zum Jahr 2030 um etwa die Hälfte gegenüber heute gesteigert werden müsste. Dies erscheint vor dem Hintergrund des bislang eher moderaten Ausbaus von Windkraft und Photovoltaik und den beschränkten Potenzialen der Wasserkraft als ambitioniert.

Im Projekt REGIO Energy (2008) wurde das technisch-wirtschaftliche Wasserkraftpotenzial Österreichs zwar auf 51,3 Mrd. kWh pro Jahr geschätzt, während im Jahr 2016 rund 38 Mrd. kWh Strom auf Basis von Wasserkraft erzeugt wurden. Somit könnte die Stromproduktion auf Basis von Wasserkraft im besten Falle um rund 23 Mrd. kWh gesteigert werden und die zur Zielerreichung bis 2030 nötige zusätzliche Produktion von grünem Strom könnte demnach mit Wasserkraft nahezu allein bewerkstelligt werden. Tatsächlich aber geht der Endbericht des Projekts REGIO Energy (2010:46) davon aus, dass nur ein wesentlich geringerer Zubau weit unterhalb des technisch wirtschaftlichen Potenzials für Wasserkraft realisiert werden kann. Aus heutiger Perspektive erweist sich selbst die damalige moderate Prognose „Mini“ als zu optimistisch. So wurde für das Jahr 2015 eine Stromproduktion auf Basis von Wasserkraft von deutlich über 40 Mrd. kWh erwartet, während sie tatsächlich bei rund 37 Mrd. kWh lag (NEKP 2019:225).

Auch die vom Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus (BMNT) veröffentlichten Prognosen für die Stromerzeugung, den Stromverbrauch und die Strommixe von Österreich für die Jahre 2020, 2030 und 2050 gehen von einem Ausbau der Wasserkraft deutlich unterhalb des technisch-wirtschaftlichen Potenzials von 51,3 Mrd. kWh pro Jahr aus, auf 45 Mrd. kWh im Jahr 2050 (Tabelle A2). Darüber hinaus wird offenbar nicht erwartet, dass die Stromproduktion auf Basis fossiler Brennstoffe bis auf das geschätzte Ausnahmevermögen von 6 Mrd. kWh verringert werden kann und die Stromimporte auf null reduziert werden. Demnach würde das Erneuerbaren-Ziel von nahezu 100 % grünen Stroms im Jahr 2030 und das Ziel eines bis dahin ausgeglichenen Stromaußenhandelsaldos verfehlt werden. Vielmehr geht man für die Jahre 2030 und 2050 sogar von um 14 bzw. 19 Mrd. kWh steigende Stromimporte im Vergleich zu heute aus, um den erwarteten Anstieg des Stromverbrauchs auf 84 bzw. 108 Mrd. kWh decken zu können (Tabelle A2).

Will man eine deutliche Zunahme der Stromimporte vermeiden oder gar einen ausgeglichenen Stromaußenhandelsaldo erreichen, würde bei einem bis zum Jahr 2030 wei-



terhin moderaten Ausbau der Erneuerbaren nur wenig anderes übrigbleiben als Erdgaskraftwerke zuzubauen, da sich Österreich ebenfalls zum Ziel gesetzt hat, möglichst rasch aus der Kohle auszusteigen (NEKP 2019:134) und dieses Ziel bereits im Jahr 2020 erreicht hat.<sup>5</sup> Damit würde allerdings das Ziel einer nahezu grünen Stromerzeugung im Jahr 2030 nicht erreicht. Ungeachtet dessen ist im Regierungsprogramm der neuen Bundesregierung ein Verzicht auf fossiles Gas vorgesehen (Bundesregierung 2020:110). Somit bleibt abzuwarten, ob und wie die Ziele erreicht werden können. Anreize für einen Ausstieg aus Kohle und Gas bestehen aufgrund wohl weiter steigender Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate im europäischen Emissionshandelssystem (Tabelle A1).

Tabelle A2: Projektion der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in Mrd. kWh sowie der Strommixe Österreichs für die Jahre 2020, 2030 und 2050 (Quelle: NEKP 2018:94)

	<b>2015</b>	<b>2020</b>	<b>2030</b>	<b>2050</b>
<b>Fossil</b>	15 Mrd. kWh	14 Mrd. kWh	11 Mrd. kWh	7 Mrd. kWh
<b>Wasserkraft</b>	37 Mrd. kWh	42 Mrd. kWh	42 Mrd. kWh	45 Mrd. kWh
<b>Biomasse</b>	4 Mrd. kWh	5 Mrd. kWh	5 Mrd. kWh	6 Mrd. kWh
<b>Photovoltaik</b>	1 Mrd. kWh	2 Mrd. kWh	3 Mrd. kWh	13 Mrd. kWh
<b>Windkraft</b>	5 Mrd. kWh	8 Mrd. kWh	9 Mrd. kWh	18 Mrd. kWh
<b>Stromerzeugung</b>	<b>62 Mrd. kWh</b>	<b>70 Mrd. kWh</b>	<b>71 Mrd. kWh</b>	<b>89 Mrd. kWh</b>
<b>Importe</b>	10 Mrd. kWh	6 Mrd. kWh	14 Mrd. kWh	19 Mrd. kWh
<b>Stromverbrauch</b>	<b>72 Mrd. kWh</b>	<b>76 Mrd. kWh</b>	<b>84 Mrd. kWh</b>	<b>108 Mrd. kWh</b>

Um den künftigen fossilen Energieverbrauch und somit die Treibhausgasemissionen senken zu können, bestand die bisherige Strategie darin, vorwiegend auf ordnungsrechtliche Maßnahmen zu setzen, anstatt Klimaschutz vor allem einem CO<sub>2</sub>-Preissignal zu überlassen. So sind für Sektoren wie Verkehr und Wärme weitreichende Klimaschutzstrategien mit umfangreichen Maßnahmenkatalogen in Vorbereitung. Diese Maßnahmen sollen durch fiskalische Anreize sowie Subventionen zur Abfederung sozialer Auswirkungen ergänzt werden (NEKP 2019:130f). So wurden für den Sektor Wärme im Rahmen einer noch festzulegenden Wärmestrategie die folgenden Maßnahmen diskutiert (NEKP 2019:130f), von denen manche bereits beschlossen bzw. umgesetzt worden sind:<sup>6</sup>

- *Neubau von Gebäuden:* Die thermische Qualität von nach 2020 errichteten Gebäude soll gemäß EU-Gebäudeeffizienz-Richtlinie angehoben werden. Seit Januar 2020 sind Ölheizungen im Neubau verboten (Ölkesselbauverbotsgesetz, ÖKEVG).
- *Altbau:* Bis 2030 soll laut #mission2030 etwa die Hälfte der gegenwärtig rund 700.000 Ölheizungen durch Energiesysteme auf Basis erneuerbarer Energie bzw.

<sup>5</sup> Am 31. März 2020 wurde das letzte Kohlekraftwerk in Mellach in der Steiermark vom Netz genommen. Die Kohleverstromung in Österreich ist damit Geschichte. Die Aufgaben des Kohlekraftwerks, u.a. die Fernwärmeversorgung und die Netzstabilisierung, wurden zu großen Teilen vom ebenfalls in Mellach befindlichen Erdgaskraftwerk übernommen.

<sup>6</sup> Der Prozess zur Festlegung der Wärmestrategie soll in einen Aktionsplan „Nachhaltige Wärme“ münden, der 2020 fertiggestellt werden soll.

durch Fernwärme ersetzt werden. Um den Umstieg von fossilen auf erneuerbare Heizsysteme zu erleichtern, wurde und wird weiterhin ein "Raus aus dem Öl"-Bonus von bis zu 5.000 Euro gewährt. Zudem sind folgende ordnungsrechtliche Maßnahmen geplant:

- „Erneuerbaren Gebot“: Im Falle eines Tausches eines Kessels, zu dessen Betrieb fossile flüssige Brennstoffe verwendet werden, wird angestrebt, ab 2021 nur noch Heizsysteme auf Basis hocheffizienter alternativer Energiesysteme einzusetzen.
- Ab 2025 wird ein Umstieg von über 25 Jahre alten, bestehenden fossil-flüssig betriebenen Heizkesseln auf Erneuerbare-Systeme oder Fernwärme angestrebt.
- *Ersatz von fossilem Erdgas durch erneuerbare Alternativen oder Fernwärme:*
  - Fossiles Gas soll im Neubau nur noch in wohl begründeten Ausnahmefällen zur Anwendung kommen.
  - Das Erdgasnetz soll zu Heiz-/Warmwasserzwecken nach Möglichkeit nicht mehr ausgebaut werden.
  - In öffentlichen Gebäuden sollen bis 2030 keine flüssigen fossilen Brennstoffe mehr eingesetzt werden.
  - Langfristig soll im Gasnetz fossiles durch erneuerbares Gas ersetzt werden.
- *Thermisch-energetische Sanierung:* Die Sanierungsrate soll im Vergleich zu heute verdoppelt werden.
  - Dazu sollen zielgerichtete Förderungen für die Sanierung von Gebäuden in Form von Investitionszuschüssen und steuerlichen Maßnahmen vorgesehen werden.
  - Ordnungsrechtliche Anforderungen, wie z. B. sozialverträgliche Sanierungsaufgaben und Preissignale, werden diskutiert.

Im Sektor Verkehr, mit 45 % der Gesamtemissionen der derzeit emissionsstärkste Sektor außerhalb des Emissionshandels, wird bis 2050 ein Verzicht auf fossile Kraftstoffe angestrebt. Dazu soll sich Österreich als Vorreiter in der Elektromobilität und beim Ausbau des öffentlichen Verkehrs positionieren (NEKP 2019:74).

Die Maßnahmen, die zur Senkung der Emissionen des Verkehrssektors vorgesehen sind, umfassen unter anderem die Erhöhung des landesweiten Radverkehrsanteiles von derzeit 7 auf 13 % im Jahr 2025 mit Hilfe eines Masterplans Radfahren 2015-2025 (NEKP 2019:111), die Erhöhung des Fußgängeranteils mit Hilfe des Masterplans Gehen 2015-2025 sowie die Stärkung des öffentlichen Verkehrs, nicht zuletzt durch eine Schieneninfrastrukturoffensive, bei der die Ausbaumittel von 2 auf 2,5 Mrd. Euro pro Jahr erhöht werden sollen (NEKP 2019:113).

Die neue Bundesregierung plant nun auch eine Erhöhung der Mineralölsteuern auf Benzin und Diesel, mit der das Fahren von Pkws mit Verbrennungsmotor unattraktiver

werden würde und der Umstieg auf Fahrzeuge mit alternativen Antrieben, insbesondere Elektrofahrzeuge, beschleunigt werden könnte. Derzeit sind die Mineralölsteuern mit 48,2 Cent je Liter Benzin und 39,7 Cent je Liter Diesel niedriger als in Nachbarländern wie Deutschland (65 Cent je Liter Benzin, 44 Cent je Liter Diesel) oder der Schweiz (73,12 Rappen bzw. 69 Cent je Liter Benzin, 75,87 Rappen bzw. 72 Cent je Liter Diesel). Dadurch kam es zu einem massiven Tanktourismus, der einen höheren Treibhausgasausstoß für Österreich, aber niedrigere Treibhausgasemissionen für die Nachbarländer zur Folge hat – verbunden mit nicht unerheblichen Einnahmen der öffentlichen Hand. Das Regierungsprogramm benennt die „Bekämpfung des Tanktourismus“ explizit als Ziel (Bundesregierung 2020:133).

### 3.3 Prognose des Energiebedarfs Österreichs bis zum Jahr 2050

Trotz aller für die unterschiedlichen Sektoren geplanten Maßnahmen und Klimaschutzstrategien gehen die Experten der Österreichischen Energieagentur, von E-Control und des Umweltbundesamts in ihren Projektionen für das Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus nicht davon aus, dass der Energieverbrauch in Zukunft sinkt. Im Gegenteil: Im Vergleich zum Jahr 2016 wird erwartet, dass der Endenergieverbrauch bis zum Jahr 2050 um rund 100 PJ bzw. um knapp 10 % steigt (Tabelle A3).

Tabelle A3: Projektion des Primär- und Endenergieverbrauchs Österreichs in Petajoule für die Jahre 2020, 2030 und 2050 (Quelle: NEKP 2018:94, NEKP 2019:232)

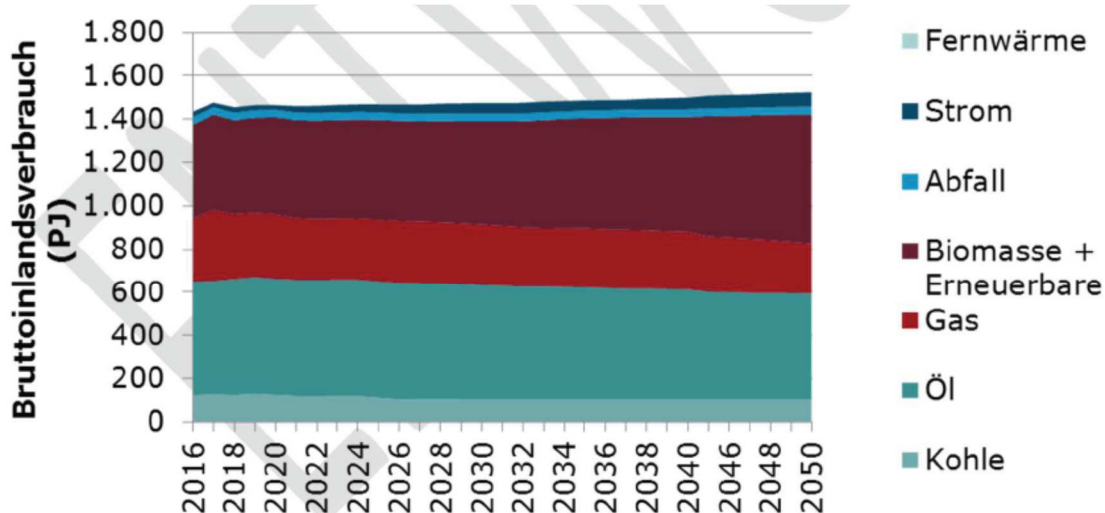
	2016	2020	2030	2050
<b>Bruttoendenergieverbrauch</b>	1 121 PJ	1 155 PJ	1 180 PJ	1 226 PJ
<b>Bruttoinlandsverbrauch</b>	1 435 PJ	1 464 PJ	1 474 PJ	1 525 PJ
<b>Anteil Erneuerbare am Bruttoendenergieverbrauch</b>	33,5%	34,3%	35,8%	43,4%

Ein in absoluten Werten ähnlich starker Anstieg wird auch für den Primärenergieverbrauch erwartet. Zunahmen im Energieverbrauch wurden zuvor im Jahr 2016 von der österreichischen Energieagentur im „Energieszenario für Österreich“ prognostiziert (AEA 2016). Auf den ersten Blick überraschend zeigt die in Tabelle A3 dargestellte Projektion, dass das Erneuerbaren-Ziel eines Anteils von 46-50 % am Endenergieverbrauch für das Jahr 2030 klar verfehlt wird: Laut Projektion wird dieser Anteil bis zum Jahr 2030 nur leicht steigen, von 33,5 % im Jahr 2016 auf 35,8 % im Jahr 2030. Nicht einmal für das Jahr 2050 wird ein Erneuerbaren-Anteil von 45 % am Endenergieverbrauch erwartet. Damit wird das Bestreben Österreichs, bis 2050 einen Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft zu schaffen (NEKP 2019:77), als praktisch nicht umsetzbar erachtet, insbesondere hätte die Kohle im Primärenergiemix auch 2050 einen unverändert hohen Anteil. Das im Energieeffizienzgesetz genannte Ziel eines Endenergieverbrauchs von 1 050 PJ würde

ebenfalls zu keinem Zeitpunkt erreicht werden, wenn die in Tabelle A3 dargestellte Projektion Realität würde.

Die Verfehlung des Erneuerbaren-Ziels ist damit zu erklären, dass die Biomasse und die Wasserkraft, die traditionell hohe Anteile am Strommix Österreichs haben, kaum erheblich weiter ausgebaut werden können (Tabelle A2). Wenngleich eine weitere Zunahme des Beitrags von Biomasse und Wasserkraft in den kommenden Jahrzehnten zu erwarten ist, sind deren Potenziale beschränkt, bei der Biomasse durch die Verfügbarkeit von Rohstoffen. Um das Erneuerbaren-Ziel zu erreichen, müssten die übrigen erneuerbaren Energietechnologien massiv ausgebaut werden. Das könnte speziell in Bezug auf die Windkraft in Österreich, wo der Tourismus in weiten Teilen eine große Rolle spielt, auf deutliche Widerstände treffen. So dürften, ebenso wie in Deutschland, mit dem zunehmenden Ausbau von Windkraftanlagen auch die Widerstände gegen den Bau weiterer Anlagen wachsen, da damit erhebliche negative Auswirkungen für Umgebung und Anwohner verbunden sind, angefangen von Lärm und Beeinträchtigung des Landschaftsbildes. Dadurch ist auch ein negativer Effekt von Windkraftanlagen auf die Preise von in der Umgebung liegenden Immobilien zu erwarten (Fronde et al. 2019).

Abbildung A3: Projektion des Primärenergieverbrauchs in Petajoule (Referenzszenario) und des Primärenergiemix von Österreich (Quelle: NEKP 2018:99)

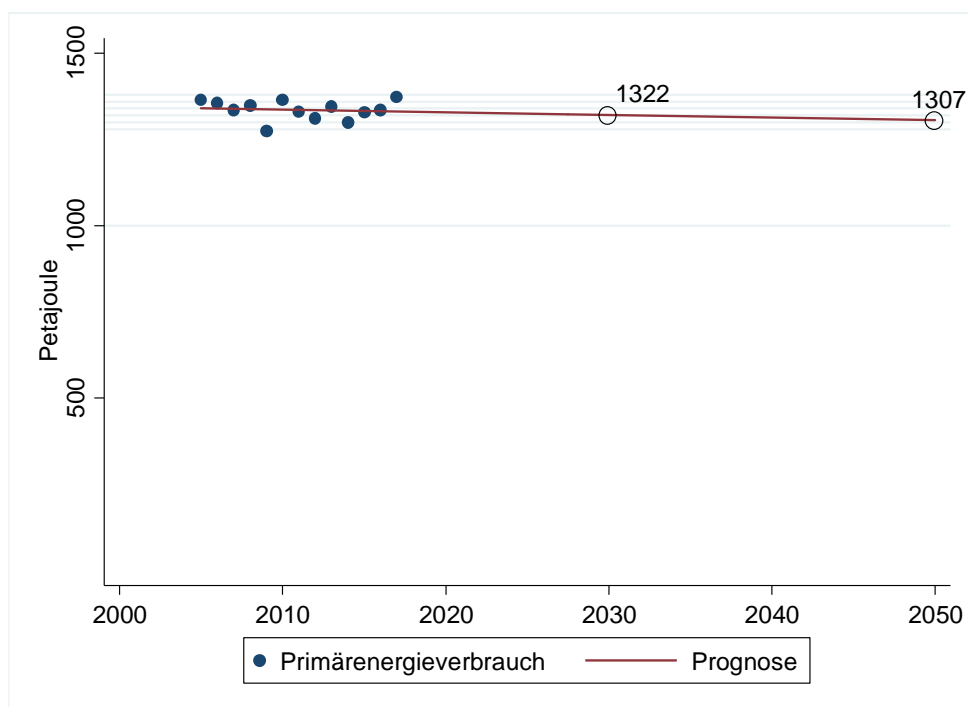


Mit wachsenden Widerständen der Bevölkerung ist beim Ausbau der Photovoltaik weniger zu rechnen. Einhergehend mit den in den nächsten Jahrzehnten wohl weiter fallenden Herstellungskosten für Photovoltaik-Anlagen und ihrer damit zunehmenden Attraktivität können aber auch bei dieser Technologie Konfliktsituationen nicht ausgeschlossen werden. So könnte es bei der Errichtung von großen Solarparks zu Flächennutzungskonkurrenzen mit der landwirtschaftlichen Produktion kommen. Flächenverbrauch und Flächennutzungskonkurrenz dürften wesentliche Gründe dafür sein, dass bei der Projektion

der künftigen Solarstromproduktion für das Jahr 2050 von einem moderaten Wert von 13 Mrd. kWh ausgegangen wurde (Tabelle A2). Dieser fällt niedriger aus als die Windstromproduktion von 18 Mrd. kWh.

Insgesamt ist eine weitgehende Dekarbonisierung der österreichischen Energieversorgung bis zum Jahr 2050 oder gar bis 2040, bei der die Energie nahezu ausschließlich auf Basis regenerativer Technologien gewonnen wird, wohl nur schwer zu erreichen. Einer der Gründe dafür ist, dass Österreich als Binnenland nicht die Möglichkeit hat, ausgedehnte Windparks vor der Küste zu errichten, so wie dies derzeit etwa in Deutschland in großem Maßstab geschieht. Vor diesem Hintergrund ist die Zielerreichung für das Jahr 2030, 46-50 % des Endenergieverbrauchs durch Erneuerbare abzudecken, aus heutiger Sicht fraglich.

Abbildung A4: Trendszenario des Primärenergieverbrauchs von Österreich in Petajoule



Bei der Dekarbonisierung der Energieversorgung wird die Forschung und Entwicklung von neuen Technologien und die Weiterentwicklung bestehender Technologien eine entscheidende Rolle spielen. Die „Energieforschungs- und Innovationsstrategie 2050“ des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie, mit der Energieforschung und Innovation als wesentlicher Treiber der schrittweisen Dekarbonisierung des Energiesystems forciert werden sollen (NEKP 2019:105) sowie auch das Bekenntnis der neuen Bundesregierung zur technologieoffenen Energieforschungsoffensive zur Dekarbonisierung (Bundesregierung 2020:116) können als Schritte in die richtige Richtung gesehen werden.

### **3.4 Energieprognose für Österreich: Überblick**

Österreich hat EU-weit einen der höchsten Erneuerbaren-Anteile am Stromverbrauch. Dieser liegt derzeit bei rund 75 %. Um das Ziel eines Erneuerbaren-Anteils von 100 % bis zum Jahr 2030 zu erreichen, dürfte es dennoch ein weiter Weg sein, da die Potenziale für große Wasserkraftanlagen weitgehend ausgeschöpft sind und die der Stromerzeugung aus Biomasse nur noch in begrenztem Maße ausgebaut werden können. Es ist fraglich, ob neben der Solarstromerzeugung auf Basis von Photovoltaik die Windkraftanlagen an Land derart stark ausgebaut werden können, dass das 100 %-Ziel für das Jahr 2030 erreicht werden kann. Dem dürften, wie im Nachbarland Deutschland, wohl auch Tourismus-Interessen und Widerstände von Anwohnern zunehmend im Wege stehen.

Hilfreich für eine Zielerreichung bei den Erneuerbaren wäre der Rückgang des österreichischen Stromverbrauchs. Doch damit ist wegen des erwartbaren wirtschaftlichen Wachstums und einer Zunahme des Stromverbrauchs im Verkehrssektor aufgrund von Elektromobilität eher nicht zu rechnen. Auf Basis des unterstellten Wirtschaftswachstums gehen die Projektionen zum Energieverbrauch Österreichs davon aus (AEA 2016; NEKP 2018, 2019), dass dieser bis zum Jahr 2050 moderat steigen könnte, anstatt zurückzugehen.

Summa summarum ist zu konstatieren, dass eine weitgehende Dekarbonisierung der österreichischen Energieversorgung bis zum Jahr 2050, bei der die Energie nahezu ausschließlich auf Basis regenerativer Technologien gewonnen wird, schwer zu erreichen sein wird. Allerdings bekennt sich die neue Bundesregierung klar zur Bekämpfung des Klimawandels und zur Einhaltung der Klimaziele von Paris (Bundesregierung 2020:6 u.v.a.m.) und sieht erstmalig auch die Etablierung eines marktwirtschaftlichen Klimapolitik-Instruments in Form einer CO<sub>2</sub>-Bepreisung für die Sektoren vor, die nicht dem EU-Emissionshandel unterworfen sind. Damit würde Österreich dem Beispiel der Schweiz folgen, wo die Einführung einer CO<sub>2</sub>-Abgabe im Jahr 2008 mit zum Rückgang der Energienachfrage beigetragen hat. Insgesamt bleibt jedoch erst einmal abzuwarten, mit welchen Mitteln Österreich seine Ziele zu erreichen sucht.

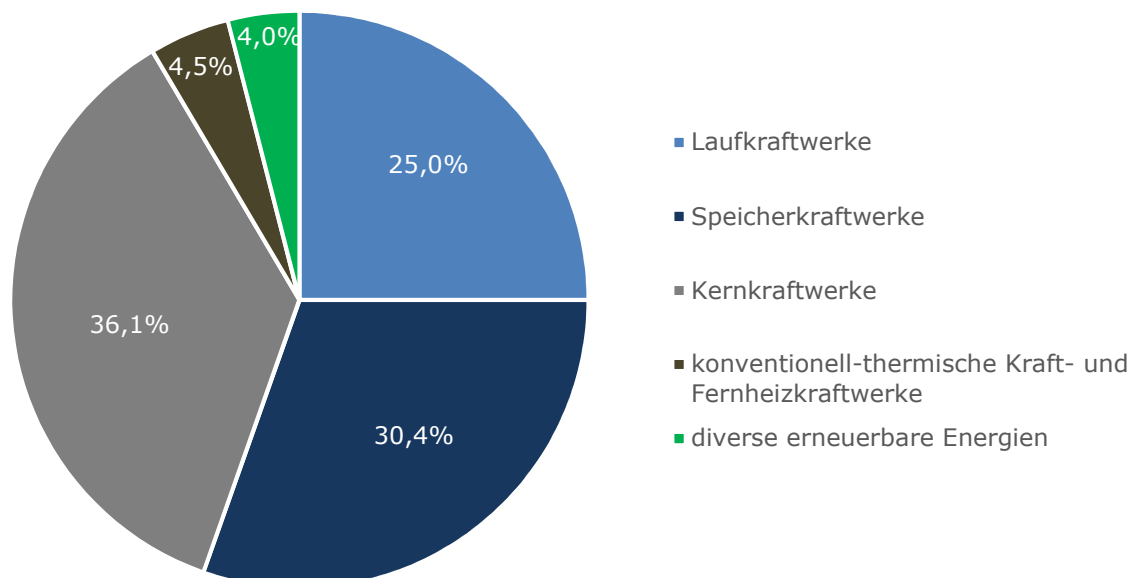
## 4. Schweiz

Ziel der Schweizer Energiepolitik, die seit dem Jahr 1990 im Artikel 89 der Bundesverfassung verankert ist, ist gemäß Absatz 1 eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie ein sparsamer und effizienter Energieverbrauch. Das hohe Niveau der Sicherheit der Energieversorgung jederzeit aufrechtzuerhalten hat dabei oberste Priorität. Zur Erreichung der energiepolitischen Ziele hat die Eidgenössische Kommission für die Gesamtenergiekonzeption (GEK), deren Aufgabe die Formulierung der energiepolitischen Ziele der Schweiz und das Aufzeigen von Maßnahmen zur Zielerreichung ist, das Energiesparen und die Energieforschung als Hauptinstrumente identifiziert.

### 4.1 Historischer Energiebedarf und Energiemix der Schweiz

Wesentliche Eckpfeiler für eine sichere Stromversorgung bilden die Kernkraft und die Wasserkraft, die mit rund 35 % bzw. knapp 55 % die Stromerzeugung dominieren (Abbildung S1). Nachdem Kernenergie anfänglich politisch weitgehend unumstritten war, entwickelte sich dagegen in den 1970er-Jahren ein massiver Widerstand. Vor allem aus Sicherheitsgründen und wegen der Endlager-Problematik wird in der Schweiz seither kontrovers über den Atomausstieg debattiert. Dennoch wurde vor der Nuklearkatastrophe von Fukushima am 11. März 2011 in mehreren Volksabstimmungen mehrheitlich gegen einen Atomausstieg votiert und es wurde sogar über den Bau neuer Kernkraftwerke diskutiert.

Abbildung S1: Strommix der Schweiz im Jahr 2018 (Quelle: BFE 2019b:2)



Seit der Nuklearkatastrophe von Fukushima strebt die Schweiz auf längere Sicht den Atomausstieg an: Es sollen zum einen keine neuen Atomkraftwerke mehr errichtet werden, zum anderen sollen die am Netz befindlichen Reaktoren am Ende ihrer Betriebszeit vom Netz genommen werden. Bei einer unterstellten Betriebsdauer von 50 Jahren würde

im Jahr 2034 das leistungsstärkste Kernkraftwerk Leibstadt als letztes vom Netz gehen (Tabelle S1). Aus Wirtschaftlichkeits-Gründen wurde das Kernkraftwerk Mühleberg Ende 2019 als erster Reaktor der fünf existierenden Kraftwerke mit einer Nettoleistung von 3,3 Gigawatt endgültig stillgelegt. Der älteste Reaktor Beznau I bleibt hingegen nach Wiederaufnahme des Betriebs im Jahr 2018 nach dreijährigem Stillstand weiterhin in Betrieb.

Tabelle S1: Liste der Kernkraftwerke in der Schweiz (Quelle: IAEA, Stand April 2019)

Name	Block	Nettoleistung in MW	Inbetriebnahme
Beznau-I	1	365	17.07.1969
Beznau-II	2	365	23.10.1971
Gösgen	1	1 010	02.02.1979
Leibstadt	1	1 220	24.05.1984
Mühleberg	1	373	01.07.1971

Das Verbot des Baus neuer Atomkraftwerke wird gemeinhin nicht als ein generelles Technologieverbot verstanden. Damit bleibt insbesondere die Kernenergieforschung erlaubt. Ob es künftig zum Bau neuer Kraftwerke auf Basis neuerer Technologien, etwa eines Thorium-Reaktors, kommt, bleibt ungewiss. Schließlich kann jede neue Regierung das Kernenergiegesetz wieder ändern und das Neubauverbot aufheben. Auch das definitive Abschalten der vier am Netz verbliebenen Meiler steht noch aus.

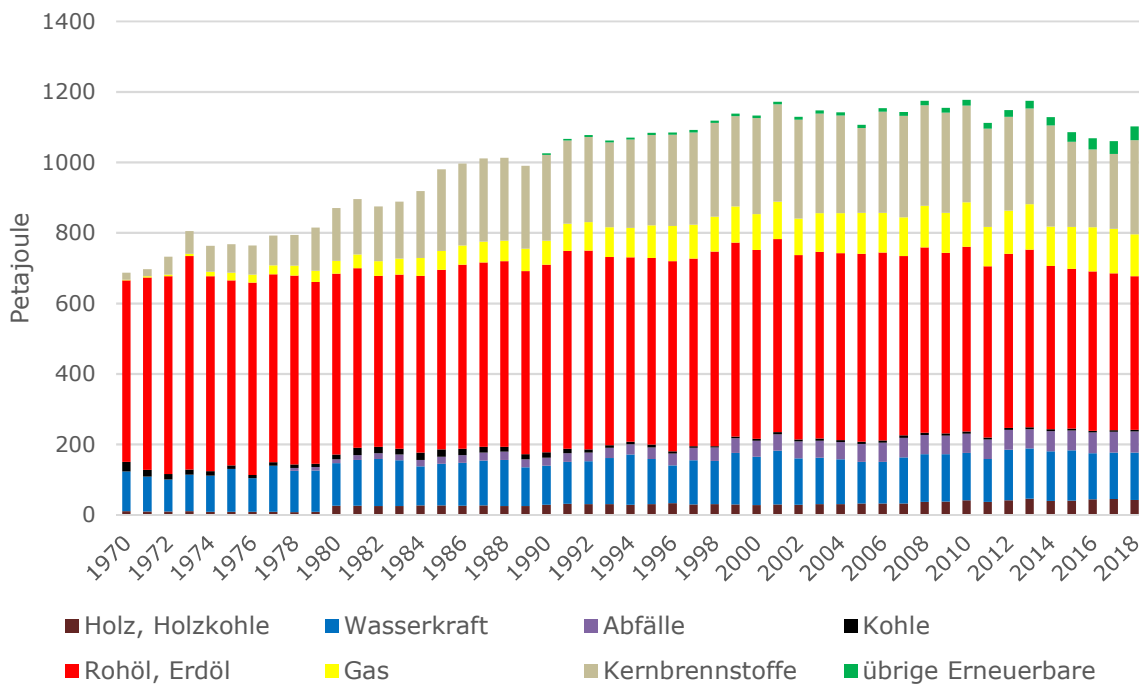
Im Vergleich zur Wasserkraft spielen die übrigen erneuerbaren Energietechnologien wie Windkraft und Photovoltaik nur eine geringe Rolle im Strommix (Abbildung S1), erst recht im Primärenergiemix (Abbildung S2). Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass die Schweiz erst im Jahr 2009 ein Einspeisevergütungssystem zur Förderung erneuerbarer Energietechnologien eingeführt hat, neun Jahre später als etwa Deutschland. Zudem wurden die Fördergelder für jede einzelne Erzeugungstechnologie beschränkt sowie ein Gesamtdeckel für den Ausbau der sogenannten neuen erneuerbaren Energien, also aller regenerativen Technologien mit Ausnahme der herkömmlichen Wasserkraft, festgelegt. Aufgrund der Deckelung wurden die Erneuerbaren wesentlich moderater ausgebaut als im benachbarten Deutschland, wo es keine derartigen Beschränkungen gab.

Entsprechend spielen die neuen Erneuerbaren im Schweizer Primärenergiemix bislang eine eher unbedeutende Rolle (Abbildung S2: übrige Erneuerbare). Dominiert wird der Primärenergiemix von Erdöl, Kernenergie, Wasserkraft und Erdgas. Dabei haben Kernenergie und Erdgas den größten Bedeutungszuwachs seit Beginn der 1970er-Jahre erfahren. Trotz des seither gesunkenen realen Preises für Rohöl hat die Bedeutung von Erdöl im Primärenergiemix stark abgenommen. Dennoch war Erdöl mit einem Anteil von 42,2 % am Primärenergieverbrauch im Jahr 2017 noch immer der bedeutendste Energieträger für die Schweiz. Kohle hingegen spielt dort nahezu keine Rolle. Vor dem Hintergrund begrenzter Potenziale der Wasserkraft stellt sich die Frage, wie in der Schweiz künftig der Beitrag der



Kernenergie ersetzt werden soll, falls es tatsächlich beim Atomausstieg und dem Bauverbot neuer Kernkraftwerke bleiben sollte.

Abbildung S2: Bruttoprämiärenergieverbrauch der Schweiz in Petajoule (Quelle: BFS 2019a)



#### 4.2 Energie- und Strombedarf der Schweiz: Aktuelle und künftige Trends

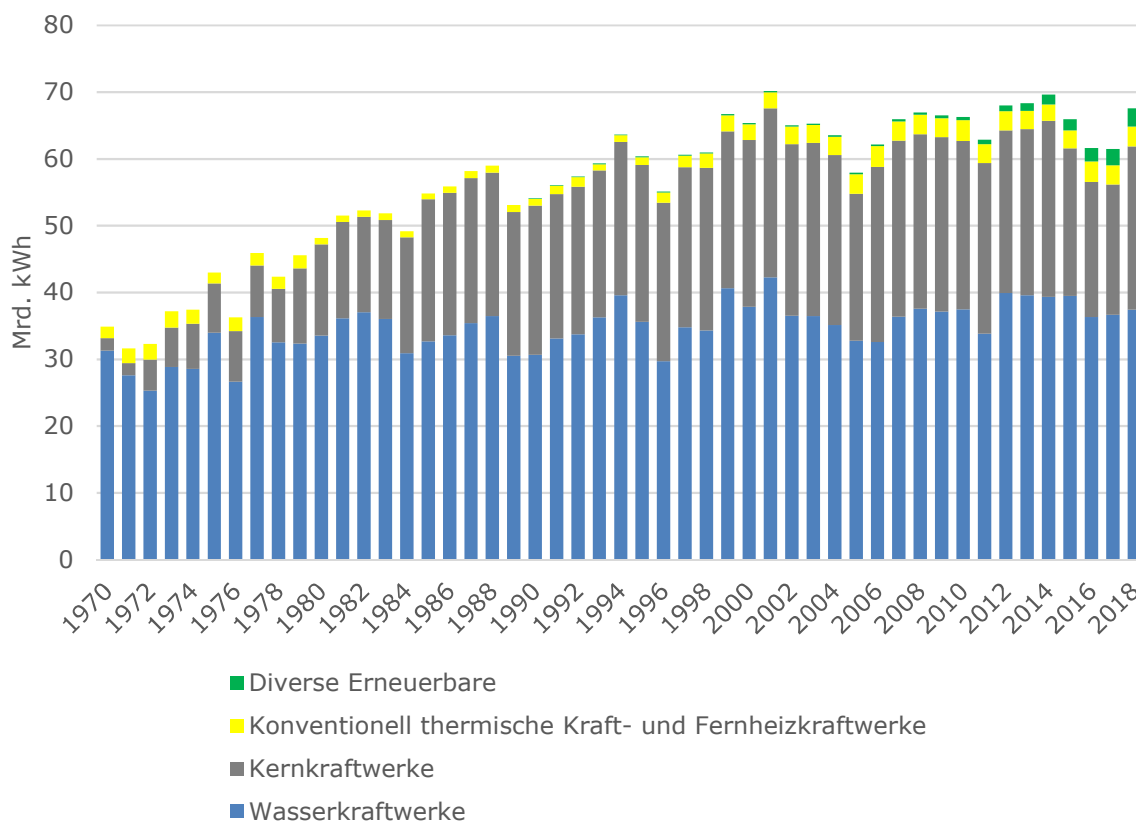
Ebenso wie viele andere Länder forciert die Schweiz seit geraumer Zeit den Ausbau der Erneuerbaren. Zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 wurden im neuen Energiegesetz, das am 1. Januar 2018 in Kraft trat, Ziele für die Produktion von Elektrizität auf Basis neuer erneuerbarer Energietechnologien formuliert. Es wird demnach ein Ausbau angestrebt, mit dem die durchschnittliche inländische Produktion im Jahr 2020 bei mindestens 4,4 Mrd. kWh liegt, im Jahr 2035 bei mindestens 11,4 Mrd. kWh. Zum Vergleich: Im Jahr 2017 lag die entsprechende Produktion bei 3,7 Mrd. kWh (BFE 2018: 12).

Einen unveränderten Stromverbrauch von derzeit rund 62,5 Mrd. kWh unterstellend läge der Anteil der neuen Erneuerbaren im Jahr 2020 bei rund 7 %, wenn die Zielvorgaben erfüllt würden, im Jahr 2035 bei rund 18 %. Selbst wenn dies gelänge, könnten die neuen Erneuerbaren jedoch bei weitem nicht den Ausfall von rund 19,5 Mrd. kWh Strom ausgleichen (Abbildung S3), der sich aus dem Kernenergieausstieg ergäbe, wenn dieser bis zum Jahr 2035 realisiert würde.

Dass der Erneuerbaren-Zielwert für das Jahr 2030 erreicht wird, ist allerdings aus mehreren Gründen fraglich. Erstens ist das bisherige Einspeisevergütungssystem als Förderinstrument bis Ende 2020 zeitlich befristet. Danach soll die Förderung zur besseren Marktintegration der Erneuerbaren – mit Ausnahme kleiner Anlagen – auf ein Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung umgestellt werden. Dies macht die Förderung

tendenziell unattraktiver, ebenso wie die Kürzung der Vergütungsdauer von 20 auf 15 Jahre. Hiervon sind nur die Biomasseanlagen ausgenommen.

Abbildung S3: Stromproduktion und Strommix der Schweiz in Milliarden kWh (Quelle: BFS 2019b)



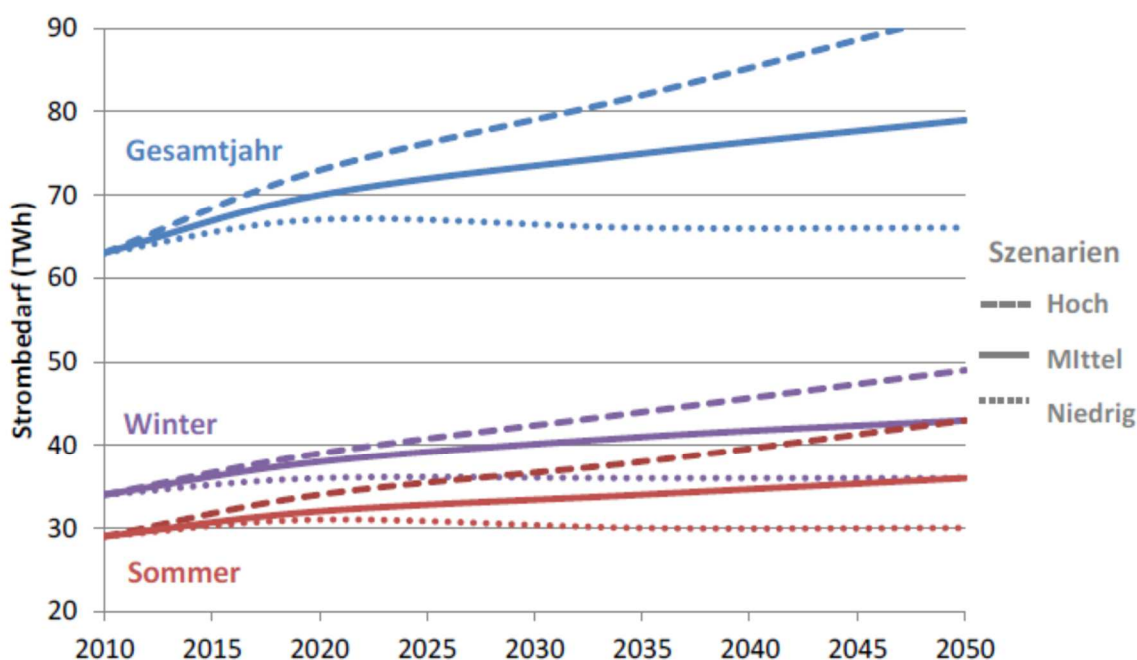
Zweitens verlief der Ausbau der regenerativen Technologien aufgrund der jeweiligen Beschränkung des Zubaus der einzelnen Technologien und auch der Limitierung des Gesamtzubaus bislang eher moderat. Ausgehend von einer erneuerbaren Stromproduktion von 1,4 Mrd. kWh im Jahr 2010 erhöhte sich diese bis zum Jahr 2017 auf 3,7 Mrd. kWh und machte 6,4 % der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen) aus (BFE 2018:12). Seit 2010 lag die jährliche Steigerung der Produktion von Strom auf Basis neuer Erneuerbarer im Durchschnitt bei 0,3 Mrd. kWh. Während dieser durchschnittliche Zuwachs genügen würde, um den Zielwert von 4,4 Mrd. kWh für das Jahr 2020 zu erreichen, würde man damit im Jahr 2035 bei einer erneuerbaren Stromproduktion von rund 9,4 Mrd. kWh landen und somit den Zielwert von 11,4 Mrd. kWh um 2 Mrd. kWh verfehlen.

Neben Zielen für die neuen erneuerbaren Energien sieht die Energiestrategie 2050 auch Zielwerte für die Stromproduktion auf Basis von Wasserkraft vor. So soll die durchschnittliche Jahresproduktion von Elektrizität aus Wasserkraft bis zum Jahr 2035 auf 37,4 Mrd. kWh steigen, bis 2050 auf 38,6 Mrd. kWh (BFE 2019c). Gegenüber der entsprechenden Stromproduktion von rund 36,7 Mrd. kWh im Jahr 2017 würde dies bis zum Jahr 2035 einen sehr moderaten Zuwachs um weniger als 1 Mrd. kWh bedeuten und würde

somit wenig zum Ausgleich des wegfallenden Atomstroms beitragen. Insgesamt wird das technische Zubaupotenzial der Wasserkraft auf maximal 6 Mrd. kWh geschätzt (ETH Zürich 2011:21).

Die Limitierung des Potenzials der Wasserkraft ist bedeutsam, als davon ausgegangen werden muss, dass der Stromverbrauch künftig steigen wird (Abbildung S4). Ein wesentlicher Grund dafür ist, dass die Bevölkerung nach den gängigen Prognosen zunehmen dürfte – und damit auch die Zahl der Haushalte. Zudem werden im Wärmesektor aller Voraussicht nach mehr Wärmepumpen eingesetzt und die Elektromobilität wird im Personen- und Güterverkehr an Bedeutung gewinnen. So geht der Bericht „Energiezukunft Schweiz“ der ETH Zürich (2011:15) davon aus, dass bis zum Jahr 2035 der Stromverbrauch im Wärmesektor um 1 Mrd. kWh zunehmen wird, im Verkehrssektor um 3,2 Mrd. kWh. Bis zum Jahr 2050 geht dieser Bericht sogar von einer Zunahme des Stromverbrauchs in den Sektoren Verkehr und Wärme um 8 Mrd. kWh aus. Insgesamt nimmt der Bericht im mittleren von drei Strombedarfsszenarien an (Abbildung S4), dass der Strombedarf der Schweiz von heute 62,5 Mrd. kWh bis zum Jahr 2035 auf 75 Mrd. kWh steigen könnte und bis 2050 auf 79 Mrd. kWh (ETH Zürich 2011:19).

Abbildung S4: Prognose des Strombedarfs der Schweiz bis zum Jahr 2050 in Mrd. kWh (Quelle: ETH Zürich 2011)



Falls jedoch der Verkehrssektor stärker zur Dekarbonisierung, das heißt zum Ausstieg aus der fossilen Energiewirtschaft, beitragen muss, dürften die Prognosen des mittleren Szenarios vermutlich zu gering ausfallen. Dies könnte besonders dann eintreffen, wenn Elektro- und Wasserstofffahrzeuge künftig eine bedeutende Rolle im Verkehrssektor

spielen sollten. Tatsächlich erfreuen sich gerade Elektrofahrzeuge in jüngster Zeit einer deutlich zunehmenden Beliebtheit. So machten im Jahr 2018 Elektro-, Hybrid-, Erdgas- und Wasserstofffahrzeuge einen Anteil von 7,2 % an den Neuzulassungen aus. Fast die Hälfte davon entfiel auf Elektroautos und Plug-in-Hybride: ihr Marktanteil lag bei 3,2 % (ZSW 2019). Daher stellt sich die Frage, wie bei dem zu erwartenden deutlichen Anstieg des Stromverbrauchs und dem vorgesehenen Ausstieg aus der Kernenergie künftig die Versorgungssicherheit mit Strom in der Schweiz gewährleistet werden kann.

Diese Frage stellt sich auch vor dem Hintergrund, dass sich der Import von Strom aus Nachbarländern wie Frankreich und Deutschland in Zukunft wohl schwieriger gestalten wird: Während Frankreich seine Stromproduktion aus Kernkraft in den kommenden Jahrzehnten reduzieren möchte, soll der Kernenergieausstieg in Deutschland bis Ende des Jahres 2022 vollzogen sein und die Kohleverstromung könnte bis zum Jahr 2038 Geschichte sein.

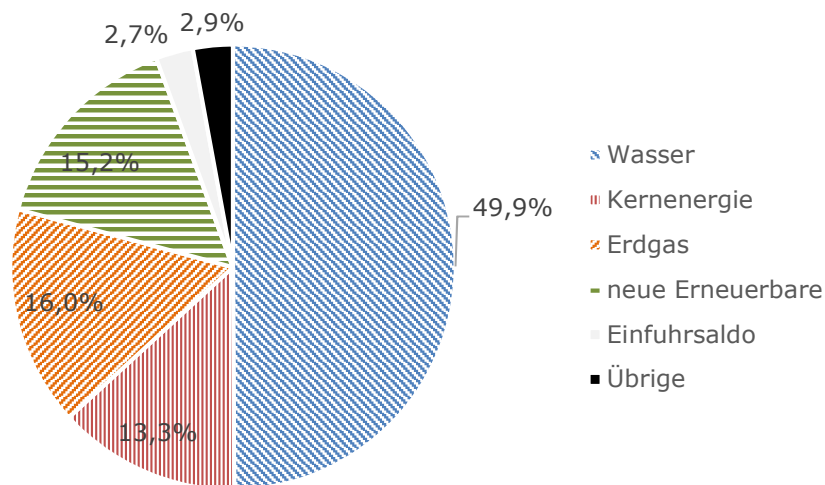
Vor diesem Hintergrund, vor allem angesichts des vorgesehenen Kernenergieausstiegs und des begrenzten Potenzials der Wasserkraft, erscheint es naheliegend, dass der Strombedarf der Schweiz in den nächsten Jahrzehnten zunehmend durch neu zu bauende Erdgaskraftwerke gedeckt werden muss und die Kernkraftwerke nicht allesamt bis zum Jahr 2035 abgeschaltet werden, selbst wenn die in der Energiestrategie 2050 genannten Ziele für die Wasserkraft und die neuen Erneuerbaren erreicht werden würden. Von der Erfüllung beider Zielwerte ist im prognostizierten Strommix für das Jahr 2035 (Abbildung S5), der auf dem Strombedarf des mittleren Bedarfsszenarios der Studie „Energiezukunft Schweiz“ beruht (Abbildung S4), ausgegangen worden.

Der hohe Beitrag von Erdgas im prognostizierten Strommix mag überraschen, ist aber unabdingbar, um bei steigendem Strombedarf den sinkenden Anteil der Kernkraft zu kompensieren. Da Kohle derzeit und vor dem Hintergrund ambitionierter Klimaschutzziele auch in der künftigen Schweizer Stromerzeugung keine Rolle spielen dürfte, bleibt wenig anderes übrig, als auf den Neubau von Erdgaskraftwerken zu setzen – möglicherweise in Kombination mit der Abscheidung und Speicherung von CO<sub>2</sub>, um den Klimaschutzzielen Genüge zu tun. Dabei werden vermutlich umso mehr Erdgaskraftwerke gebaut werden müssen, je eher die Kernkraftwerke abgeschaltet werden.

Geringere Beiträge von Kernkraft und Erdgas, als im prognostizierten Strommix für 2035 unterstellt, sind nur durch deutlich höhere Stromeinfuhren als angenommen denkbar und bei einem erheblich stärkeren Ausbau der neuen Erneuerbaren, als es den Zielwerten in der Energiestrategie 2050 entspricht. Dazu müssten wohl einerseits die Rahmenbedingungen für den Ausbau der Erneuerbaren verbessert werden, falls sich die Stromgestehungskosten für Windkraft- und Photovoltaikanlagen in der Zwischenzeit nicht massiv reduzieren, und andererseits müssten die grenzüberschreitenden Netze erheblich ausgebaut werden, um deutlich höhere Stromeinfuhren als heute zu ermöglichen. Ein solcher Ausbau

würde voraussichtlich Wohlfahrtsgewinne für die Schweizer Volkswirtschaft mit sich bringen (Rausch 2014).

Abbildung S5: Prognose des Strommixes der Schweiz für das Jahr 2035



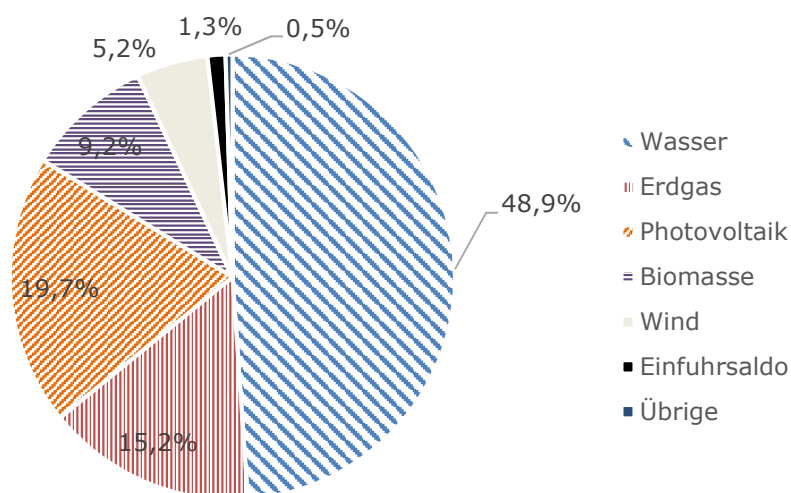
Für die Prognose des Strommixes für das Jahr 2050 (Abbildung S5) wurde angenommen, dass sowohl aus gesellschaftlichen als auch aus wirtschaftlichen Gründen keine neuen Kernkraftwerke mehr gebaut und die alten Meiler aus wirtschaftlichen und technischen Gründen abgeschaltet werden. Bei annahmegemäß gleichbleibender Stromproduktion aus Erdgaskraftwerken wie im Jahr 2035 wird davon ausgegangen, dass der Ausfall des Atomstroms und die weitere Zunahme des Strombedarfs ausschließlich durch erneuerbare Energien ausgeglichen bzw. gedeckt werden.

Dies erscheint nicht unplausibel, da insbesondere bei der Photovoltaik mit weiterem technologischem Fortschritt und sinkenden Stromgestehungskosten gerechnet werden kann. Entsprechend den Annahmen des Berichts „Energiezukunft Schweiz“ ist für die Prognose des Strommixes für 2050 eine Zunahme der Solarstromproduktion von 14 Mrd. kWh unterstellt worden (ETH Zürich 2011:25). Ausgehend von 1,7 Mrd. kWh im Jahr 2017 würde die Solarstromproduktion demnach auf 15,7 Mrd. kWh im Jahr 2050 ansteigen. Für Strom aus Wind- und Biomasseanlagen ist entsprechend ein Zuwachs von 3 bzw. 6 Mrd. kWh unterstellt worden (ETH Zürich 2011:25). In Bezug auf Geothermie wird davon ausgegangen, dass diese Technologie aufgrund mangelnder Wirtschaftlichkeit und gesellschaftlicher Akzeptanz auch künftig keine größere Rolle spielen wird.

Eine wesentliche Voraussetzung für den massiven Ausbau der Photovoltaik bis zum Jahr 2050 stellt die Verfügbarkeit wirtschaftlicher Speichermöglichkeiten in großem Maßstab dar. Wäre dies nicht gegeben, müssten die fluktuierende Solar-, aber auch die Windstromerzeugung, durch zusätzliche Erdgaskraftwerke abgesichert werden. Somit käme es teilweise zu einer doppelt vorhandenen Erzeugungsinfrastruktur, mit Photovoltaik- und

Windkraftanlagen auf der einen Seite und Erdgaskraftwerken auf der anderen Seite. Die Erdgaskraftwerke kämen aber größtenteils nur dann zum Einsatz, wenn die Solar- und Windstromproduktion schwach oder weitgehend ganz ausfällt. Die Vorhaltung einer doppelten Erzeugungsstruktur hätte entsprechend hohe Kosten zur Folge und wäre ineffizient.

Abbildung S6: Prognose des Strommixes der Schweiz für das Jahr 2050



Neben dem Kernenergieausstieg und dem Ausbau der Erneuerbaren ist die Senkung des Energieverbrauchs bzw. die Steigerung der Energieeffizienz die dritte wesentliche Säule der Energiestrategie 2050. Der hierzu im neuen Energiegesetz verankerte Richtwert für das Jahr 2020 lautet: Senkung des durchschnittlichen Energieverbrauchs pro Person gegenüber dem Jahr 2000 um 16 %. Der Richtwert für das Jahr 2035 sieht eine Senkung des durchschnittlichen Energieverbrauchs pro Person gegenüber 2000 um 43 % vor.

Diese Richtwerte sollen durch Maßnahmen wie die Verschärfung der CO<sub>2</sub>-Standards für neue Fahrzeuge, Smart Metering, kantonale Gebäudevorschriften, die CO<sub>2</sub>-Bepreisung in Form einer CO<sub>2</sub>-Abgabe sowie Steuererleichterungen und Unterstützungsgelder für energetische Gebäudesanierung erreicht werden. So fließt etwa ein Drittel der Einnahmen (maximal 450 Millionen Franken) aus der seit dem Jahr 2008 erhobenen CO<sub>2</sub>-Abgabe in ein Gebäudeprogramm zur Förderung CO<sub>2</sub>-wirksamer Maßnahmen wie energetische Sanierung (BAFU 2019a). Weitere 25 Millionen Franken kommen jährlich dem Technologiefonds zu (WD 2018:11). Damit werden klimafreundliche Innovationen gefördert (<http://www.technologiefonds.ch>).<sup>7</sup> Förderungswürdig sind Technologien zur Reduktion von Treibhausgasen, zur effizienteren Nutzung von elektrischer Energie und zur Schonung der natürlichen Ressourcen. Gefördert werden auch erneuerbare Energietechnologien.

<sup>7</sup> Das über die CO<sub>2</sub>-Abgabe finanzierte Gebäudeprogramm läuft 2025 aus. Sinken die CO<sub>2</sub>-Emissionen aus dem Gebäudebereich nicht um mindestens 50 % bis 2026 und 2027, werden ab 2029 landesweit einheitliche Grenzwerte für Gebäude eingeführt.

Mit der auf fossile Brennstoffe, nicht aber auf Kraftstoffe, erhobenen CO<sub>2</sub>-Abgabe soll deren Verbrauch bei der Wärmegewinnung bzw. Stromproduktion gesenkt werden. Diese Lenkungsabgabe soll das Energieverhaltensverhalten im Sinne der Umwelt beeinflussen, dient aber im Gegensatz zu einer Steuer nicht der Erhöhung von Staatseinnahmen, sondern wird an Unternehmen und Bevölkerung zurückerstattet. So werden zwei Drittel der aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe resultierenden Einnahmen wieder an Unternehmen und Privatpersonen als „Ökobonus“ zurückgezahlt. Bei Privatpersonen geschieht dies in Form pauschaler Pro-Kopf-Transfers, die sowohl an Erwachsene als auch an Kinder gezahlt werden. Durch die Erhebung der CO<sub>2</sub>-Abgabe mit Pro-Kopf-Rückerstattung werden tendenziell jene Haushalte begünstigt, die einen geringen Verbrauch aufweisen, etwa weil sie sparsam mit fossilen Brennstoffen umgehen.<sup>8</sup>

Die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossile Heizstoffe wurde auf Basis des CO<sub>2</sub>-Gesetzes am 1. Januar 2008 in Höhe von 12 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub> eingeführt und danach sukzessive erhöht: Weil die in der CO<sub>2</sub>-Verordnung festgelegten Zwischenziele für die Emissionen aus Brennstoffen teils nicht erreicht wurden, stiegen die Abgabesätze nach einem automatischen Korrekturmechanismus jeweils um 12 Franken. Seit 1. Januar 2018 beträgt die CO<sub>2</sub>-Abgabe 96 Franken. Dies entspricht rund 25,4 Rappen pro Liter Heizöl und 25,5 Rappen pro kg Erdgas (WD 2018:8).

Diese Abgabe ist eines der Hauptinstrumente, mit denen die im CO<sub>2</sub>-Gesetz verankerten klimapolitischen Ziele der Schweiz erreicht werden sollen. Beispielsweise sollen bis zum Jahr 2020 die CO<sub>2</sub>-Emissionen um 20 % gegenüber 1990 gesenkt werden.<sup>9</sup> Dass der Primärenergieverbrauch der Schweiz seit seinem Allzeithoch von 1 178 Petajoule (PJ) im Jahr 2010 deutlich gesunken ist, auf 1 080 PJ im Jahr 2017 (BFS 2019a), hat wesentlich mit der Erhebung der CO<sub>2</sub>-Abgabe zu tun. Schließlich war der Energieverbrauch zuvor tendenziell immer weiter angestiegen, eine Trendwende beim Primärenergieverbrauch ist erst seit dem Jahr 2011 erkennbar. Dies deutet auf die Wirksamkeit des marktwirtschaftlich orientierten klimapolitischen Instruments der CO<sub>2</sub>-Abgabe hin.

### **4.3 Prognose des Primärenergiebedarfs der Schweiz bis 2050**

Die hier vorgelegte lineare Trendprognose geht einerseits von dem seit dem Jahr 2011 herrschenden Trend eines sinkenden, statt eines bis dato nahezu unablässig steigenden Primärenergieverbrauchs aus. Sie nutzt weiterhin die Tatsache, dass der Energieverbrauch einer jeden Volkswirtschaft eine sehr träge Größe darstellt, die sich von einem Jahr zum nächsten nur wenig ändert und entscheidend von den Strukturen geprägt wird, die den

---

<sup>8</sup> Unternehmen erhalten die Abgabe proportional zu ihrer Lohnsumme zurückerstattet. Energieintensive Unternehmen aus bestimmten Wirtschaftszweigen können sich aus Wettbewerbsgründen von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreien lassen, wenn sie sich zu freiwilligen CO<sub>2</sub>-Emissionsminderungen verpflichten (BAFU 2019a, WD 2018:9). Befreit sind auch die am Emissionshandel teilnehmenden Unternehmen.

<sup>9</sup> Heruntergebrochen auf die Sektoren Gebäude, Verkehr und Industrie wird vom Gebäudesektor bis 2020 eine Reduktion um 40 % erwartet, vom Verkehrssektor um 10 % und vom Industriesektor um 15 % (siehe revidiertes CO<sub>2</sub>-Gesetz vom 1. Januar 2013).

Verbrauch in der jüngeren Vergangenheit determinieren. Auf dieser Basis zeigt die lineare Trendprognose einen Rückgang des Primärenergieverbrauchs bis zum Jahr 2030 auf rund 933 PJ (Abbildung S7). Dies stellt gegenüber dem Jahr 2017 einen Rückgang um 13,6 % dar, gegenüber 1990 einen Rückgang um 8,4 %. Würde derselbe Trend bis zum Jahr 2050 fortgeschrieben, würde der Primärenergieverbrauch auf 711 PJ sinken. Dies würde einen Rückgang um 34,1 % gegenüber 2017 bedeuten bzw. um 30,2 % gegenüber 1990.

Der prognostizierte Rückgang des Primärenergieverbrauchs ist deutlich moderater als die Senkung der Treibhausgasemissionen um 50 % gegenüber 1990, die zur Erfüllung des von der Schweiz an die UN gemeldeten Treibhausgasziels für das Jahr 2030 erforderlich wären (BAFU 2017). Die Schweiz hatte sich im Klimaabkommen von Paris zur Halbierung der Emissionen von 53,6 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalenten im Jahr 1990 (BAFU 2018) auf 26,8 Mio. Tonnen im Jahr 2030 verpflichtet. Dabei sollen mindestens 30 % dieser Reduktionen durch inländische Maßnahmen erzielt werden und maximal 20 % durch Maßnahmen im Ausland. Entsprechend dürfte der Treibhausgasausstoß in der Schweiz im Jahr 2030 bei höchstens rund 37,5 Mio. Tonnen liegen.

Soll die inländische Treibhausgasreduktion um 30 % bis zum Jahr 2030 bei gleichzeitigem Ausstieg aus der Kernenergie erreicht werden, muss der Primärenergieverbrauch daher künftig deutlich stärker sinken, als es das Trendszenario angibt. Dies wird durch die folgende Überlegung deutlich (Referenzszenario):<sup>10</sup> Unterstellt man wegen des Kernenergieausstiegs und dessen wahrscheinlicher Kompensation durch die Stromerzeugung auf Basis von Erdgas mit 0,045 Mio. Tonnen je PJ eine unverändert hohe Treibhausgasintensität<sup>11</sup> wie für das Jahr 2016, darf sich zur Einhaltung des Zielwerts für den inländischen Treibhausgasausstoß von maximal 37,5 Mio. Tonnen der Energieverbrauch im Jahr 2030 auf lediglich knapp 834 PJ belaufen. Der unter diesen Umständen zur Einhaltung des Klimaschutzziels für 2030 maximal tolerable Primärenergieverbrauch von knapp 834 PJ läge deutlich niedriger als der aus dem Trendszenario für das Jahr 2030 hervorgehende Wert von 933 PJ (Abbildung S7).

Auch das Energieeffizienzziel für das Jahr 2035, das eine Senkung des durchschnittlichen Energieverbrauchs pro Person gegenüber dem Jahr 2000 um 43 % vorsieht, würde einen deutlich niedrigeren Primärenergieverbrauch erforderlich machen. Ausgehend von einem Primärenergieverbrauch von 1 107 PJ und 7,1 Mio. Einwohnern im Jahr 2000 und einem unterstellten Bevölkerungsanstieg bis 2035 auf 8,8 Millionen (ETH Zürich 2011:11) würde die Einhaltung des Energieeffizienzziels von 43 % einen Primärenergieverbrauch von

---

<sup>10</sup> Bedauerlicherweise bietet die Studie „Energiezukunft Schweiz“ keine Vergleichsmöglichkeiten für Prognosen des Primärenergieverbrauchs, da sich diese Studie vor allem auf die Stromerzeugung kapriziert, der Primärenergieverbrauch steht weniger in deren Fokus.

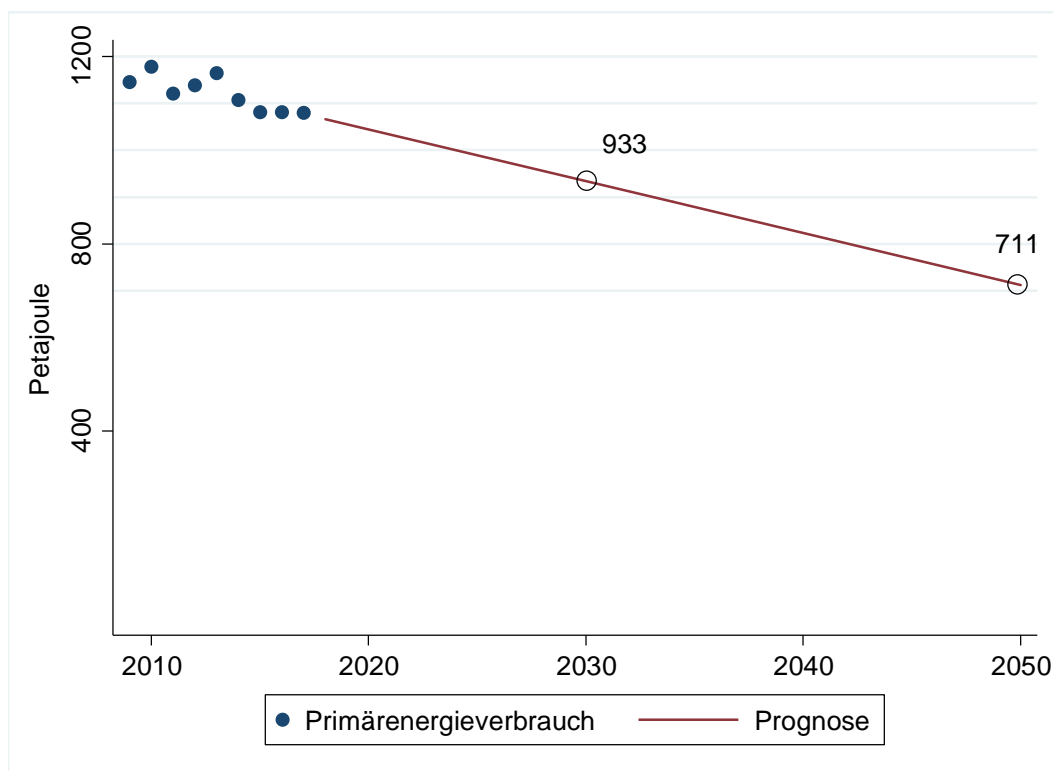
<sup>11</sup> 48,3 Mio. Tonnen Treibhausgasemissionen (BAFU 2018) ergeben bei einem Primärenergieverbrauch von 1 081 PJ im Jahr 2016 eine Treibhausgasintensität von 0,045 Mio. Tonnen je PJ.



783 PJ im Jahr 2035 implizieren. Dies wäre deutlich weniger, als das Trendszenario für das Jahr 2035 ergibt (Abbildung S7).

Soll der Primärenergieverbrauch aber künftig deutlich stärker als nach dem Trendszenario gesenkt werden, müssten wirksame Maßnahmen ergriffen werden. Erstens müsste die CO<sub>2</sub>-Abgabe noch stärker als in der Vergangenheit erhöht werden. Diese Abgabe wurde zwischen 2008 und 2018 um 84 Franken erhöht, von 12 auf 96 Franken je Tonne (BAFU 2017). Zweitens wäre es ratsam, die mit einer Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Abgabe einhergehenden Einnahmenerhöhungen in sehr viel stärkerem Maße als bislang dem Technologiefonds zugutekommen zu lassen, um die Innovationsaktivitäten im Energiesektor zu erhöhen und den Wandel zu CO<sub>2</sub>-armen Technologien zu beschleunigen. Anstatt die Mittel für das Gebäudeprogramm von 450 Millionen Franken weiter zu erhöhen, sollte dem Technologiefonds weitaus mehr als nur 25 Millionen Franken jährlich zufließen. Dieser sollte außerdem technologieoffen ausgestaltet werden. Zudem sollten größere Einnahmenanteile, das heißt deutlich mehr als zwei Drittel der Einnahmen aus der CO<sub>2</sub>-Abgabe, an Bevölkerung und Unternehmen zurückerstattet werden, um eine breite Akzeptanz für die Erhöhung der CO<sub>2</sub>-Abgabe zu erlangen.

Abbildung S7: Trendszenario des Primärenergieverbrauchs der Schweiz bis zum Jahr 2050



Auf weitere Erhöhungen der Mittel für das Gebäudeprogramm sollte wegen hoher Mitnahmeeffekte hingegen verzichtet werden, denn es ist davon auszugehen, dass diese Mittel vornehmlich von jenen Immobilienbesitzern abgerufen werden, die ohnehin in die

Renovierung ihrer Immobilien investieren müssten und dies auch täten, wenn es das Gebäudeprogramm nicht gäbe. Das Gebäudeprogramm hat darüber hinaus nicht unbedingt erwünschte Verteilungswirkungen zur Folge, da damit tendenziell eher die besser begüterten Bürger begünstigt werden. Dies stellt das jetzige Gebäudeprogramm generell in Frage.

Drittens: Weil die CO<sub>2</sub>-Abgabe bislang nicht auf Kraftstoffe erhoben wird, ist zu überlegen, auch im Verkehrssektor stärker auf CO<sub>2</sub>-Preissignale zu setzen, anstatt auf Emissionsvorschriften. Für neue Pkw gelten in der Schweiz dieselben CO<sub>2</sub>-Emissionsvorschriften wie in der Europäischen Union (EU): Seit 2015 darf die Neuwagenflotte im Durchschnitt höchstens 130 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilometer ausstoßen (BAFU 2019b). Ab 2020 gilt für Pkw ein Zielwert von 95 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilometer. Diese wenig kosteneffiziente Art der Regulierung wird wegen ihrer negativen Wohlfahrtseffekte von zahlreichen Studien kritisiert (Austin, Dinan 2005; Babiker et al 2013; Kleit 2004). Mit Steuern, einer CO<sub>2</sub>-Abgabe oder durch die Einbeziehung in einen Emissionshandel die Kraftstoffpreise zu erhöhen, wäre effizienter, um den Energieverbrauch von Fahrzeugen mit Verbrennungsmotor zu reduzieren (Frondel, Vance 2018). Dies würde auch den Umstieg auf Fahrzeuge mit alternativen Antriebstechnologien, wie Elektrofahrzeuge, beschleunigen.

#### **4.4 Energieprognose für die Schweiz: Überblick**

Die Schweiz hat in ihrer Klima- und Energiepolitik früh auf marktwirtschaftliche Preisinstrumente gesetzt und im Jahr 2008 eine CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossile Brennstoffe eingeführt, nicht aber auf Kraftstoffe. Mit 96 Franken je Tonne CO<sub>2</sub> liegt die Höhe dieser Abgabe mittlerweile weit über dem Preisniveau der CO<sub>2</sub>-Zertifikate im EU-Emissionshandel, welches derzeit bei rund 25 Euro liegt. Die Schweizer CO<sub>2</sub>-Abgabe hat wesentlich zu einer Trendumkehr beim Primärenergieverbrauch des Landes geführt: Dieser sinkt seit dem Jahr 2011. Zuvor ist der Verbrauch hingegen nahezu beständig angestiegen.

Ebenso hervorzuheben ist, dass die mit der CO<sub>2</sub>-Abgabe erzielten Einnahmen nicht der Erhöhung des staatlichen Budgets dienen. So werden zwei Drittel dieser Einnahmen in Form von Rückerstattungen an Bevölkerung und Unternehmen zurückverteilt, zum Beispiel an private Haushalte durch pauschale Pro-Kopf-Rückerstattungen. Ein weiteres Drittel der Einnahmen werden einem Gebäudeprogramm zugeführt. Während die Rückerstattungen die Akzeptanz für klimapolitische Maßnahmen verbessert, wird die Schweiz zur Erreichung ihrer langfristigen Klimaschutzziele kaum umhinkommen, die CO<sub>2</sub>-Abgabe auch auf Kraftstoffe zu erheben.

So sollen die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis zum Jahr 2020 um 20 % gegenüber 1990 gesenkt werden, bis zum Jahr 2030 um 30 % im Inland bzw. um 50 %, wenn man Maßnahmen im Ausland hinzurechnet. Als Maßgabe für die Totalrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes gilt das Ziel einer Senkung der Treibhausgasemissionen um 70-85 % bis zum Jahr 2050. Allerdings ist bereits die Erreichung des 20 %-Ziels für das Jahr 2020 fraglich: Im Jahr 2016 beliefen sich die Emissionen auf 48,3 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>-Äquivalente und lagen damit nur

knapp 10 % niedriger als im Jahr 1990, als 53,6 Mio. Tonnen ausgestoßen wurden (BAFU 2018).

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, bedarf es folglich auch in der Schweiz erheblicher Anstrengungen. Diese sollten nicht darin bestehen, mit Mitteln der CO<sub>2</sub>-Abgabe das Volumen des Gebäudeprogramms weiter zu erhöhen, nicht zuletzt, weil damit erhebliche Mitnahmeeffekte verbunden sind. Vielmehr sollten die Rückerstattungen an Bevölkerung und Unternehmen erhöht und die Forschung und Entwicklung von CO<sub>2</sub>-armen Technologien intensiviert werden. Ohne technologische Quantensprünge bei den regenerativen Technologien, aber auch ohne die Entwicklung ganz neuartiger CO<sub>2</sub>-armer Technologien sowie die Weiterentwicklung bestehender Technologien zur Marktreife, etwa wasserstoffbetriebener Fahrzeuge mit Brennstoffzelle, dürfte die Schweiz kaum ihr nationales Treibhausgasziel für das Jahr 2030 erreichen und gleichzeitig aus der Kernenergie aussteigen können. Dazu wäre vor allem eine Wende im Verkehrssektor erforderlich, bei der neben Elektrofahrzeugen weitere alternative Antriebe, etwa Wasserstofffahrzeuge, verstärkt Einzug halten.

Angesichts der sehr wahrscheinlich an Fahrt gewinnenden Elektrifizierung des Verkehrssektors sowie einer voraussichtlich weiter wachsenden Bevölkerung dürfte es künftig zu einem Anstieg des Stromverbrauchs kommen. Um angesichts dessen die Versorgungssicherheit mit Strom künftig nicht zu gefährden, wird die Schweiz in absehbarer Zeit wohl vor der Wahl stehen, die Kernkraftwerke länger laufen lassen zu müssen oder aber diese durch konventionelle Kraftwerke auf Erdgasbasis zu ersetzen.

## **5. Die Energie- und Klimapolitiken Deutschlands, Österreichs und der Schweiz im Vergleich**

Der Vergleich der Energiepolitiken der drei benachbarten Länder, die sprachlich und kulturell große Gemeinsamkeiten aufweisen, offenbart gravierende Unterschiede: Während Deutschland bislang vorwiegend auf die massive Subventionierung alternativer Stromerzeugungstechnologien gesetzt hat und Österreich die Energieverbrauchs- und Treibhausgasreduktion insbesondere mit ordnungsrechtlichen Maßnahmen wie Ge- und Verboten, aber auch mit Subventionen, verfolgt hat, setzt die Schweiz seit dem Jahr 2008 auf das marktwirtschaftliche Instrument der CO<sub>2</sub>-Abgabe. Mit Einführung eines Einspeisevergütungssystems im Jahr 2009 werden die erneuerbaren Stromerzeugungstechnologien in der Schweiz zwar mittlerweile ebenfalls subventioniert, verglichen mit Deutschland allerdings in stark begrenztem Umfang.

Allen drei Ländern ist der Versuch gemein, mit dem Ausbau regenerativer Technologien, vor allem von Windkraft- und Photovoltaikanlagen, ihre Treibhausgasziele erreichen zu wollen. Allerdings ist absehbar, dass mit diesen Technologien allein eine Dekarbonisierung bis Mitte des Jahrhunderts in keinem dieser Länder gelingen dürfte (Tabelle DACH). Vor diesem Hintergrund wäre es ratsam, die Forschung und Entwicklung von Energieerzeugungs- und Speichertechnologien zu intensivieren. Vor allem die Entwicklung besserer Energiespeichertechnologien wäre von hohem gesellschaftlichem Mehrwert, schließlich spielen Speichertechnologien nicht allein in der Energieversorgung eine wichtige Rolle. Darüber hinaus ist bei weiter fallenden Herstellungskosten davon auszugehen, dass Photovoltaikanlagen in Kombination mit besseren und kostengünstigeren Speichertechnologien immer weiter Verbreitung finden. Tatsächlich dürfte der Vormarsch der Prosumer unter den Haushalten und Unternehmen, die zugleich Verbraucher und Erzeuger von Strom sein werden, unaufhaltsam sein. Der Zusammenschluss von Millionen von Prosumern zu virtuellen Kraftwerken könnte damit eine Zukunftsoption darstellen.

Allen drei Ländern gemein ist auch der Ehrgeiz, in den kommenden Jahrzehnten die Treibhausgasemissionen massiv zu senken. So möchte Deutschland bis zum Jahr 2030 die Emissionen um 55 % gegenüber 1990 verringern, die Schweiz um 50 %, wobei im Inland die Emissionen lediglich um 30 % gesenkt werden sollen und die übrigen Minderungen durch Maßnahmen im Ausland erbracht werden können. Diese Ziele sind vor dem Hintergrund, dass beide Länder ihre Klimaschutzziele für das Jahr 2020 möglicherweise verfehlen werden, als ambitioniert zu bezeichnen. So betrug die Emissionsminderung Deutschlands gegenüber 1990 im Jahr 2019 rund 35 % (Agora Energiewende 2020), bis zum Jahr 2020 soll jedoch eine Senkung um 40 % erreicht werden. Die Schweiz hatte bis zum Jahr 2018 die Emissionen um rund 14 % gegenüber 1990 gemindert und geht davon aus, dass die avisierte 20-Prozentminderung bis zum Jahr 2020 nicht erreicht wird.

Tabelle DACH: Energie- und Klimapolitiken Deutschlands, Österreichs und der Schweiz

	Deutschland	Österreich	Schweiz
<b>Klimaziel 2020</b>	-40 % gegenüber 1990	-16 % gegenüber 2005 in den Nicht-ETS-Sektoren	-20 % gegenüber 1990
<b>Erreichung Klimaziel 2020</b>	Ziel 2020 wird eventuell verfehlt: -35 % im Jahr 2019	Ziel 2020 bereits erreicht bzw. übererfüllt	Ziel 2020 wird wahrscheinlich verfehlt: -14 % im Jahr 2018
<b>Klimaziel 2030</b>	-55 % gegenüber 1990	-36 % gegenüber 2005 in den Nicht-ETS-Sektoren	-50 % gegenüber 1990, -30 % im Inland
<b>Erneuerbare-Ziel 2020</b>	35 % grüner Strom am Stromverbrauch	Kein Ziel	4,4 Mrd. kWh
<b>Zielerreichung Erneuerbare 2020</b>	Mit rund 36% bereits im Jahr 2018 übererfüllt	Rund 72 % im Jahr 2016	3,7 Mrd. kWh im Jahr 2017, Zielerreichung wahrscheinlich
<b>Erneuerbare-Ziel 2030</b>	65 % grüner Strom am Stromverbrauch	100 % grüner Strom	11,4 Mrd. kWh
<b>Politikempfehlung</b>	Keine Eingriffe in die CO <sub>2</sub> -Bepreisung, Rückverteilung sämtlicher Einnahmen aus der CO <sub>2</sub> -Bepreisung	Wechsel von Gebots- und Verbotspolitik zur CO <sub>2</sub> -Bepreisung von Nicht-ETS-Sektoren	Weiterführung CO <sub>2</sub> -Bepreisung, Einbeziehung Verkehr, Abschaffung des Gebäudeprogramms

Im Gegensatz zu den beiden Nachbarländern würde Österreich sein Klimaschutzziel bei den CO<sub>2</sub>-Emissionen für das Jahr 2020 bereits heute erfüllen. Bei diesem Ziel wurde Österreichs Einbindung in den europäischen Emissionshandel berücksichtigt: Da die Emissionen in den am Emissionshandel beteiligten Sektoren europaweit begrenzt werden, hat Österreich folgerichtig lediglich ein Klimaschutzziel für die nicht am Emissionshandel beteiligten Sektoren wie Straßenverkehr und Wärme festgelegt. Europarechtlich verbindlich muss Österreich die Emissionen in diesen Sektoren demnach bis zum Jahr 2030 um 36 % gegenüber dem Jahr 2005 senken.

Die Bestandsaufnahmen der energiepolitischen Situation von Deutschland, Österreich und der Schweiz sowie die Ausblicke für das Jahr 2050 deuten darauf hin, dass die Länder ihre langfristigen Klimaziele ohne einen gravierenden Wechsel in ihrer Klima- und Energiepolitik kaum erreichen werden. Dieser Wechsel dürfte nun eingeleitet worden sein: Während die Schweiz bereits im Jahr 2008 das marktwirtschaftliche Instrument der CO<sub>2</sub>-Abgabe eingeführt und diese Abgabe seither sukzessive erhöht hat, hat Deutschland derweil die Einführung der CO<sub>2</sub>-Bepreisung der Emissionen in den Bereichen Verkehr und Wärme mittels eines nationalen Emissionshandels im Jahr 2021 beschlossen. Damit könnte

Deutschland ein Stück näher an die Klimaziele heranrücken, auch wenn das vorgesehene System mit staatlich festgelegten CO<sub>2</sub>-Preisen in den Jahren 2021 bis 2025 bzw. ab 2026 Mindest- und Höchstpreisen für sich genommen wahrscheinlich nicht ausreicht, um die Ziele zu erfüllen.

Auch die neue österreichische Bundesregierung, die sich zur Bekämpfung des Klimawandels und zur Einhaltung der Klimaziele von Paris bekennt, möchte in jenen Sektoren, die nicht dem EU-Emissionshandel unterworfen sind, das klimapolitische Instrument der CO<sub>2</sub>-Bepreisung einführen. Noch ist derzeit allerdings offen, ob dies über Steuern oder ein nationales Emissionshandelssystem erfolgen soll. Es bleibt abzuwarten, wie konsequent ein marktwirtschaftliches Instrument zur CO<sub>2</sub>-Bepreisung tatsächlich etabliert werden wird (Berger et al 2020).

## Referenzen

acatech (2017) Sektorkopplung – Optionen für die nächste Phase der Energiewende. Herausgeber: acatech, Leopoldina, Akademienunion. Schriftenreihe zur wissenschaftsbasierten Politikberatung. 14. November 2017.

<https://www.acatech.de/Publikation/sektorkopplung-optionen-fuer-die-naechste-phase-der-energiewende/>

AEA (2016) Energieszenario für Österreich – Entwicklung der Energienachfrage und Energieaufbringung bis 2030. Endbericht, Juni 2016. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wissenschaft, Forschung und Wirtschaft (BMWFV). Österreichische Energieagentur/Austrian Energy Agency.

<https://www.energyagency.at/projekte-forschung/energiewirtschaft-infrastruktur/detail/artikel/energieszenario-fuer-oesterreich.html>

AGEB (2019) Strommix: Stromerzeugung nach Energieträgern 1990 – 2018. Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen. <https://www.ag-energiebilanzen.de/>

Agora Energiewende (2020) Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2019.

[https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung\\_2019/171\\_A-EW\\_Jahresauswertung\\_2019\\_WEB.pdf](https://www.agora-energiewende.de/fileadmin2/Projekte/2019/Jahresauswertung_2019/171_A-EW_Jahresauswertung_2019_WEB.pdf)

Agora Energiewende (2018) Agorameter.

<https://www.agora-energiewende.de/service/agorameter/chart/power-generation/14.12.2018/14.12.2018/>

Andor, M. A., M. Frondel und C. Vance (2017), Germany's Energiewende: A Tale of Increasing Costs and Decreasing Willingness-To-Pay. Energy Journal 38 (Special Issue #1 – Renewables and Diversification in Heavily Energy Subsidized Economics): 211-228.

Austin, D., Dinan, T. (2005) Clearing the Air: The Costs and Consequences of Higher CAFE Standards and Increased Gasoline Taxes. Journal of Environmental Economics and Management 50, 562-582.

Babiker, M., Reilly, J.M., Karplus, V., Paltsev, S. (2013) Should a vehicle fuel economy standard be combined with an economy-wide greenhouse gas emissions constraint? Implications for energy and climate policy in the United States. Energy Economics 36, 322-333.

BAFU (2019a) CO<sub>2</sub>-Abgabe. Bundesamt für Umwelt.

<https://www.bafu.admin.ch/co2-abgabe>

BAFU (2019b) Schweizer Klimapolitik. Bundesamt für Umwelt.

<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/fachinformationen/klimapolitik.html>

BAFU (2018) Entwicklung der Treibhausgasemissionen der Schweiz 1990-2016 (April 2018). 13. April 2018. Bundesamt für Umwelt.

<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/themen/klima/daten-indikatoren-karten/daten/treibhausgasinventar.html>

BAFU (2017) Bundesrat legt die nächste Etappe der Schweizer Klimapolitik fest. 1. Dezember 2017. Bundesamt für Umwelt.

<https://www.bafu.admin.ch/bafu/de/home/dokumentation/medienmitteilungen/anzeigensb-unter-medienmitteilungen.msg-id-69071.html>

Berger, J., L. Strohner, T. Thomas (2020) Klimainstrumente im Vergleich: Herausforderungen in Hinblick auf ökologische, ökonomische und soziale Nachhaltigkeit, EcoAustria Policy Note 39.

- BFE (2019b) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018. Bundesamt für Energie.  
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html>
- BFE (2019c) Wasserkraft. Bundesamt für Energie.  
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/erneuerbare-energien/wasserkraft.html>
- BFE (2018) Energiestrategie 2050 – Monitoringbericht 2018. Bundesamt für Energie.  
<https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/monitoring-energiestrategie-2050.html>
- BFS (2019a) Bruttoenergieverbrauch: Anteil der Primärenergieträger. Bundesamt für Statistik.  
<https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/kataloge-datenbanken/tabellen.assetdetail.5827869.html>
- BFS (2019b) Elektrizitätserzeugung. Bundesamt für Energie.  
<https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/kataloge-datenbanken/tabellen.assetdetail.9306227.html>
- BMNT (2018) Energie in Österreich 2018 – Zahlen, Daten, Fakten. Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus.  
[https://www.bmnt.gv.at/dam/jcr:3db9b813-8c0f-49fd-b5ff-89e9600c3cd7/Energie\\_in\\_OE2018\\_Barrierefrei.pdf](https://www.bmnt.gv.at/dam/jcr:3db9b813-8c0f-49fd-b5ff-89e9600c3cd7/Energie_in_OE2018_Barrierefrei.pdf)
- BMNT, BMVIT (2018) #mission2030: Die österreichische Energie- und Klimastrategie. Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. <https://mission2030.info/>
- BMWi (2020) Primärenergieverbrauch nach Energieträgern. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Stand: 27. März 2020.  
[https://www.bmwi.de/SiteGlobals/BMWI/Forms/Listen/Energiedaten/energiedaten\\_Formular.html?&addSearchPathId=304670](https://www.bmwi.de/SiteGlobals/BMWI/Forms/Listen/Energiedaten/energiedaten_Formular.html?&addSearchPathId=304670)
- BNetzA (2019) Kraftwerkliste der Bundesnetzagentur.  
[https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen\\_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html](https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerkliste/kraftwerkliste-node.html)
- Bundesregierung (2020) Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020 - 2024. [https://www.dieneuevolkspartei.at/Download/Regierungsprogramm\\_2020.pdf](https://www.dieneuevolkspartei.at/Download/Regierungsprogramm_2020.pdf)
- Cassel, S., Haucap, J., Thomas, T. (2016) Energiewende mit Markt – sonst zahlt der Kunde mehr! *List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik* 39, 91–93.
- Deschermeier, P. (2017) Bevölkerungsentwicklung in den deutschen Bundesländern bis 2035. *IW Trends* 44(3). Institut der deutschen Wirtschaft Köln.  
[https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2017/357919/IW-Trends\\_2017-03-04\\_Deschermeier.pdf](https://www.iwkoeln.de/fileadmin/publikationen/2017/357919/IW-Trends_2017-03-04_Deschermeier.pdf)
- Destatis (2019) Schätzung für 2018: Bevölkerungszahl auf 83,0 Millionen gestiegen. Pressemitteilung des Statistischen Bundesamtes.  
[https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/01/PD19\\_029\\_12411.html](https://www.destatis.de/DE/Presse/Pressemitteilungen/2019/01/PD19_029_12411.html)
- EC (2018) EU Energy in Figures, Statistical Pocketbook 2018. 5.20 Austria, S. 214. European Commission. Publications Office of the European Union, Luxembourg.  
[http://www.buildup.eu/sites/default/files/content/mjab18001enn.en\\_.pdf](http://www.buildup.eu/sites/default/files/content/mjab18001enn.en_.pdf)



Energy Brainpool (2017) Klimaschutz durch Kohleausstieg: Wie ein Ausstieg aus der Kohle Deutschlands Klimaziele erreichbar macht, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden. Studie im Auftrag von Greenpeace. Energy Brainpool, Berlin, Juni 2017.  
<https://www.greenpeace.de/sites/www.greenpeace.de/files/publications/20170628-greenpeace-studie-klimaschutz-kohleausstieg.pdf>

ETH Zürich (2011) Energiezukunft Schweiz. November 2011. Eidgenössische Technische Hochschule Zürich.  
[http://www.ethlife.ethz.ch/archive\\_articles/111114\\_energiestudie\\_rok/energiestudie\\_def.pdf](http://www.ethlife.ethz.ch/archive_articles/111114_energiestudie_rok/energiestudie_def.pdf)

Eurostat (2019) Erneuerbare Energien in der EU. Eurostat Pressemitteilung 12. Februar 2019.  
<https://ec.europa.eu/eurostat/documents/2995521/9571700/8-12022019-AP-DE.pdf/e72565d8-98f8-42dc-a55f-8d082fcc059f>

EWI, GWS, Prognos (2014) Entwicklung der Energiemärkte – Energiereferenzprognose. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi).  
[https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?\\_\\_blob=publicationFile&v=7](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Publikationen/Studien/entwicklung-der-energiemaerkte-energiereferenzprognose-endbericht.pdf?__blob=publicationFile&v=7)

Frondel, M., G. Kussel, S. Sommer, C. Vance (2019) Local Cost for Global Benefit: The Case of Wind Turbines. Ruhr Economic Papers #791.

Frondel, M., C. M. Schmidt (2019) Der Kohlekompromiss: Ein Irrweg. Standpunkt. Frankfurter Allgemeine Zeitung. 1. März 2019.  
<https://www.faz.net/aktuell/wirtschaft/frondel-und-schmidt-von-rwi-sehen-kohlekompromiss-als-irrweg-16065563.html>

Frondel, M., C. M. Schmidt, C. Vance (2014) Revisiting Germany's Solar Cell Promotion: An Unfolding Disaster. Economic Analysis and Policy 44(1): 3-13.

Frondel, M., S. Sommer (2019) Schwindende Akzeptanz für die Energiewende? Ergebnisse einer wiederholten Bürgerbefragung. Zeitschrift für Energiewirtschaft 43(1): 27-38.

Frondel, M., S. Sommer und C. Vance (2015) The Burden of Germany's Energy Transition – An Empirical Analysis of Distributional Effects. Economic Analysis and Policy 45: 89-99.

Frondel, M., C. Vance (2018) Drivers' Response to Fuel Taxes and Efficiency Standards: Evidence from Germany. Transportation 45(3): 989-1001.

IAEA (2019) PRIS – Power Reactor Information System. International Atomic Energy Agency (IAEA). <https://pris.iaea.org/PRIS/>

IER, RWI, ZEW (2010) Die Entwicklung der Energiemärkte bis 2030: Energieprognose 2009. Institut für Energiewirtschaft und Rationelle Energieanwendung, RWI Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, ZEW Leibniz-Zentrum für Europäische Wirtschaftsforschung.  
[http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB\\_Energieprognose-2009.pdf](http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Energieprognose-2009.pdf)

Kleit, A. N. (2004) Impacts of Long-Range Increases in the Fuel Economy (CAFE) Standard. Economic Inquiry 42 (2): 279-294.

Kohlekommission (2019) Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“, Abschlussbericht gemäß Beschluss vom 26. Januar 2019.  
[https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/A/abschlussbericht-kommission-wachstum-strukturwandel-und-beschaeftigung.pdf?__blob=publicationFile)

NEKP (2018) Entwurf des Integrierten nationalen Energie- und Klimaplan für Österreich Periode 2021-2030. KONSULTATIONSENTWURF (Version 2.0). 21. November 2018. [https://news.wko.at/news/oesterreich/\[9714\]-NEKP\\_Konsultationsentwurf\\_21.11.2019.pdf](https://news.wko.at/news/oesterreich/[9714]-NEKP_Konsultationsentwurf_21.11.2019.pdf)

NEKP (2019) Integrierter nationaler Energie- und Klimaplan für Österreich. Periode 2021-2030. 18. Dezember 2019. [https://www.bmnt.gv.at/umwelt/klimaschutz/klimapolitik\\_national/nationaler-energie-und-klimaplan.html](https://www.bmnt.gv.at/umwelt/klimaschutz/klimapolitik_national/nationaler-energie-und-klimaplan.html)

Rausch, S. (2014) Erneuerbare Energien und Internationaler Stromhandel. Präsentation auf dem Workshop Energieversorgung 2050: Integration oder Inseldenken? Organisiert vom Energy Science Center (ESC) und foraus (Forum Außenpolitik). <http://www.esc.ethz.ch/events/energieversorgung2050.html>

REGIO Energy (2010) REGIO Energy Regionale Szenarien erneuerbarer Energie-potenziale in den Jahren 2012/2020. Forschungsprojekt im Rahmen des Strategieprozesses ENERGIE 2050. Endbericht verfasst unter Leitung des Österreichischen Instituts für Raumplanung (ÖIR). [https://regioenergy.oir.at/sites/regioenergy.oir.at/files/uploads/pdf/REGIO-Energy\\_Endbericht\\_201013\\_korr\\_Strom\\_Waerme.pdf](https://regioenergy.oir.at/sites/regioenergy.oir.at/files/uploads/pdf/REGIO-Energy_Endbericht_201013_korr_Strom_Waerme.pdf)

REGIO Energy (2008) Wasserkraft - Vorläufige Ergebnisse Reduziertes Technisches Potenzial. Forschungsprojekt im Rahmen des Strategieprozesses ENERGIE 2050. <https://regioenergy.oir.at/wasserkraft/reduziertes-technisches-potenzial>

Schiffer, H-W. (2019a) Zielvorgaben und staatliche Strategien für eine nachhaltige Energieversorgung. Wirtschaftsdienst – Zeitschrift für Wirtschaftspolitik 99(2): 141-147.

Schiffer, H-W. (2019b) Zur energiewirtschaftlichen Notwendigkeit der Braunkohle für die Energieversorgung in Deutschland. Zeitschrift für Energiewirtschaft 43, im Erscheinen.

Umweltbundesamt (2019) Klimaschutzbericht. Analyse der Treibhausgasemissionen bis 2017.

Winkler-Rieder, W. (1997) Energiepolitik. In: Dachs, Herbert u.a (Hg.), Handbuch des politischen Systems Österreichs, 3. Aufl., Manz, Wien, S. 619-627. <http://www.demokratiezentrum.org/fileadmin/media/pdf/energie.pdf>

WD (2018) Die CO<sub>2</sub>-Abgabe in der Schweiz, Frankreich und Großbritannien - Mögliche Modelle einer CO<sub>2</sub>-Abgabe für Deutschland. 12. April 2018. Wissenschaftlicher Dienst des Deutschen Bundestags. <https://www.bundestag.de/resource/blob/559622/266b55977294ca9f45956c5d398173be/wd-8-027-18-pdf-data.pdf>

ZSW (2019) Bestand Elektro-Pkw weltweit. Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoffforschung Baden-Württemberg. <https://www.zsw-bw.de/mediathek/datenservice#c6700>



