ECO AUSTRIA

INSTITUT FÜR WIRTSCHAFTSFORSCHUNG

März 2020

RESEARCH PAPER NO. 13

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

Manuel Frondel
Tobias Thomas

www.ecoaustria.ac.at

ECO AUSTRIA

RESEARCH PAPER NO. 13

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

Prof. Dr. Manuel Frondel - RWI Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung
Prof. Dr. Tobias Thomas – EcoAustria – Institut für Wirtschaftsforschung

März 2020

Imprint:
EcoAustria – Institute for Economic Research,
Am Heumarkt 10, 1030 Wien, Austria, Tel: +43-(0)1-388 55 11

www.ecoaustria.ac.at

Dekarbonisierung bis zum Jahr 2050? Klimapolitische Maßnahmen und Energieprognosen für Deutschland, Österreich und die Schweiz[1]

Manuel Frondel[2] und Tobias Thomas[3]

März 2020

Zusammenfassung

Angesichts der wachsenden klimapolitischen Herausforderungen streben mittlerweile 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 CO2-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 CO2--Bepreisung der Emissionen in den Bereichen Verkehr und Wärme besondere Bedeutung. Auch die neue österreichische Bundesregierung möchte in diesen Sektoren eine CO2-Bepreisung einsetzen. Es bleibt allerdings abzuwarten, wie konsequent das marktwirtschaftliche Instrument der CO2-Bepreisung tatsächlich verfolgt wird.

Schlüsselwörter: CO2-Bepreisung, Strommix, Primärenergiemix.

JEL-Klassifikation: Q21, Q31, Q47

---

[1] Für wertvolle Kommentare und Anmerkungen möchten wir uns bei Christoph M. Schmidt (Essen) und Ludwig Strohner (Wien) sehr herzlich bedanken. Für wertvolle wissenschaftliche Vorarbeiten möchten wir Nico Schwarzer (Essen) großen Dank aussprechen.

[2] Prof. Dr. Manuel Frondel, RWI Leibniz-Institut für Wirtschaftsforschung, Hohenzollernstr. 1-3, D-45128 Essen. www.rwi-essen.de/frondel. E-Mail: frondel@rwi-essen.de.

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

1. Hintergrund und Motivation

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, welche 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 über die Zeit hinweg in massiver Weise. Dabei gab es gewisse nationale Nuancen. 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 potentiell 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. Dabei 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 1. Abschnitt wird die Entwicklung des historischen Energiebedarfs und dessen wesentliche Treiber für möglichst lange Zeiträume dargestellt. Darauf aufbauend werden im jeweiligen 2. Abschnitt die wesentlichen aktuellen und zu erwartenden Trends beschrieben, die für die Prognose des Energiebedarfs und der Energiemixe relevant sind. Dabei werden Triebkräfte berücksichtigt, 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 3. Abschnitt wird der künftige Energiebedarf dieser Länder mit Hilfe eines linearen Trendszenarios, das von Faktoren wie Energie und CO2-Zertifikatpreisen, aber auch der wirtschaftlichen Entwicklung abstrahiert und ein „Weiter-so-wie-bisher“ darstellt, und eines Referenzszenarios skizziert, das insbesondere länderspezifische Faktoren berücksichtigt. Die jeweiligen 4. Abschnitte fassen die künftig zu erwartende Entwicklung des Energieverbrauchs der Länder und ihre bedeutendsten Treiber zusammen. Das abschließende 5. Kapitel vergleicht die Klima- und Energiepolitiken der drei Länder und leitet auf dieser Basis energiepolitische Empfehlungen ab.

2. Deutschland

Deutschlands Energiepolitik orientiert sich, wie die Politik vieler anderer europäischer Staaten, an dem im Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) niedergelegten Zieldreieck, mit den Zielen Versorgungssicherheit, Wirtschaftlichkeit bzw. Wettbewerbsfähigkeit und Umweltverträglichkeit. 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.

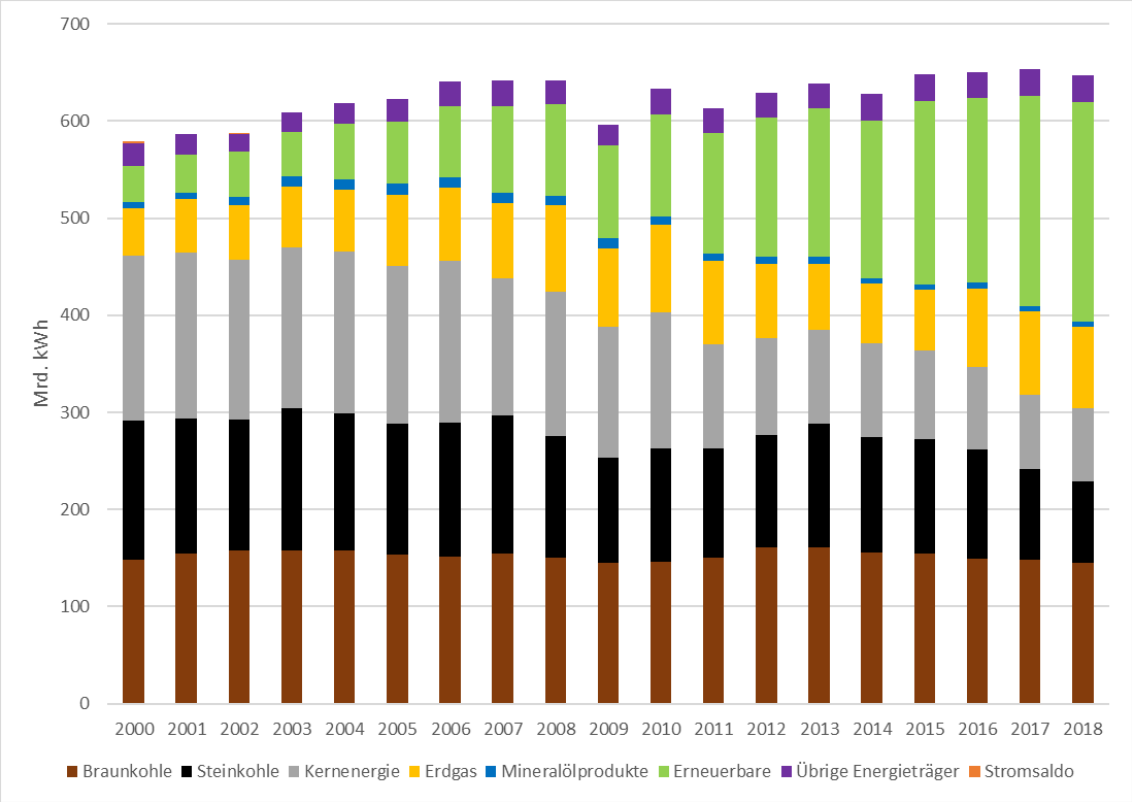
Ein bedeutendes Beispiel dafür ist der Streit um die Erzeugung und Nutzung von Kernenergie seit den 1970erJahren. Nach langen Jahren des Konflikts kam es unter der ersten rotgrünen Bundesregierung im Juni 2000 zum „Atomkonsens“ mit den Stromversorgern über die Abschaltung aller Kernkraftwerke. Dieser 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 10 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 wurde 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 1). Die Stromerzeugung auf Basis von Kernkraft nahm daraufhin 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 von 145,9 Mrd. kWh im Jahr 2010 auf 160,7 Mrd. kWh im Jahr 2012 anstieg (AGEB 2019). Auch die Stromproduktion auf Basis von Steinkohle stieg in der Folge zeitweise an.

Abbildung 1: Bruttostromerzeugung in Mrd. kWh und Strommix von 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, mit weiter rückläufiger Tendenz im Jahr 2018 (AGEB 2019). 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 gewährleistete technologiespezifische 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, welcher im Jahr 2005 mit über 50 Cent je kWh vergütet wurde, wenn er ins Stromnetz eingespeist wurde. Dies hatte in den Jahren 2009 bis 2013 zu einem

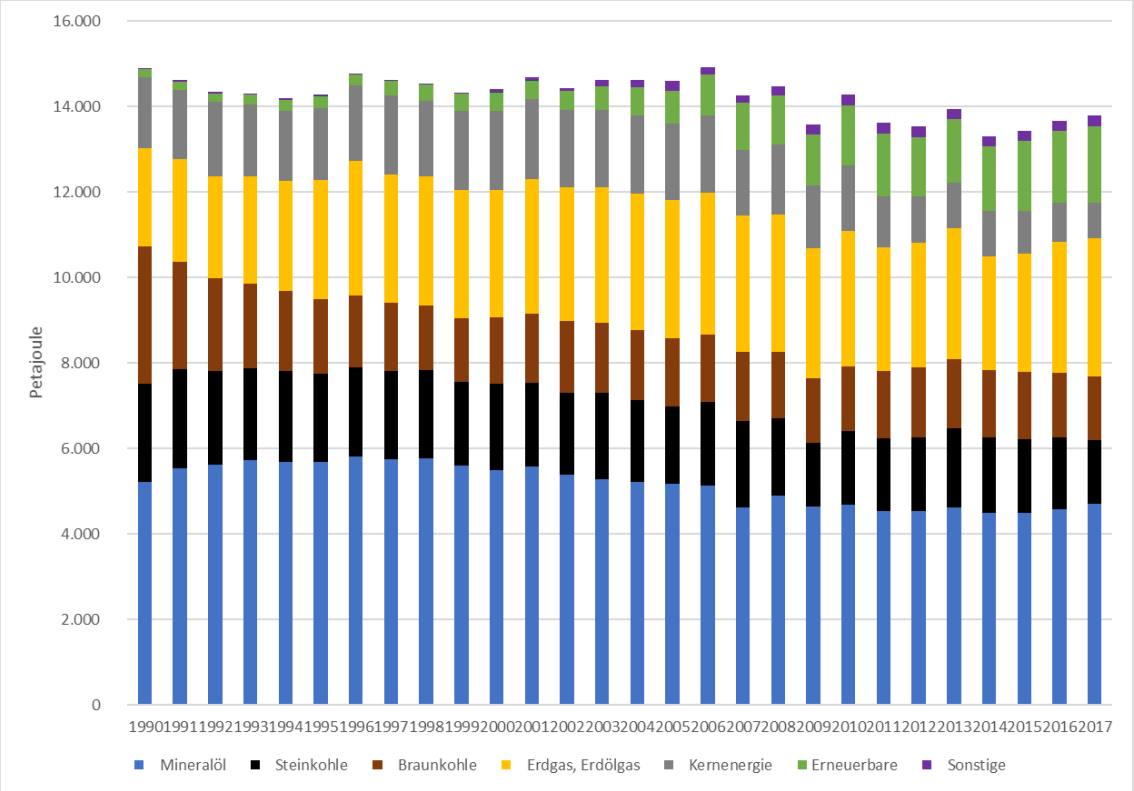
Solarboom geführt. So wurden mit 7,1 Gigawatt allein im Jahr 2010 mehr Photovoltaik-Kapazitäten zugebaut als bis zum Jahr 2008 insgesamt installiert waren (Frondel, Schmidt, Vance 2014).

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 2018). 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 2). 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 Primarenergieverbrauch 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 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 entsprechend dem nationalen Klimaschutzziel, die Treibhausgasemissionen bis zum Jahr 2050 um mindestens 80 % gegenüber 1990 zu senken (Schiffer 2019a:142), mittels der Subventionierung erneuerbarer Energietechnologien erreichen zu wollen.

Aus heutiger Perspektive erscheint dies mit den heute vorhandenen regenerativen Technologien als sehr große Herausforderung, nicht zuletzt weil die Potentiale 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 seit 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 2: 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 Kernenergieausstieg bis Ende des Jahres 2022 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 CO2-freiem Atomstrom entweder eingespart oder durch andere Energieträger oder -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 CO2-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 volkwirtschaftliche 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 1), 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 verringert werden müssen.[4]

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 1). 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 1: Kapazitäten and Stein und Braunkohlekraftwerken in Deutschland in Gigawatt (GW) und Kohleausstiegsplan (Quelle: Kohlekommission 2019:6263, BNetzA 2019)

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

Allerdings ist dieser Ausstiegsplan für die Kohleverstromung an eine Reihe von energie- und sozialpolitischen Bedingungen geknüpft und soll 2023, 2026 und 2029 überprüft werden.[5] 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.

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

[4] Darüber hinaus gibt es weitere Kohlekraftwerke, die nicht mehr am Markt aktiv sind. Dies umfasst Steinkohle-kraftwerke 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 zu-rückkehren 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).

[5] Sofern die energiewirtschaftlichen, beschäftigungspolitischen und betriebswirtschaftlichen Voraussetzungen vor-liegen, kann andererseits das Datum in Verhandlungen mit den Betreibern auf 2035 vorgezogen werden. Die Überprüfung, ob dies möglich ist, ist für das Jahr 2032 geplant („Öffnungsklausel“).

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 Versorgungsicherheit mit Strom nicht zu gefährden, vorausgesetzt die Kapazitäten von Windkraft und Photovoltaik-Anlagen würden in massiver Weise erhöht. Nach der Studie von Energy Brainpool (2017:1) 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 (Frondel, 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), welche im Jahr 2017 die konventionellen Kapazitäten erstmals überstiegen. 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 2 dargestellt. Dafür wurde angenommen, dass der Kohleausstieg erfolgt wie in Tabelle 1 dargestellt. Weiterhin wurde wie in der Studie von Energie 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 niedrigen Anteil von 33,1 % an der Bruttostromerzeugung im Jahr 2017 (Tabelle 2): 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 dieser 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 2 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 CO2-Zertifikate die Kohleverstromung bis Mitte des Jahrhunderts aufgegeben wird.

Wenn andererseits die Kohlekapazitäten bis zum Jahr 2030 so verringert würden, wie es von der Kohlekommission vorgeschlagen wurde und in Tabelle 1 dargestellt ist, würde dies lediglich zu einem unterproportionalen Rückgang der Stromproduktion aus Kohle führen (Tabelle 2), 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.[6]

Tabelle 2: 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**
Braunkohle	148,4	83,9	0,0	22,7%	12,5%	0,0%
Steinkohle	92,9	49,1	0,0	14,2%	7,3%	0,0%
Kernenergie	76,3	0,0	0,0	11,7%	0,0%	0,0%
Erdgas	86,7	102,4	178,3	13,3%	15,3%	25,5%
Mineralöl	5,6	5,6	0,0	0,9%	0,8%	0,0%
Erneuerbare	216,2	401,5	494,2	33,1%	59,9%	70,6%
Sonstige	27,5	27,5	27,5	4,1%	4,1%	3,9%
Bruttoerzeugung	653,5	670,0	700,0	100,0%	100,0%	100,0%
Bruttoverbrauch	595,5	650,0	700,0			

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 Aufgaben der Kohlekraftwerke übernehmen müssen, wenn die Kohle 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 2 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 Bedeutung von Erdgas, welches im Jahr 2017 rund ein Viertel zum Primärenergiemix beitrug (Tabelle 3), 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 CO2-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).

[6] Damit ein Kohleausausstieg Deutschlands angesichts der Existenz des EU-weiten Emissionshandels überhaupt klimawirksam wird, müssen die durch die Kraftwerksstilllegungen freiwerdende CO2-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. Allerdings sollen nun nach dem Willen der Bundesregierung die frei werdenden Zertifikate nicht aus dem Markt genommen werden. Der deutsche Kohle-ausstieg hätte daher keinerlei Treibhausgasminderungseffekt.

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, etwa in Nordrhein-Westfalen, und die CO2-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 3): 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 wird steigern können, wie es als nationales Ziel vorgegeben wurde (Schiffer 2019a:142). Zur weitgehenden Dekarbonisierung Deutschlands sind vielmehr neue Technologien erforderlich, mit denen kein Treibhausgasausstoß verbunden ist und die in der Lage sind, große Teile des Energieverbrauchs zu decken. Bislang allerdings zeichnen sich solche Technologien nicht am Horizont ab.

Eine solche Technologie, die dazu beitragen kann, den Anteil von Mineralöl am Energieverbrauch deutlich zu senken, fehlt nicht zuletzt für den individuellen Verkehr und den Gütertransport. Diese Schlussfolgerung ist auch aus der Referenzprognose zu ziehen, derzufolge der Anteil von Mineralöl im Jahr 2050 noch immer 27 % beträgt (Tabelle 3), und dies, 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).

Tabelle 3: 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)

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

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 CO2-Aufschlag entsprechend ihrer CO2-Intensität und den Annahmen für die Entwicklung des CO2-Zertifikatpreises erfahren. Gemäß der Annahme der Referenzprognose steigt der CO2-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).[7] Um eine Verkehrswende in Deutschland hin zu Fahrzeugen mit alternativen Antrieben zu ermöglichen, müssten demnach die Kosten für diese Fahrzeuge in

[7] Tatsächlich wurde in der Bund-Länder-Verhandlung zum deutschen Klimapaket festgelegt, dass für die Bereiche Verkehr und Wärme ein nationales Emissionshandelssystem eingeführt werden soll, bei dem der CO2-Zertifikatepreis von 25 Euro im Jahr 2021 bis 55 Euro im Jahr 2025 staatlich festgelegt ist. Auch danach sieht das Klimapaket ein System mit Höchst- und Mindestpreisen von 55 bis 65 Euro vor.

Zukunft stärker als unterstellt sinken und die CO2- und Ölpreise noch stärker als angenommen steigen.

Ebenso bemerkenswert an der Referenzprognose ist der starke Rückgang des Primärenergieverbrauchs um rund 39 %.[8] (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 Mio. auf 73 Mio. Menschen im Jahr 2050 sinkt (EWI, GWS, Prognos 2014:63).

Diese Annahme dürfte aus mehreren Gründen in dieser Weise nicht mehr zutreffen. Erstens setzte nach Entstehen der Referenzprognose im Jahr 2014 eine starke Zuwanderung ein, die die Bevölkerung in Deutschland in den Jahren 2015 und 2016 um über eine Million Menschen erhöhte. Damit verbunden geht u. a. Deschermeier (2017) davon aus, dass ein Bevölkerungsrückgang in Deutschland bis zum Jahr 2035 ausbleibt.

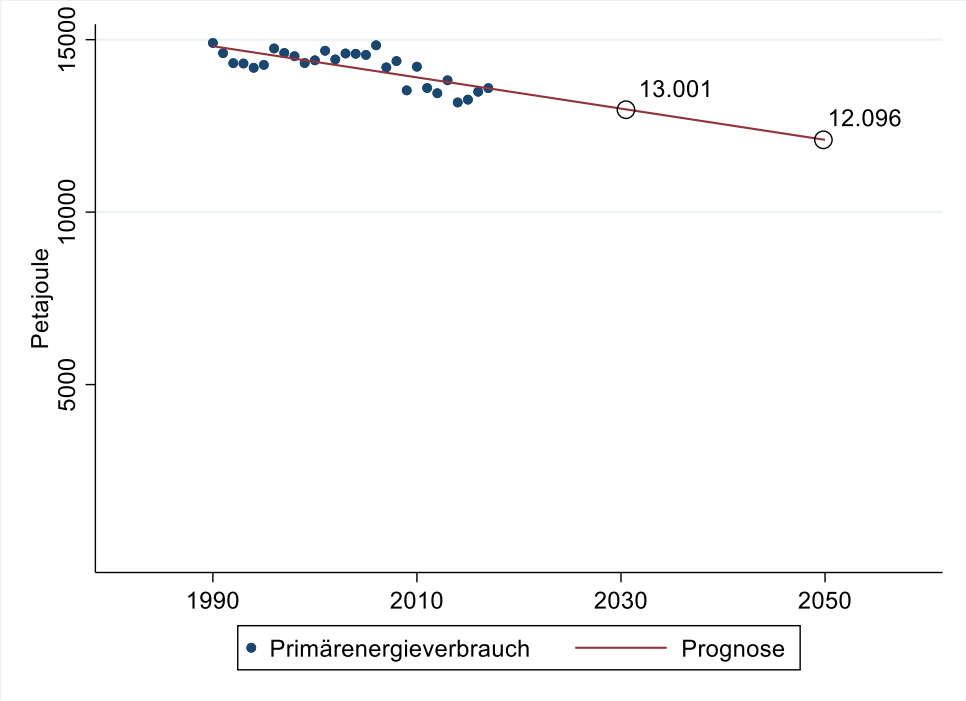
Zweitens ergab eine Revision der Fortschreibung der Bevölkerungszahl, dass Deutschland etwa eine Million mehr Einwohner hat als zuvor angenommen. Tatsächlich weist das Statistische Bundesamt zum Ende des Jahres 2018 eine Einwohnerzahl von rund 83 Millionen aus (Destatis 2019) und damit rund 3 Millionen 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 der Tabelle 3 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 4 % gegenüber 2017 (Abbildung 3), von 13 594 PJ auf 13 001 PJ im Jahr 2030. Fortgeschrieben bis zum Jahr 2050 ergibt sich ein weiterer Rückgang um knapp 100 PJ 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 CO2-Preises, dürfte diese Trendprognose den tatsächlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs unterschätzen, da sie von einer Verteuerung des CO2-Ausstoßes bzw. des Energieverbrauchs abstrahiert. Sehr wahrscheinlich liegt die künftige Entwicklung des Primärenergieverbrauchs demnach zwischen den beiden Extremen, die durch die Trend- und die Referenzprognose repräsentiert werden.

[8] Der Rückgang im Primärenergieverbrauch hat auch rechnerische Gründe, die mit unterschiedlichen Wirkungsgraden zu tun haben. So wird für den Wirkungsgrad von Erneuerbaren-Anlagen eine verlustfreie Energieumwandlung mit einem entsprechenden Wirkungsgrad von 100 % unterstellt, wohingegen für Kernkraftwerke lediglich ein Wirkungsgrad von 33 % angesetzt wird. Eine Überschlagsrechnung zeigt, dass der Primärenergieverbrauch allein durch den Ausbau der erneuerbaren Energien im Jahr 2020 um etwa 50 PJ und 2050 um rund 120 PJ niedriger liegt als dies der Fall wäre, wenn sich der Anteil der Stromerzeugung in fossilen Kraftwerken nicht verändern würde (EWI, GWS, Prognos 2014:77).

Abbildung 3: Trendprognose des Primärenergieverbrauchs 2030 und 2050 von Deutschland in Petajoule



2.4. Energieprognosen 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.[9]

So impliziert der Kernenergieausstieg verglichen mit einer Laufzeitverlängerung von durchschnittlich 12 Jahren nach der Studie „Energieprognose 2009“ volkwirtschaftliche 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 (Frondel, 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 CO2-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 (Frondel, Sommer 2018). Weitere rund 400 Mrd. Euro kommen in den kommenden beiden Jahrzehnten noch hinzu, da die durch das EEG gewährten Einspeisevergütungen in der Regel bis zu 21 Jahre garantiert werden (Andor, Frondel, Vance 2017).

[9] Siehe hierzu auch Cassel et al 2016.

Trotz dieser gewaltigen Summen machen die Erneuerbaren aktuell nur einen bescheidenen Anteil am Primärenergieverbrauch von rund 13 % aus; Photovoltaik, die bislang teuerste Technologie, die etwa die Hälfe aller Förderkosten verursacht hat, hat lediglich 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 (Frondel, Schmidt, Vance 2014).

Die vorangehenden 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 Energiepolitik vornehmen und die überbordende bisherige Subventionspolitik aufgeben. Mit der im Rahmen des Klimapakets beschlossenen CO2-Bepreisung für die Sektoren Verkehr und Wärme mittels eines nationalen Emissionshandels ist dafür ein Grundstein gelegt. Allerdings sieht das Klimapaket ein System von staatlich festgelegen moderaten Festpreisen und später von Mindest- und Höchstpreisen vor, statt einer den Zielen entsprechenden Mengenbegrenzung der Emissionszertifikate. 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 Stromerzeugungssektor gesetzt, wohingegen die bisherige Energiewende in Deutschland sich primär darauf kaprizierte.

Darüber hinaus sollte die Forschung und Entwicklung von Energieerzeugungs- und -speichertechnologien intensiviert werden, um eine weitgehende Dekarbonisierung mit neuen treibhausgasfreien bzw. armen Technologien zu ermöglichen. Im Vergleich zur massiven 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 4650 % 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 2530 % 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 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 sogar 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. ein klimapolitisches Instrument zur CO2-Bepreisung für die Sektoren eingerichtet werden, die nicht dem EU ETS unterworfen sind (Berger et al 2020). Hierfür soll eine Task-Force eingerichtet werden, in u.a. geklärt werden soll, ob die CO2-Bepreisung über Steuern oder ein nationales Emissionshandelssystem erfolgen soll (Bundesregierung 2020: 79).

3.1. Historischer Energiebedarf und Energiemix Österreichs

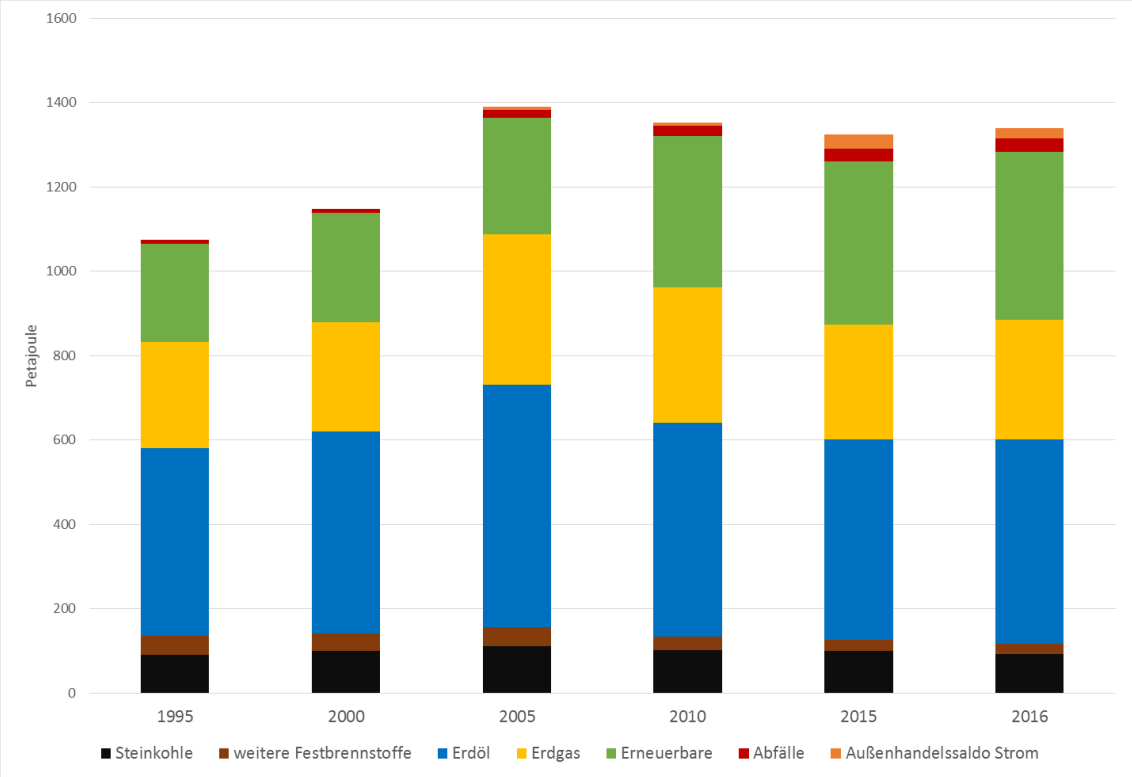
Mit einem Anteil von rund 21 % am Primärenergieverbrauch spielte Erdgas im Jahr 2016 nach Erdöl und den Erneuerbaren eine wesentliche Rolle im Primärenergiemix Österreichs (Abbildung 4). Nicht vertreten im österreichischen Energiemix ist hingegen die Kernenergie. Obwohl diese Technologie nach den Ölpreiskrisen der 1970erJahre 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 5). Bezogen auf den Bruttostromverbrauch lag der Anteil der erneuerbaren Energien im Jahr 2017 bei 72,2 % (NEKP 2019:31).

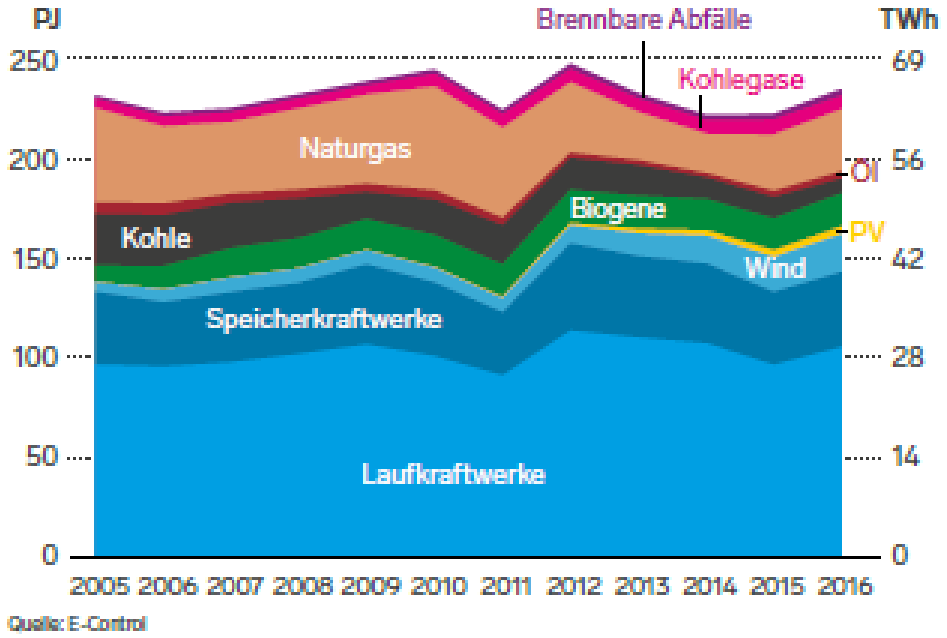
Abbildung 4: Primärenergieverbrauch Österreichs in Petajoule (PJ) und Primärenergiemix (Quelle: EC 2018)



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 Potenziale für große Wasserkraftanlagen sind heute weitgehend ausgeschöpft und deren Erschließung ist aufgrund aufwendiger wasserrechtlicher Bewilligungen unattraktiv. 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 5). 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. Wohlgemerkt wurden im Jahr 2016 noch knapp 28 % des Stromverbrauchs mit Hilfe fossiler Brennstoffe gedeckt.

Abbildung 5: Bruttostromerzeugung in Petajoule (linke Skala) bzw. in Mrd. kWh (rechte Skala) und Strommix von 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 8085 Mrd. kWh liegen (NEKP 2019:80). Zum Vergleich: Im Jahr 2016 betrug der Inlandstromverbrauch 72,4 Mrd. kWh.

Die Gründe für die Zunahme um 813 Mrd. kWh bis 2030 sind vielfältiger Natur: Neben einer Zunahme der Bevölkerung (Tabelle 4) 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 (siehe Wärmstrategie 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 4: Annahmen zur Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts Österreichs sowie zu den Öl, Gas und Zertifikatpreisen (in Preisen von 2016), (Quelle: NEKP 2018:91)[10]

	2016	**2030**	**2040**	**2050**
Bevölkerung in Mio.	8,74	9,33	9,56	9,70
BIPWachstum in %	2,0	1,5	1,5	1,5
Zertifikatpreis in €/t CO2-	7,8	34,7	51,7	91,0
Ölpreis in US$ pro Barrel	47,5	121	134	149
Gaspreis in €/Gigajoule	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 8085 Mrd. kWh zur Zielerreichung 7479 Mrd. kWh grünen Strom erzeugt werden (NEKP 2019:80). Im Vergleich zur Grünstromproduktion von 52 Mrd. kWh im Jahr 2016 bedeutet dies eine Netto-Zunahme zwischen 22 und 27 Mrd. kWh. Regenerative Bestandsanlagen, die vor 2030 außer Betrieb gehen, sind zusätzlich zu ersetzen. Die erforderliche Zunahme der Grünstromproduktion von 2227 Mrd. kWh beruht neben den oben dargestellten Annahmen auf dem Ziel Österreichs, 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 dem deutschen Kohleausstieg 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 2227 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

[10] Die finale Fassung des Nationalen Energie und Klimaplans stellt die Annahmen zur Entwicklung der Bevölkerung und des Bruttoinlandsprodukts Österreichs sowie zu den Öl-, Gas- und Zertifikatpreisen für die Jahre 2016, 2030 und 2040 dar (NEKP 2019: 219f). Die Werte sind identisch mit denen in Tabelle 4.

werden müsste. Dies erscheint vor dem Hintergrund des bislang eher moderaten Ausbaus von Windkraft und Photovoltaik und den beschränkten Potentialen 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 alleine 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 Potentials 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). Dabei soll nicht unerwähnt bleiben, dass die Wasserkraft natürlichen Schwankungen unterworfen ist.

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 6). Darüber hinaus wird offenbar nicht erwartet, dass die Stromproduktion auf Basis fossiler Brennstoffe bis auf das geschätzte Ausnahmevolumen von 6 Mrd. kWh verringert werden kann und die Stromimporte auf null reduziert werden. Demnach würde das Erneuerbaren-Ziel von nahezu 100% grünem Strom im Jahr 2030 und das Ziel eines bis dahin ausgeglichenen Stromaußenhandelssaldos 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 5).

Tabelle 5: Projektion der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs in Mrd. kWh sowie der Strommixe Österreichs für die Jahre 2020, 2030 und 2050 (Quelle: NEKP 2018:94)[11]

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

Will man eine deutliche Zunahme der Stromimporte vermeiden oder gar einen ausgeglichenen Stromaußenhandelssaldo erreichen, würde bei einem bis zum Jahr 2030 weiterhin 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). Damit würde allerdings das Ziel einer nahezu grünen Stromerzeugung im Jahr 2030 nicht erreicht und auch im Regierungsprogramm der neuen Bundesregierung ist ein Verzicht auf fossiles Gas vorgesehen (Bundesregierung 2020:110). Somit bleibt abzuwarten, ob und wie die Ziele gemeinsam erreicht werden können. Anreize für einen Ausstieg aus Kohle und Gas bestehen bei den derzeit 25 Euro je Tonne CO2- liegenden und wohl weiter steigenden Preisen für CO2-Zertifikate im europäischen Emissionshandelssystem (**Fehler! Verweisquelle konnte nicht gefunden werden.**).

Um den künftigen Energieverbrauch und zugleich die Treibhausgasemissionen senken zu können, sind für verschiedene Sektoren wie Verkehr und Wärme weitreichende Klimaschutzstrategien mit umfangreichen Maßnahmenkatalogen in Vorbereitung. Dabei setzte die Strategien bislang vorwiegend auf ordnungsrechtliche Maßnahmen, welche durch fiskalische Anreize sowie Subventionen zur Abfederung sozialer Auswirkungen ergänzt werden sollen (NEKP 2019:130f). Das Regierungsprogramm der neuen Bundesregierung sieht zudem die Einrichtung eine CO2-Bepreisung für jene Sektoren vor, die nicht dem EU ETS unterworfen sind, v.a. in den Sektoren Verkehr und Wärme. Dabei ist offen, ob die CO2-Bepreisung über Steuern oder ein nationales Emissionshandelssystem erfolgen soll (Bundesregierung 2020:79).

So wurden bislang zur Reduktion der Emissionen im Sektor Wärme im Rahmen einer noch festzulegenden Wärmestrategie[12] die folgenden Maßnahmen diskutiert (NEKP 2019:130f), von denen manche bereits beschlossen bzw. umgesetzt worden sind:

[11] Die finale Fassung des Nationalen Energie und Klimaplans stellt die Projektion der der Stromerzeugung und des Stromverbrauchs für die Jahre 2015, 2020, 2030 und 2040 dar (NEKP 2019: 225). Die Werte für die Jahre 2015, 2020, 2030 sind identisch mit denen in Tabelle 5.

[12] Der Prozess zur Festlegung der Wärmestrategie soll in einen Aktionsplan „Nachhaltige Wärme" münden, der 2020 fertiggestellt werden soll.

- *Neubau von Gebäuden*: Die thermische Qualität von nach 2020 errichteten Gebäude soll gemäß EU-Gebäudeeffizienz-Richtlinie angehoben werden. Ab Januar 2020 sind Ölheizungen im Neubau verboten (Ölkesseleinbauverbotsgesetz, ÖKEVG).
- *Altbau:* Bis 2030 soll laut #mission2030 etwa die Hälfte der gegenwärtig rund 700.000 Ölheizungen durch Energiesysteme auf Basis erneuerbarer Energie bzw. durch Fernwärme ersetzt werden. Um den Umstieg von fossilen auf erneuerbare Heizsysteme zu erleichtern, wurde auch 2019 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 auf Basis fossiler flüssiger Energieträger wird angestrebt, ab 2021 nur noch Heizsysteme auf Basis hocheffizienter alternativer Energiesysteme einzusetzen.
    - Ab 2025 wird ein Umstieg von über 25 Jahre alten, bestehenden fossilflüssig betriebenen Heizkesseln auf Erneuerbare-Systeme oder Fernwärme angestrebt.
- *Ersatz von fossilem Erdgas durch erneuerbare Alternativen oder Fernwärme*:
    - Fossiles Gas soll im Neubau nur mehr in wohl begründeten Ausnahmefällen zur Anwendung kommen, wobei noch nicht definierte Kompensationsmaßnahmen zu ergreifen sind.
    - 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 Sanierungsauflagen und Preissignale werden diskutiert.

Im Sektor Verkehr, mit 45 % der Gesamtemissionen der derzeit emissionsstärkste Sektor außerhalb des Emissionshandels, wird eine fossilfreie Mobilität bis 2050 angestrebt. Dazu soll sich Österreich als Vorreiter in der Elektromobilität und beim Ausbau des öffentlichen Verkehrs positionieren (NEKP 2019:74). Die Strategie zur Erreichung einer emissionsarmen Mobilität der Zukunft ist ein Dreiklang aus dem *Vermeiden* von nicht unbedingt erforderlichem Verkehr, dem *Verlagern* auf emissionsarme Verkehrsträger und dem *Verbessern* der eingesetzten Technologien.

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 20152025 (NEKP 2019:111), die Erhöhung des Fußgängeranteils mit Hilfe des Masterplans Gehen 20152025 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).

Mit der neuen Bundesregierung ist nun auch eine Erhöhung der Mineralölsteuern auf Benzin und Diesel und eine CO2-Bepreisung in den Bereichen Verkehr und Wärme geplant, 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 kommt 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. Mit dem Regierungsprogramm, das die „Bekämpfung des Tanktourismus“ explizit als Ziel benennt (Bundesregierung 2020:133) scheint sich die neue Bundesregierung von dieser Einnahmequelle verabschiedet zu haben.

3.3. Prognose des Energiebedarfs Österreichs bis zum Jahr 2050

Trotz aller für die unterschiedlichen Sektoren geplanten Maßnahmen und Klimaschutzstrategien, etwa der Wärmestrategie 2019, 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 6).

Tabelle 6: Projektion des Primär und Endenergieverbrauchs Österreichs in Petajoule für die Jahre 2020, 2030 und 2050 (Quelle: NEKP 2018:94, NEKP 2019:232)[13]

	2016	**2020**	**2030**	**2050**
Bruttoendenergieverbrauch	1 121 PJ	1 155 PJ	1 180 PJ	1 226 PJ
Bruttoinlandsverbrauch	1 435 PJ	1 464 PJ	1 474 PJ	1 525 PJ
Anteil Erneuerbare am Bruttoendenergieverbrauch	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 dargestellte Projektion, dass das Erneuerbaren-Ziel eines Anteils

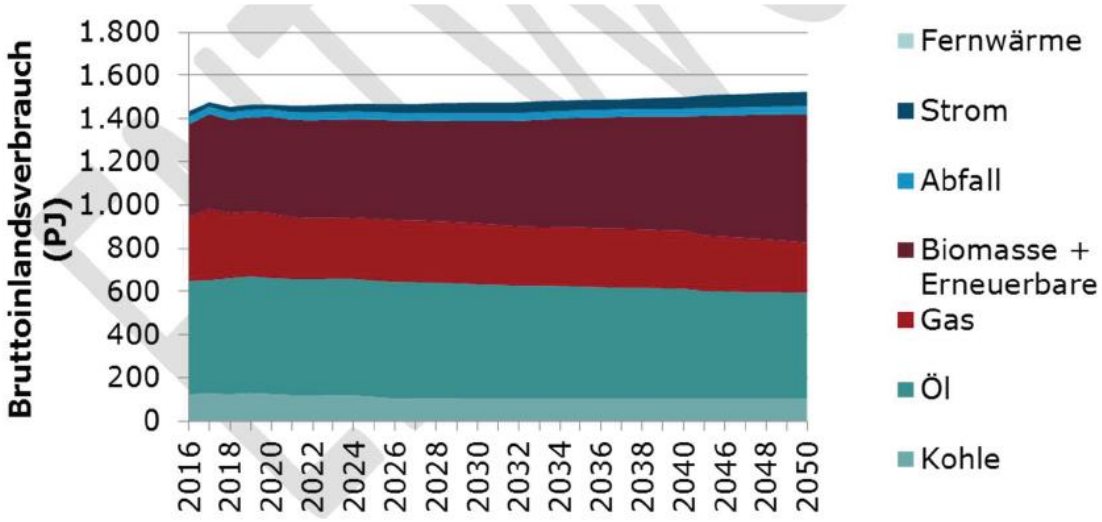
[13] Die finale Fassung des Nationalen Energie und Klimaplans stellt die Projektion des Primär- und Endenergieverbrauchs Österreichs in Petajoule für die Jahre 2020, 2030 und 2040 dar (NEKP 2019: 232). Die Werte für die Jahre 2015, 2020, 2030 sind identisch mit denen in Tabelle 6.

von 4650 % am Endenergieverbrauch für das Jahr 2030 klar verfehlt wird: Laut der 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, vom Ziel der neuen Bundesregierung die 100%igen Stromversorgung aus Erneuerbaren Energien ganz zu schweigen (Bundesregierung 2020: 111).

Das im Energieeffizienzgesetz genannte Ziel eines Endenergieverbrauchs von 1 050 PJ würde ebenfalls zu keinem Zeitpunkt erreicht werden, wenn die in Tabelle 6 dargestellte Projektion Realität würde. Nicht zuletzt wird auch das Ziel Österreichs, möglichst rasch aus der Kohle auszusteigen (NEKP 2019:134) nach der in Abbildung 6 dargestellten Projektion (Referenzszenario) nicht erreicht. Vielmehr liefert die Kohle nach dieser Projektion auch im Jahr 2050 noch einen nahezu unverändert hohen Beitrag zum Primärenergiemix.

Die Verfehlung des Erneuerbaren-Ziels ist damit zu erklären, dass die Biomasse und die Wasserkraft, die traditionell hohe Anteile am Strommix Österreichs haben, kaum massiv weiter ausgebaut werden können (siehe Tabelle 5). Auch wenn eine weitere Zunahme des Beitrags von Biomasse und Wasserkraft in den kommenden Jahrzehnten zu erwarten ist, sind deren Potentiale beschränkt, bei der Biomasse durch die Verfügbarkeit von Rohstoffen. Um das Erneuerbaren-Ziel zu erreichen, müssten stattdessen die übrigen erneuerbaren Energietechnologien massiv ausgebaut werden. Das könnte speziell in Bezug auf die Windkraft in Österreich, in dem 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 (Frondel et al. 2019).

Abbildung 6: Projektion des Primärenergieverbrauchs in Petajoule (Referenzszenario) und des Primärenergiemix von Österreich (Quelle: NEKP 2018:99)[14]

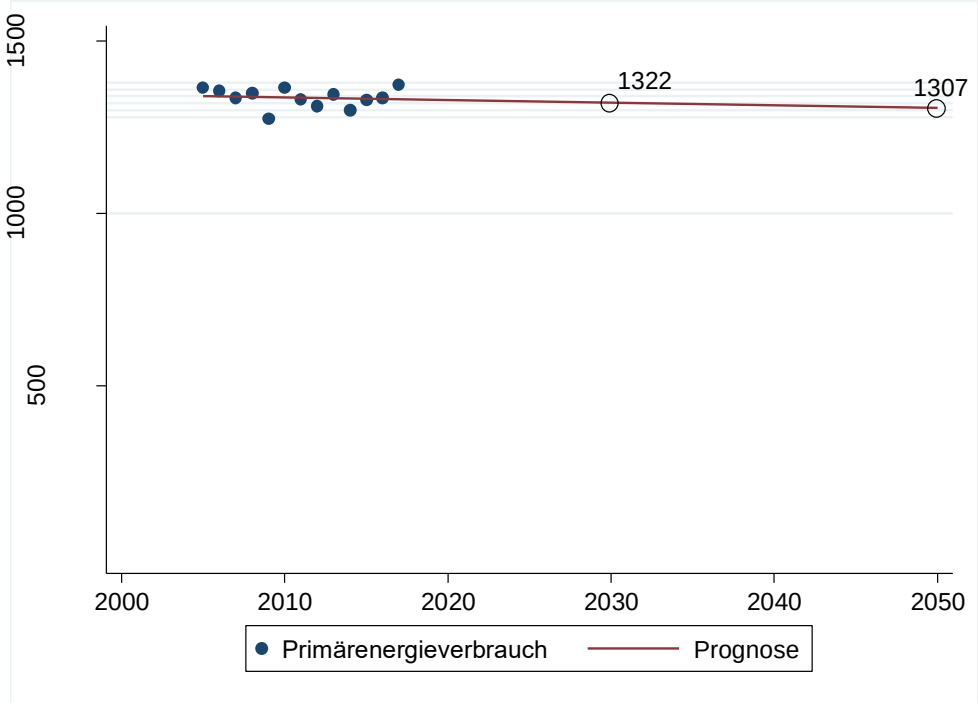


Mit wachsenden Widerständen der Bevölkerung ist beim Ausbau der Photovoltaik weniger zu rechnen. Einhergehend mit den in den nächsten Jahrzehnten wohl weiter fallenden Herstellungskosten für Photovoltaik-Anlagen und ihrer damit zunehmenden Attraktivität können aber auch bei dieser Technologie Konfliktsituationen 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 5). Dieser fällt niedriger aus als die Windstromproduktion von 18 Mrd. kWh.

Insgesamt ist eine weitgehende Dekarbonisierung der österreichischen Energieversorgung bis zum Jahr 2050 oder sogar 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, 4650 % des Endenergieverbrauchs durch Erneuerbare abzudecken, aus heutiger Sicht fraglich.

[14] Die finale Fassung des Nationalen Energie und Klimaplans stellt die Projektion des Primärenergieverbrauchs und des Primärenergiemixes nur bis zum Jahr 2040 dar (NEKP 2019: 233).

Abbildung 7: Trendprognose des Primärenergieverbrauchs von Österreich in Petajoule (Trendszenario)



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. Denn: Ohne neue Energietechnologien wird eine weitgehende Dekarbonisierung Österreichs aller Voraussicht nach nicht gelingen.

3.4. Energieprognose für Österreich: Überblick

Österreich ist EU-weit eines der führenden Länder in Bezug auf den Erneuerbaren-Anteil 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 wahrscheinlichen Sektorkopplung, nicht zuletzt der 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.

Ordnungsrechtliche Maßnahmen, wie insbesondere mit der bislang vorgesehenen Wärmestrategie 2019 beabsichtigt, dürften hingegen weniger effektiv als eine CO2-Bepreisung sein. Vielmehr könnte mit Maßnahmen wie dem Erneuerbaren-Gebot beim Tausch von alten Heizkesseln die Akzeptanz für die auf Dekarbonisierung ausgerichtete Energie und Klimastrategie Österreichs auch schwinden. In der Schweiz hingegen ist nicht zuletzt dank der Rückerstattung der Einnahmen aus der CO2-Abgabe selbst eine Abgabenhöhe von mittlerweile 96 Franken bzw. rund 85 Euro je Tonne CO2- kein Anlass für Proteste.

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 Einrichtung eines marktwirtschaftlichen, klimapolitischen Instruments zur CO2-Bepreisung für die Sektoren, die nicht dem EU-Emissionshandel unterworfen sind, vor. Damit würde Österreich auch dem Beispiel der Schweiz mit seiner Tradition der marktbasierten Instrumente zur CO2-Bepreisung folgen, die dort zu einem Rückgang der Energienachfrage geführt hat. Damit könnte ein Rückgang des künftigen Energieverbrauchs Österreichs in den Bereich des Möglichen rücken. 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 30 % bzw. knapp 60 % die Stromerzeugung dominieren (Abbildung 8). Nachdem Kernenergie anfänglich politisch weitgehend unumstritten war, entwickelte sich dagegen in den 1970erJahren 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.

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 fünf am Netz befindlichen Reaktoren (Tabelle 7) mit einer Netto-Leistung von insgesamt rund 3,3 Gigawatt 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. Der Stromversorger BKW Energie hat im Oktober 2013 entschieden, das Kernkraftwerk Mühleberg aus Wirtschaftlichkeits-Gründen Ende 2019 als ersten Reaktor freiwillig vom Netz zu nehmen. Der älteste Reaktor Beznau I bleibt hingegen nach Wiederaufnahme des Betriebs im Jahr 2018 nach dreijährigem Stillstand weiterhin in Betrieb.

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 alten Meiler steht mit Ausnahme von Mühleberg noch aus.

Im Vergleich zur Wasserkraft spielen die übrigen erneuerbaren Energietechnologien wie Windkraft und Photovoltaik nur eine geringe Rolle im Strommix (Abbildung 8), erst recht im Primarenergiemix (Abbildung 9).

Abbildung 8: Strommix der Schweiz im Jahr 2017 (Quelle: BFE 2017:2)

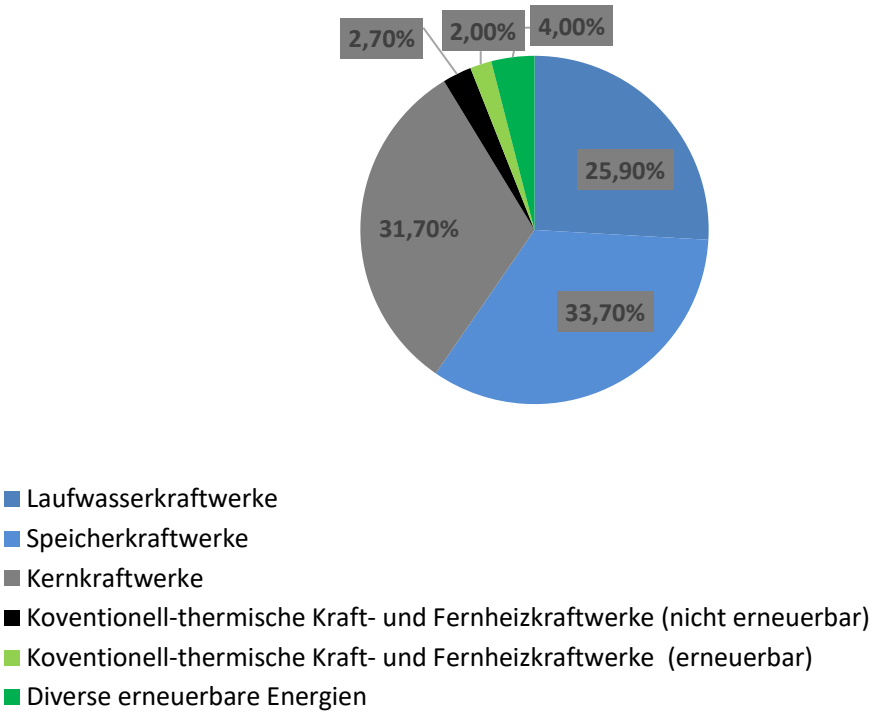
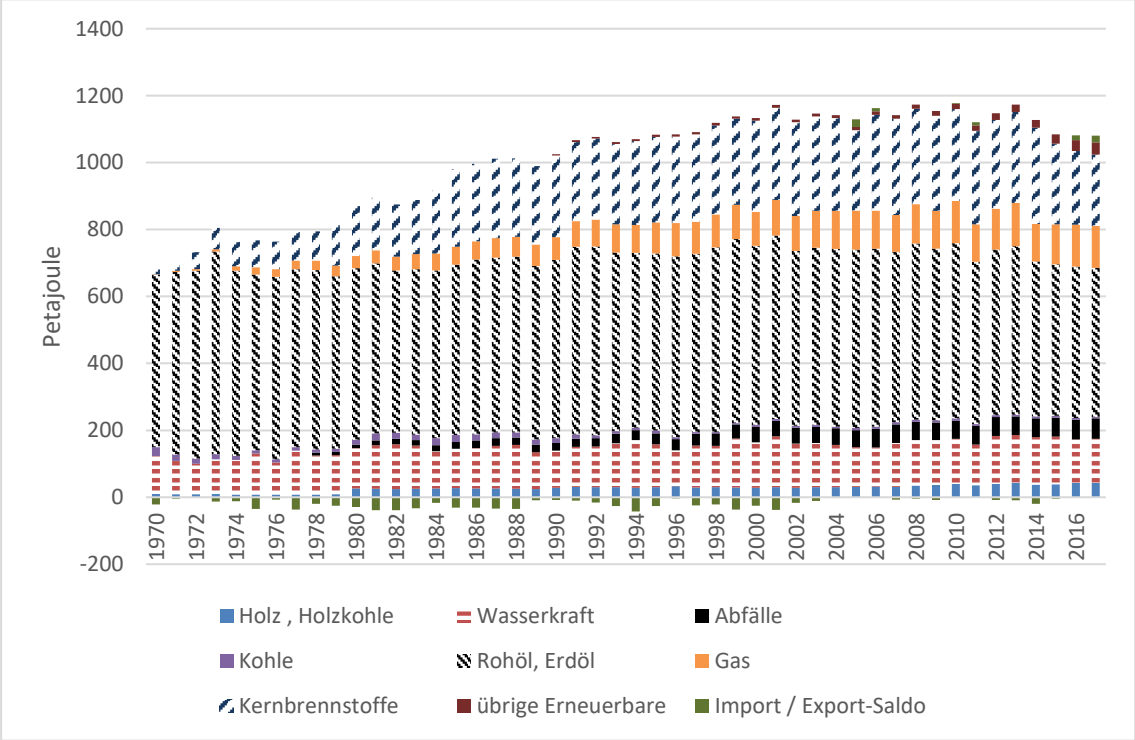


Tabelle 7: Liste der Kernkraftwerke in der Schweiz (Quelle: IAEA, Stand April 2019)

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

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.

Abbildung 9: Bruttoprimärenergieverbrauch der Schweiz in Petajoule (Quelle: BFS 2018)



Entsprechend spielen die neuen Erneuerbaren im Schweizer Primärenergiemix bislang eine eher unbedeutende Rolle (Abbildung 9: übrige Erneuerbare). Dominiert wird der Primärenergiemix von Erdöl, Kernenergie, Wasserkraft und Erdgas, wobei die Kernenergie und Erdgas den größten Bedeutungszuwachs seit Beginn der 1970erJahre erfahren haben. 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 Potentiale der Wasserkraft stellt sich die Frage, wie in der Schweiz künftig der Rückgang des Anteils der Kernenergie kompensiert werden soll, falls es tatsächlich beim Atomausstieg und dem Bauverbot neuer Kernkraftwerke bleiben sollte.

4.2. Energie und Strombedarf der Schweiz: Aktuelle und künftige Trends

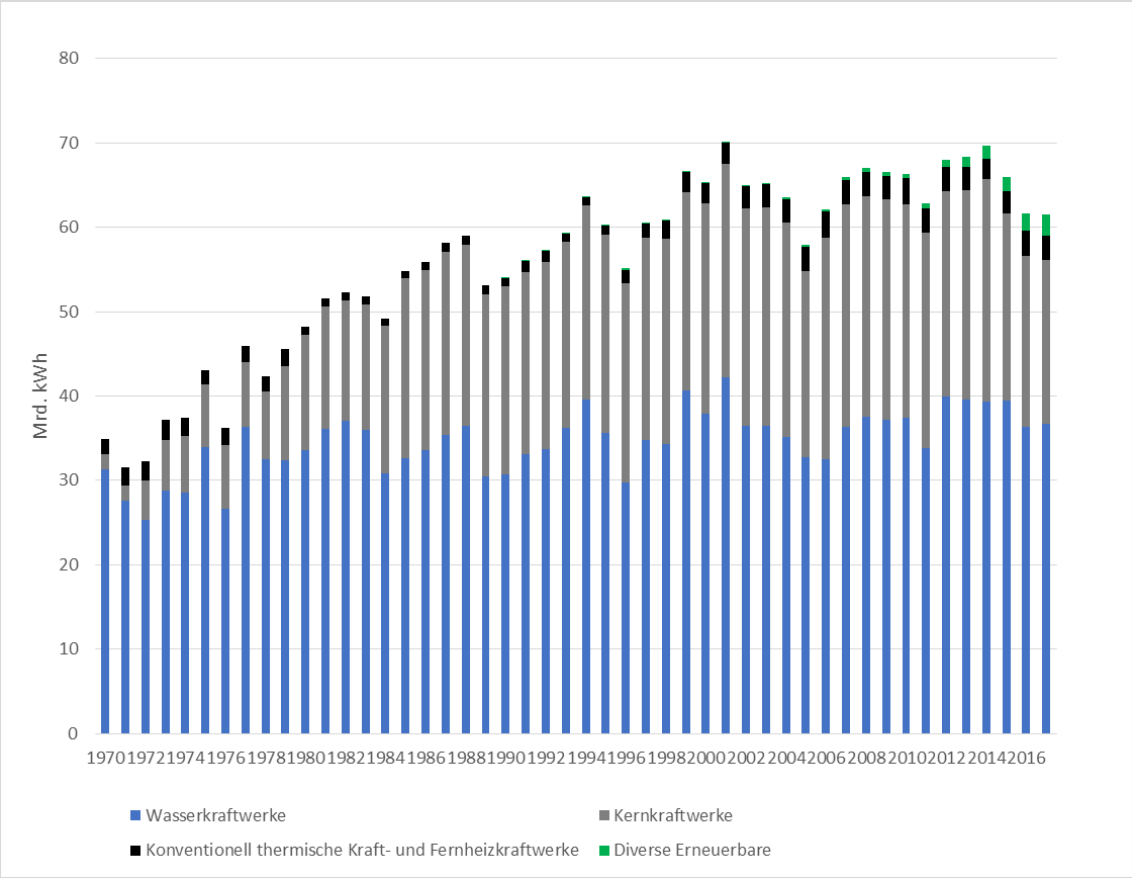
Ebenso wie viele andere Länder forciert die Schweiz seit geraumer Zeit den Ausbau der Erneuerbaren. Zur Umsetzung der Energiestrategie 2050 wurden im neuen Energiegesetz, das am 1. Januar 2018 in Kraft trat, Ziele für die Produktion von Elektrizität auf Basis neuer erneuerbarer Energietechnologien formuliert. 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 3,653 Mrd. kWh.

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 10), der sich aus dem Kernenergieausstieg ergäbe, würde dieser spätestens bis zum Jahr 2035 realisiert.

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 10: Stromproduktion und Strommix der Schweiz in Milliarden kWh (Quelle: BFE 2019a)



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 1,402 Mrd. kWh im Jahr 2010 erhöhte sich diese bis zum Jahr 2017 auf 3,653 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 0,322 Mrd. kWh. Während dieser durchschnittliche Zuwachs genügen würde, um den Zielwert von 4,4 Mrd. kWh für das Jahr 2020 zu erreichen, würde man

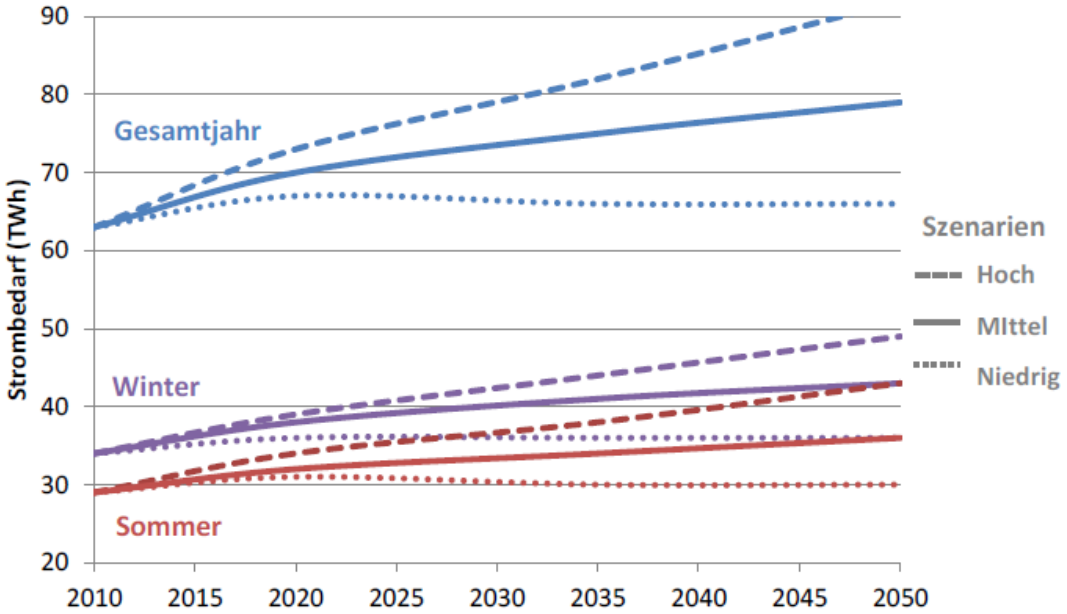
damit im Jahr 2035 bei einer erneuerbaren Stromproduktion von rund 9,4 Mrd. kWh landen und somit den Zielwert von 11,4 Mrd. kWh um 2 Mrd. kWh verfehlen.

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 2019b). 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 Zubaupotential der Wasserkraft auf maximal 6 Mrd. kWh geschätzt (ETH Zürich 2011:21).

Die Limitierung des Potentials der Wasserkraft ist umso mehr zu betonen, als davon ausgegangen werden muss, dass der Stromverbrauch künftig steigen wird (Abbildung 11). 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“ von 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 11), 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).

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 Wasserstoffahrzeuge einen Anteil von 7,2 % an den Neuzulassungen aus. Fast die Hälfte davon entfiel auf Elektroautos und Plugin-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 Versorgungsicherheit mit Strom in der Schweiz gewährleistet werden kann.

Abbildung 11: Prognose des Strombedarfs der Schweiz bis zum Jahr 2050 in Mrd. kWh (Quelle: ETH Zürich 2011)



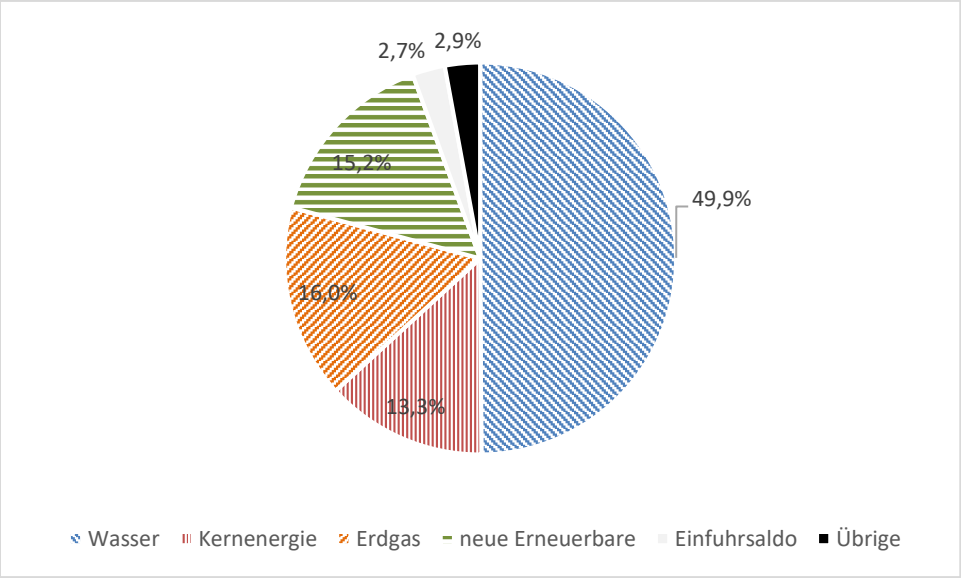
Diese Frage stellt sich auch vor dem Hintergrund, dass sich der Import von Strom aus Nachbarländern wie Frankreich und Deutschland in Zukunft wohl schwieriger gestalten wird: Während Frankreich seine Stromproduktion aus Kernkraft in den kommenden Jahrzehnten reduzieren möchte, wird der Kernenergieausstieg in Deutschland bis Ende des Jahres 2022 vollzogen sein und darüber hinaus wird der Vorschlag der sogenannten „Kohlekommission“ bis zum Jahr 2038 vollständig aus der Kohleverstromung auszusteigen in Gesetze umgesetzt.

Vor diesem Hintergrund, vor allem angesichts des vorgesehenen Kernenergieausstiegs und des begrenzten Potentials der Wasserkraft, ist 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 12), der auf dem Strombedarf des mittleren Bedarfsszenarios der Studie „Energiezukunft Schweiz“ beruht (Abbildung 11), 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 Kohlendioxid (CO2-), 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 deutlich ausgebaut werden, um deutlich höhere Stromeinfuhren als heute zu ermöglichen. Ein deutlicher Ausbau der Stromnetze würde voraussichtlich Wohlfahrtsgewinne für die Schweizer Volkswirtschaft mit sich bringen (Rausch 2014).

Abbildung 12: Prognose des Strommixes der Schweiz für das Jahr 2035



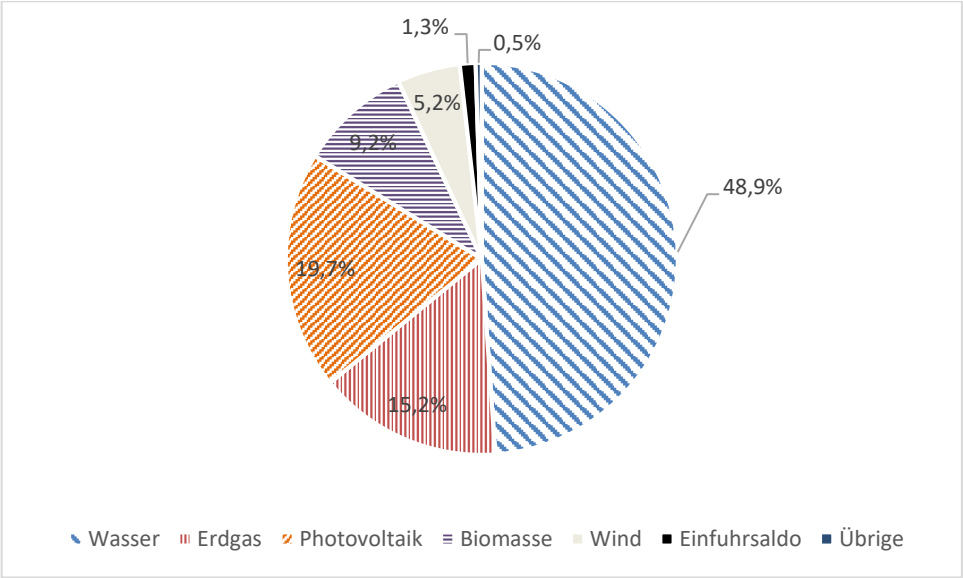
Für die Prognose des Strommixes für das Jahr 2050 (Abbildung 13) wurde angenommen, dass sowohl aus gesellschaftlichen als auch aus wirtschaftlichen Gründen keine neuen Kernkraftwerke mehr gebaut und die alten Meiler aus wirtschaftlichen und technischen Gründen abgeschaltet werden. Bei annahmegemäß gleichbleibender 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 technologischen 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 hier 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 13: 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 CO2-Standards für neue Fahrzeuge, Smart Metering, kantonale Gebäudevorschriften, die CO2-Bepreisung in Form einer CO2-Abgabe sowie Steuererleichterungen und Unterstützungsgelder für energetische Gebäudesanierungen erreicht werden. So fließt etwa ein Drittel der Einnahmen (maximal 450 Millionen Franken) aus der seit dem Jahr 2008 erhobenen CO2-Abgabe in ein Gebäudeprogramm zur Förderung CO2-wirksamer Maßnahmen wie energetische Sanierung (BAFU 2019). Weitere 25 Millionen Franken kommen jährlich dem Technologiefonds zu (WD 2018:11). Damit werden klimafreundliche Innovationen gefördert

(http://www.technologiefonds.ch).[15] Förderungswürdig sind Technologien zur Reduktion von Treibhausgasen, zur effizienteren Nutzung von elektrischer Energie und zur Schonung der natürlichen Ressourcen. Gefördert werden auch erneuerbare Energietechnologien.

Mit der auf fossile Brennstoffe, nicht aber auf Kraftstoffe erhobenen CO2-Abgabe soll deren Verbrauch bei der Wärmegewinnung bzw. Stromproduktion gesenkt werden. Diese Lenkungsabgabe soll das Energieverbrauchsverhalten 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 CO2-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 CO2-Abgabe mit Pro-Kopf-Rückerstattung werden tendenziell jene Haushalte begünstigt, die einen geringen Verbrauch aufweisen, etwa weil sie sparsam mit fossilen Brennstoffen umgehen.[16]

Die CO2-Abgabe auf fossile Heizstoffe wurde auf Basis des CO2-Gesetzes am 1. Januar 2008 in Höhe von 12 Franken pro Tonne CO2- eingeführt und danach sukzessive erhöht: Weil die in der CO2-Verordung 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 CO2-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 der die im CO2-Gesetz verankerten klimapolitischen Ziele der Schweiz erreicht werden sollen. Beispielsweise sollen bis zum Jahr 2020 die CO2-Emissionen um 20 % gegenüber 1990 gesenkt werden.[17] 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 2018), hat wesentlich mit der Erhebung der CO2-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 CO2-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

[15] Das über die CO2-Abgabe finanzierte Gebäudeprogramm läuft 2025 aus. Sinken die CO2-Emissionen aus dem Gebäudebereich nicht um mindestens 50 % bis 2026 und 2027, werden ab 2029 landesweit einheitliche Grenzwerte für Gebäude eingeführt.

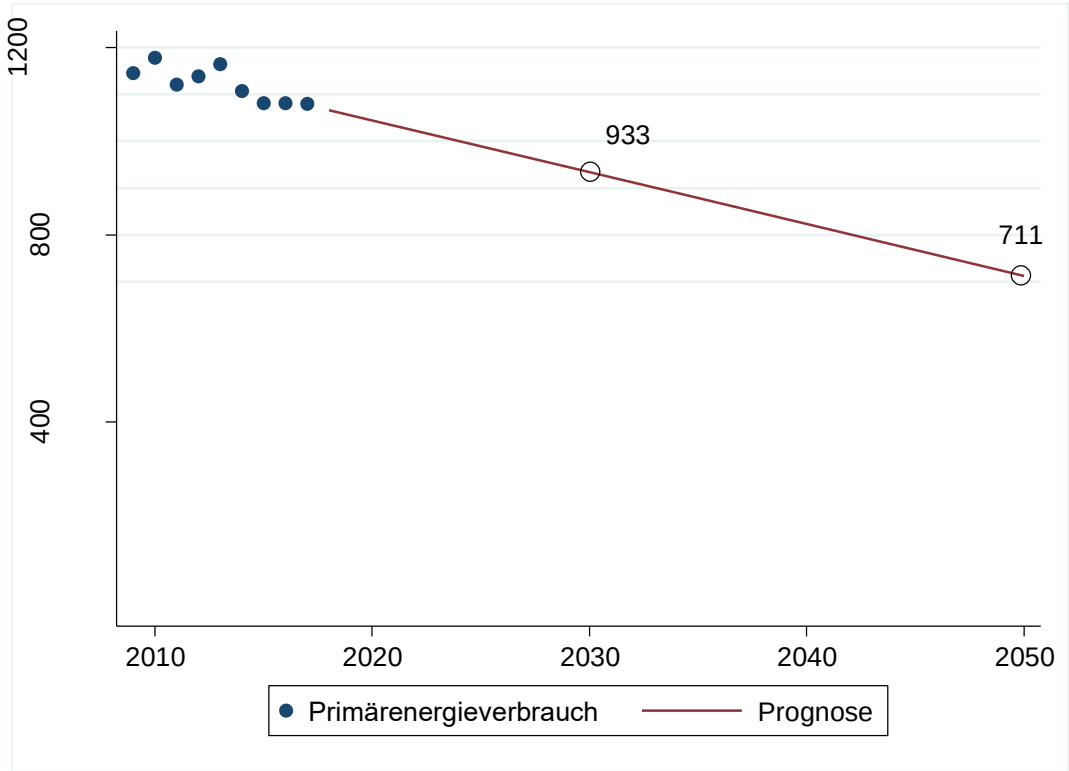
[16] Unternehmen erhalten die Abgabe proportional zu ihrer Lohnsumme zurückerstattet. Energieintensive Unternehmen aus bestimmten Wirtschaftszweigen können sich aus Wettbewerbsgründen von der CO2-Abgabe befreien lassen, wenn sie sich zu freiwilligen CO2-Emissionsminderungen verpflichten (BAFU 2019, WD 2018:9). Befreit sind auch die am Emissionshandel teilnehmenden Unternehmen.

[17] 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 CO2-Gesetz vom 1. Januar 2013).

jeden Volkswirtschaft eine sehr träge Größe darstellt, die sich von einem Jahr zum anderen nur wenig ändert und entscheidend von den Strukturen geprägt wird, die den 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 14). 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 CO2-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.

Abbildung 14: Prognose des Primärenergieverbrauchs der Schweiz bis zum Jahr 2050 (Trendszenario)



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 die Trendprognose angibt. Dies wird durch die folgende Überlegung

deutlich (Referenzszenario):[18] Unterstellt man wegen des Kernenergieausstiegs und dessen wahrscheinliche Kompensation durch die Stromerzeugung auf Basis von Erdgas mit 0,045 Mio. Tonnen je PJ eine unverändert hohe Treibhausgasintensität[19] 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 der Trendprognose für das Jahr 2030 hervorgehende Wert von 933 PJ (Abbildung 14).

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 783 PJ im Jahr 2035 implizieren. Dies wäre deutlich weniger, als die Trendprognose für das Jahr 2035 ergibt (Abbildung 14).

Soll der Primärenergieverbrauch aber künftig deutlich stärker als nach der in Abbildung 14 dargestellten Trendprognose gesenkt werden, müssten wirksame Maßnahmen ergriffen werden. Erstens müsste die CO2-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 CO2-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 CO2-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 CO2-Abgabe, an Bevölkerung und Unternehmen zurückerstattet werden, um eine breite Akzeptanz für die Erhöhung der CO2-Abgabe zu erlangen.

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

[18] Bedauerlicherweise bietet die Studie „Energiezukunft Schweiz“ keine Vergleichsmöglichkeiten für Prognosen des Primärenergieverbrauchs, da sich diese Studie vor allem auf die Stromerzeugung kapriziert, der Primärenergie-verbrauch steht weniger in deren Fokus.

[19] 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.

Verteilungswirkungen zur Folge, da damit tendenziell eher die besser begüterten Bürger begünstigt werden. Dies stellt das jetzige Gebäudeprogramm generell in Frage.

Drittens: Weil die CO2-Abgabe bislang nicht auf Kraftstoffe erhoben wird, ist des Weiteren zu überlegen, auch im Verkehrssektor stärker auf CO2-Preissignale zu setzen, anstatt auf Emissionsvorschriften. Für neue Pkw gelten in der Schweiz dieselben CO2-Emissionsvorschriften wie in der Europäischen Union (EU): Seit 2015 darf die Neuwagenflotte im Durchschnitt höchstens 130 Gramm CO2- pro Kilometer ausstoßen (BAFU 2019b). Ab 2020 gilt für Pkw ein Zielwert von 95 Gramm CO2- pro Kilometer. Diese wenig kosteneffiziente Art der Regulierung wird wegen ihrer negativen Wohlfahrtseffekte von zahlreichen Studien kritisiert (Austin, Dinan 2005; Babiker, Reilly, Karplus, Paltsev 2013; Kleit 2004). Mit Steuern, einer CO2-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 Elektro oder Wasserstofffahrzeuge, 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 CO2-Abgabe auf fossile Brennstoffe eingeführt, nicht aber auf Kraftstoffe. Mit 96 Franken je Tonne CO2- liegt die Höhe dieser Abgabe mittlerweile weit über dem Preisniveau der CO2-Zertifikate im EU-Emissionshandel, welches derzeit bei rund 25 Euro liegt. Die Schweizer CO2-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 CO2-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 CO2-Abgabe auch auf Kraftstoffe zu erheben.

So sollen die CO2-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 CO2-Gesetzes gilt das Ziel einer Senkung der Treibhausgasemissionen um 7085 % 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 CO2-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 CO2-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 CO2-armen Technologien intensiviert werden. Ohne technologische Quantensprünge bei den regenerativen Technologien, aber auch ohne die Entwicklung ganz neuartiger CO2-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 einer 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 CO2-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 zu erreichen. Allerdings ist absehbar, dass mit diesen Technologien allein eine Dekarbonisierung bis Mitte des Jahrhunderts in keinem dieser Länder gelingen dürfte (Tabelle 8). Vor diesem Hintergrund wäre es ratsam, die Forschung und Entwicklung von Energieerzeugungs- und Speichertechnologien zu intensiveren.

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 in Kombination mit besseren und kostengünstigeren Speichertechnologien davon auszugehen, dass Photovoltaikanlagen 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 Jahrzenten 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 %, bis zum Jahr 2020 soll jedoch eine Senkung um 40 % erreicht werden. Die Schweiz hatte bis zum Jahr 2016 die Emissionen um 10 % gegenüber 1990 gemindert und damit erst die Hälfte der avisierten 20Prozentminderung bis zum Jahr 2020 erzielt.

Tabelle 8: Energie und Klimapolitiken Deutschlands, Österreichs und der Schweiz

	Deutschland	Österreich	Schweiz
Klimaziel 2020	40 % gegenüber 1990	16 % gegenüber 2005 in den Non-ETS-Sektoren	20 % gegenüber 1990
Erreichung Klimaziel 2020	Ziel 2020 wird eventuell verfehlt: 35 % im Jahr 2019	Ziel 2020 bereits erreicht bzw. übererfüllt	Ziel 2020 wird wahrscheinlich verfehlt: 10 % im Jahr 2016
Klimaziel 2030	55 % gegenüber 1990	36 % gegenüber 2005 in den Non-ETS-Sektoren	50 % gegenüber 1990, 30 % im Inland
Erneuerbare-Ziel 2020	35 % grüner Strom am Stromverbrauch	Kein Ziel	4,4 Mrd. kWh
Zielerreichung Erneuerbare 2020	Mit rund 36% bereits im Jahr 2018 übererfüllt	Rund 72 % im Jahr 2016	3,7 Mrd. kWh im Jahr 2017, Zielerreichung wahrscheinlich
Erneuerbare-Ziel 2030	65 % grüner Strom am Stromverbrauch	100 % grüner Strom	11,4 Mrd. kWh
Politikempfehlung	Keine Eingriffe in die CO2-Bepreisung, Rückverteilung sämtlicher Einnahmen aus der CO2-Bepreisung	Wechsel von Gebots- und Verbotspolitik zur CO2-Bepreisung von Non-ETS-Sektoren	Weiterführung CO2-Bepreisung, Einbeziehung Verkehr, Abschaffung des Gebäudeprogramms

Im Gegensatz zu den beiden Nachbarländern würde Österreich sein Klimaschutzziel bei den CO2-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 CO2-Abgabe eingeführt und diese Abgabe seither sukzessive erhöht hat, hat Deutschland mit dem Klimapaket Ende des Jahres

2019 die CO2-Bepreisung der Emissionen in den Bereichen Verkehr und Wärme mittels eines nationalen Emissionshandels beschlossen. Damit dürfte Deutschland ein Stück näher an die Klimaziele heranrücken, auch wenn das vorgesehene System mit staatlich festgelegten moderaten Festpreisen bzw. später 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 CO2-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 CO2-Bepreisung tatsächlich etabliert wird (Berger et al 2020).

6. Literatur

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 (BMWFW). 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 (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 Is-sue #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 (2019) CO2--Abgabe. Bundesamt für Umwelt. https://www.bafu.admin.ch/CO2abgabe

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/anzeige-nsb-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, Eco-Austria Policy Note 39.

BFE (2019a) Schweizerische Elektrizitätsbilanz – Jahreswerte. Bundesamt für Energie. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html

BFE (2019b) 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

BFE (2017) Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017. Bundesamt für Energie. https://www.bfe.admin.ch/bfe/de/home/versorgung/statistik-und-geodaten/energiestatistiken/elektrizitaetsstatistik.html

BFS (2018) Bruttoenergieverbrauch: Anteil der Primärenergieträger. Bundesamt für Statistik. https://www.bfs.admin.ch/bfs/de/home/statistiken/kataloge-datenbanken/tabellen.assetdetail.5827869.html

BKW (2018) Stilllegungsverfügung für das Kernkraftwerk Mühleberg ist da. 21. Juni 2018, BWK Energie AG. https://www.bkw.ch/de/ueber-bkw/news-rund-um-die-bkw/details/news/detail/News/stilllegungsverfuegung-fuer-das-kernkraftwerk-muehleberg-ist-da/

BMNT (2020) Ausstieg aus fossilen Ölheizungen. https://www.bmnt.gv.at/umwelt/energiewende/waermestrategie/raus-aus-oel-und-adieu-oel.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

BMNT, BMVIT (2018) #mission2030: Die österreichische Energie- und Klimastrategie. Bundesministerium für Nachhaltigkeit und Tourismus, Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie. https://mission2030.info/

BMWi (2018) Primärenergieverbrauch nach Energieträgern. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. Stand: 14. Januar 2018 https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Infografiken/Energie/Energiedaten/Energiegewinnung-und-Energieverbrauch/energiedaten-energiegewinnung-verbrauch-03.html

BMWi (2019) EU-Richtlinie für erneuerbare Energien. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie. https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Navigation/DE/Recht-Politik/EU_Richtlinie_fuer_EE/eu_richtlinie_fuer_erneuerbare_energien.html

BNetzA (2019) Kraftwerksliste der Bundesnetzagentur. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Versorgungssicherheit/Erzeugungskapazitaeten/Kraftwerksliste/kraftwerksliste-node.html

Bundesregierung (2020) Aus Verantwortung für Österreich. Regierungsprogramm 2020 - 2024. https://www.dieneuevolkspartei.at/Download/Regierungsprogramm_2020.pdf

Cassel, S., Haucap, J., Thomas, T. (2013) Energiewende mit Markt — sonst zahlt der Kunde mehr! List Forum für Wirtschafts- und Finanzpolitik 39, 91–93.

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

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

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

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

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 Wirtschafts-forschung. http://www.rwi-essen.de/media/content/pages/publikationen/rwi-projektberichte/PB_Energieprognose-2009.pdf

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

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

NEKP (2018) Entwurf des Integrierten nationalen Energie- und Klimaplans 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

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

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

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 CO2--Abgabe in der Schweiz, Frankreich und Großbritannien - Mögliche Modelle einer CO2--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

Wasserstoff Die Energie der Zukunft? https://www.br.de/themen/wissen/wasserstoff-faszination-wissen100.html

43.268
41.604
7.958
23.793
2.062
19.062