



Bericht vom November 2019

Energiestrategie 2050

Monitoring-Bericht 2019¹ (ausführliche Fassung)

¹ Mit Daten mehrheitlich bis 2018.

Datum: November 2019

Ort: Bern

Herausgeber: Bundesamt für Energie BFE

Internet: www.energiemonitoring.ch

Bundesamt für Energie BFE

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse: CH-3003 Bern

Tel. +41 58 462 56 11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch

Inhaltsverzeichnis

Wichtiges in Kürze	5
Einleitung	8
Rechtliche Grundlage und Zweck des Monitorings.....	8
Bezugsrahmen für das Monitoring	9
Stossrichtungen der Energiestrategie 2050	10
Themenfelder und Indikatoren des Monitorings.....	11
Themenfeld Energieverbrauch und -produktion.....	13
Überprüfung der Richtwerte gemäss Energiegesetz	13
Endenergieverbrauch pro Person und Jahr	14
Stromverbrauch pro Person und Jahr	15
Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)	16
Stromproduktion aus Wasserkraft.....	17
Vertiefende Indikatoren zum Energie- und Stromverbrauch.....	19
Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs	19
Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren	20
Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch.....	22
Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken.....	22
Energie- und Stromintensität.....	24
Themenfeld Netzentwicklung.....	25
Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz	25
Erdverlegung von Leitungen	33
Netzinvestitionen und -abschreibungen	35
Investitionen ins Übertragungsnetz und Abschreibungen.....	35
Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen	36
Themenfeld Versorgungssicherheit.....	37
Energieübergreifende Sicht.....	37
Diversifizierung der Energieversorgung	37
Auslandabhängigkeit	39
Stromversorgungssicherheit.....	41
System Adequacy	41
Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf	42
Importkapazität.....	43
Belastung N-1 im Übertragungsnetz	44
Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit	45
Gasversorgungssicherheit.....	47
Zweistoffanlagen	47
Infrastrukturstandard	48
Ölversorgungssicherheit.....	50
Diversifikation der Transportmittel.....	50
Importportfolio von Rohöl	51
Importe von Rohöl und Erdölprodukten	53

Themenfeld Ausgaben und Preise	55
Endverbraucherausgaben für Energie	55
Energiepreise	57
Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich	57
Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen.....	62
Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte	66
Themenfeld CO₂-Emissionen	69
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Kopf	69
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen insgesamt und nach Sektoren.....	70
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen Industrie und Dienstleistungen	72
Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Personenwagen	73
Weitere Umweltauswirkungen.....	74
Themenfeld Forschung und Technologie.....	75
Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung	75
Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie	77
Exkurs: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionstechnologien	78
Themenfeld Internationales Umfeld	80
Entwicklung der globalen Energiemärkte.....	80
Entwicklungen in der EU	83
Energieunion	83
Entwicklung gegenüber den Zielen 2020	83
Ziele für 2030 und darüber hinaus	84
Umsetzung der Network Codes im Strombereich	84
Das „Clean Energy Package“	85
Gasbinnenmarkt und Gasversorgungssicherheit.....	88
Energieinfrastruktur und Cybersicherheit.....	89
Klimapolitik, Energieeffizienz und weitere Themen	89
Internationale Klimapolitik	91
Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich.....	92
Literatur- und Quellenverzeichnis	94
Abbildungsverzeichnis	97

Wichtiges in Kürze

Mit der Energiestrategie 2050 hat die Schweiz den schrittweisen Umbau ihres Energiesystems auf den Weg gebracht. Zentrale Pfeiler dabei sind die Verbesserung der Energieeffizienz und der Ausbau der erneuerbaren Energien. Die entsprechend neu ausgerichtete Energiegesetzgebung ist seit Anfang 2018 in Kraft. Begleitet wird die Energiestrategie durch ein detailliertes Monitoring, welches jährlich darüber berichtet, wie die Schweiz auf diesem Weg vorankommt. Der vorliegende **Monitoringbericht 2019** zeigt die Situation per Ende 2018. Die wichtigsten Ergebnisse sind:

- **Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft):** Diese steigt seit 2000 an, seit 2010 hat sich das Wachstum verstärkt. 2018 lag die erneuerbare Stromproduktion bei 3877 Gigawattstunden (GWh) oder bei 6,1 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion. Der Richtwert 2020 im Energiegesetz (EnG) beträgt 4400 GWh. Vom angestrebten Zuwachs von 3000 GWh zwischen dem Basisjahr 2010 und 2020 war 2018 ein Anteil von 82,6 Prozent erreicht. 2018 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 224 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 309 GWh pro Jahr. In den kommenden Jahren ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 262 GWh notwendig, um den Richtwert 2020 zu erreichen. 2035 beträgt der Richtwert 11'400 GWh. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein höherer Nettozuwachs von 443 GWh pro Jahr erforderlich (*Seite 16*).
- **Stromproduktion aus Wasserkraft:** Diese ist seit 2000 kontinuierlich angestiegen. 2018 lag die mittlere Netto-Produktionserwartung bei 35'986 GWh. Der Richtwert 2035 beträgt 37'400 GWh. Basisjahr ist hier 2011, bis 2035 wird ein Nettozuwachs von rund 2000 GWh angestrebt (kein Richtwert 2020 im Gesetz). Davon war 2018 ein Anteil von 30,9 Prozent erreicht. 2018 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 107 GWh, seit 2012 lag er im Durchschnitt bei 90 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist in den kommenden Jahren im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 83 GWh notwendig (*Seite 18*).
- **Endenergieverbrauch pro Kopf:** Dieser hat seit 2000 abgenommen. 2018 lag er 18,8 Prozent unter dem Basisjahr 2000 (witterungsbereinigt -17,2%). Damit wurde der Richtwert 2020 (-16%) bereits erreicht. Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 2,2 Prozent pro Jahr sinken, damit auch der Richtwert 2035 (-43%) erreicht werden kann (*Seite 14*).
- **Stromverbrauch pro Kopf:** Dieser nahm bis 2006 zu, seither ist der Trend rückläufig. 2018 lag er 6,9 Prozent unter dem Wert von 2000 (witterungsbereinigt -6,4%). Auch hier ist der Richtwert 2020 (-3%) bereits erreicht. Der witterungsbereinigte Stromverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 0,4 Prozent pro Jahr sinken, damit auch der Richtwert 2035 (-13%) erreicht werden kann (*Seite 15*).
- **Erneuerbare Energien insgesamt:** Der erneuerbare Anteil (Strom und Wärme) am gesamten Endenergieverbrauch ist seit 2000 tendenziell gestiegen, ab Mitte der 2000er-Jahre hat sich das Wachstum verstärkt. Der Anteil lag 2018 bei 23,3 Prozent (2017: 22,3 Prozent; 2000: 16,9 Prozent) (*Seite 22*).
- **Energieintensität (Verhältnis Energieverbrauch zu realem BIP):** Die *Energieintensität* stieg bis Ende der 1970er-Jahre und weist seither eine sinkende Tendenz auf, die sich in den letzten Jahren verstärkt hat; die *Stromintensität* sinkt seit Beginn der 1990er-Jahre. Dies kann auf effizientere Produktionsverfahren und generell auf eine zunehmende Entkoppelung von Energieverbrauch und Wirtschaftsentwicklung hinweisen – und/oder auf eine Verlagerung energieverbrauchender Produktionsprozesse ins Ausland (*Seite 24*).

- **Diversifizierung und Auslandabhängigkeit:** Erdölprodukte machten 2018 immer noch rund die Hälfte des Endenergieverbrauchs aus, Strom etwa ein Viertel und Erdgas rund 14 Prozent. Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt. Der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (Auslandabhängigkeit) ist von 2000 bis 2006 gestiegen und seither rückläufig, jedoch mit 75,0 Prozent (2017: 75,3%) weiterhin auf hohem Niveau (*Seiten 38+40*).
- **Stromversorgungssicherheit:** Zur Beurteilung der künftigen Versorgungslage mit Strom stützt sich das Monitoring in erster Linie auf Studien zur systemischen Versorgungssicherheit (sog. System Adequacy). Eine 2019 im Auftrag des Bundesamts für Energie (BFE) aktualisierte Studie von ETH und Universität Basel umfasst den Zeithorizont bis 2040. In den betrachteten Szenarien resultiert auch bei einer Kombination des Kohleausstiegs in Deutschland mit einer frühzeitigen Reduktion der Kernkraftkapazität in Frankreich für die Schweiz eine insgesamt gute Versorgungslage. Diese Beurteilung gilt auch für die Zeit nach der Abschaltung der Kernkraftwerke in der Schweiz. Daraus folgt allerdings auch, dass die Stromversorgungssicherheit in zunehmenden Masse durch importierten Strom sichergestellt wird. Andererseits profitiert die Schweizer Wasserkraft von den Veränderungen des Produktionsmixes in den EU-Ländern, indem sie zu EU-Spitzenlastzeiten vermehrt zum Einsatz kommt. Im Hinblick auf eine künftige Umsetzung des Übereinkommens von Paris und das verschärfte langfristige Klimaziel der Schweiz (Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050) zeichnet sich nach ersten, noch nicht belastbaren Resultaten derweil ab, dass die Stromnachfrage langfristig steigen wird und sich dadurch neue Herausforderungen ergeben (*Seite 41*).
- **Netzentwicklung:** Mehrere Netzvorhaben, welche noch vor 2013 initiiert worden waren, durchliefen jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen. Bei jüngeren Verfahren kann tendenziell eine kürzere Verfahrensdauer festgestellt werden, weil bereits seit 2013 verfahrensbeschleunigende Massnahmen gelten. Eine weitergehende Optimierung und Straffung der Bewilligungsverfahren sehen Massnahmen der Energiestrategie 2050 und der Strategie Stromnetze vor. Im Berichtszeitraum konnten einige wichtige Prozess- und Verfahrensschritte eingeleitet oder entschieden werden (*Seite 29*).
- **Energieausgaben und -preise:** Die *Endverbraucherausgaben für Energie* sind in der Schweiz von rund 23,8 Mrd. im Jahr 2001 auf knapp 28,9 Mrd. Franken im Jahr 2018 angestiegen. Dies entspricht einer Zunahme von durchschnittlich 1,1 Prozent pro Jahr. Beim internationalen Vergleich der *Energiepreise für Industriekunden* zeigt sich, dass die Schweiz bei *Heizöl, Diesel und Strom* etwas über dem OECD-Mittelwert liegt. Beim *Erdgas* liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder; seit 2010 ist die Schweiz diesbezüglich das teuerste Land der OECD, mit Ausnahme des Jahres 2012 (*ab Seite 55*).
- **CO₂-Emissionen:** Die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 stetig ab. 2017 lagen sie bei rund 4,3 Tonnen (2018er-Daten liegen erst im Frühling 2020 vor) und damit rund 26 Prozent tiefer als im Jahr 2000 (5,8 Tonnen). Auch hier deutet sich eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungsentwicklung und energiebedingtem CO₂-Ausstoss an. Damit das langfristige strategische Oberziel (Reduktion auf 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf bis 2050), an dem sich die Energiestrategie 2050 aktuell orientiert², erreicht werden kann, müssen die

² Diese Zielsetzung wird derzeit im Rahmen der Arbeiten an der Klimastrategie 2050, die der Bundesrat am 28. August 2019 in Auftrag gegeben hat, überprüft und voraussichtlich angepasst. Die laufende Aktualisierung der Energieperspektiven bildet dafür eine wichtige Grundlage.

Emissionen auf Pro-Kopf-Ebene pro Jahr durchschnittlich um rund 0,1 Tonnen abnehmen (*Seite 70*).

- **Forschung- und Technologie:** Seit 2005 haben die für die Energieforschung aufgewendeten öffentlichen Mittel kontinuierlich zugenommen. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan Koordinierte Energieforschung Schweiz eine deutliche Zunahme festzustellen. 2017 stiegen sie auf real knapp 410 Mio. Franken (2016: knapp 399 Mio. Fr.); 2018er-Daten liegen erst Anfang 2020 vor (*Seite 76*).
- **Internationales Umfeld:** Für die Schweiz bedeutend sind die Entwicklungen der globalen Energiemärkte, des europäischen Rahmens, die internationalen Beziehungen im Energiebereich (u.a. angestrebtes Stromabkommen mit der EU) und die internationale Klimapolitik (Übereinkommen von Paris). Im Berichtszeitraum erwähnenswert ist insbesondere, dass die EU zur Umsetzung der Energieunion 2018 und 2019 ein umfangreiches Paket mit neuen Regeln zu Strombinnenmarkt, Erneuerbare Energien (RES), Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und Gouvernanz in Kraft gesetzt hat (sog. Clean Energy Package) (*ab Seite 85*).

Einleitung

Mit der Energiestrategie 2050 hat die Schweiz ihre Energiepolitik neu ausgerichtet. Die Energiestrategie soll es ermöglichen, schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen und das Schweizer Energiesystem bis 2050 sukzessive umzubauen. Dies, ohne die bisher hohe Versorgungssicherheit und die preiswerte Energieversorgung der Schweiz zu gefährden. Die Energieeffizienz soll künftig deutlich erhöht, der Anteil der erneuerbaren Energien gesteigert und die energiebedingten CO₂-Emissionen gesenkt werden. Zudem dürfen keine Rahmenbewilligungen zum Bau neuer Kernkraftwerke mehr erteilt werden. Die Schweizer Stimmbevölkerung nahm in der Referendumsabstimmung vom 21. Mai 2017 die entsprechend neu ausgerichtete Energiegesetzgebung an, welche Anfang 2018 in Kraft getreten ist. Der Bundesrat hat am 27. September 2019 ausserdem die vollständige Öffnung des Strommarkts bekräftigt, welche dafür sorgen soll, dass sich innovative Produkte und Dienstleistungen sowie die Digitalisierung im Energiebereich rascher durchsetzen können. Gleichzeitig hat er beschlossen, eine Revision des Energiegesetzes vorzulegen, welche die Investitionsanreize in die einheimischen erneuerbaren Energien verbessert (Bundesrat, 2019d+2018). Da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden, hängt die Energiestrategie eng mit der Klimapolitik zusammen. Im Fokus steht hier die nächste Etappe mit der Totalrevision des CO₂-Gesetzes (Bundesrat, 2017a), die derzeit im Parlament beraten wird und welche die nationale Umsetzung des Klimaübereinkommens von Paris bis 2030 vorsieht. Die Schweiz hat sich dabei verpflichtet, bis zu diesem Zeitpunkt ihre Treibhausgasemissionen gegenüber dem Stand von 1990 zu halbieren. Aufgrund neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse des Weltklimarates (IPCC) hat der Bundesrat am 28. August 2019 zudem entschieden, dass die Schweiz bis 2050 nicht mehr Treibhausgase ausstossen soll, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können (Netto-Null Emissionen); gleichzeitig hat er die Verwaltung beauftragt, eine entsprechende langfristige Klimastrategie 2050 auszuarbeiten (Bundesrat, 2019b).

Rechtliche Grundlage und Zweck des Monitorings

Der mit der Energiestrategie 2050 angestrebte Umbau des Schweizer Energiesystems ist ein langfristiges Vorhaben. Aufgrund des langen Zeithorizonts ist ein Monitoring vorgesehen. Es erlaubt, die massgeblichen Entwicklungen und Fortschritte zu beobachten, den Grad der Zielerreichung zu messen, den Nutzen und die volkswirtschaftlichen Kosten der Massnahmen zu untersuchen und im Falle von ungewollten Entwicklungen frühzeitig und faktenbasiert steuernd einzugreifen. Rechtliche Grundlage für das Monitoring bildet die Energiegesetzgebung gemäss Art. 55ff des Energiegesetzes (EnG) und Art. 69ff der Energieverordnung (EnV). Relevant ist zudem Art. 74a des Kernenergiegesetzes (KEG) zur Berichterstattung über die Entwicklung der Kerntechnologie.

Das vom Bundesamt für Energie (BFE) in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) und anderen Bundesstellen betriebene Monitoring beobachtet ausgewählte Indikatoren und weiterführende quantitative und qualitative Analysen. Diese geben in regelmässigen Abständen darüber Auskunft, wie sich das Schweizer Energiesystem seit dem letzten Beobachtungszeitpunkt entwickelt hat beziehungsweise wo die Umsetzung der Energiestrategie 2050 im Vergleich zu den gesetzlich verankerten Richtwerten steht. Das Monitoring beinhaltet zwei Hauptprodukte, einen jährlichen Monitoring-Bericht, wie er hier für das Jahr 2019 (mit Daten mehrheitlich bis 2018) vorliegt, und eine zusätzliche fünfjährige Berichterstattung.

Der jährlich aktualisierte Monitoring-Bericht enthält quantitative Indikatoren mit wichtigen energiewirtschaftlichen Kennzahlen, ergänzt mit deskriptiven Teilen. Die fünfjährige Berichterstattung des Bundesrats zu Händen des Parlaments ergänzt und vertieft die jährliche Monitoring-Berichterstattung mit

weiteren Analysen. Insbesondere soll sie Bundesrat und Parlament erlauben, die Erreichung der Richtwerte gemäss Energiegesetz über einen längeren Zeitraum zu überprüfen und nötigenfalls zusätzliche oder eine Anpassung bestehender Massnahmen zu beschliessen. Die Berichte richten sich an die Politik und die Verwaltung, an Kreise aus der Wirtschaft, Umwelt und Gesellschaft sowie an die interessierte Bevölkerung.

Bezugsrahmen für das Monitoring

Die Energiestrategie 2050 bildet mit ihren Zielsetzungen, Richtwerten und Stossrichtungen den Bezugsrahmen für die Beurteilung der schweizerischen Energiepolitik im vorgesehenen Monitoring. Diese sind im EnG und der zugehörigen Botschaft des Bundesrates festgehalten (Bundesrat, 2013). Basis dafür bildeten die Szenarien der Energieperspektiven 2050 (Prognos, 2012), welche derzeit aktualisiert werden. Für das Monitoring relevant sind zudem weitere Vorlagen und Politiken des Bundes, darunter das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze, vgl. auch Bundesrat, 2016), welches gleichzeitig mit den dazugehörigen Verordnungen Anfang Juni 2019 in mit wenigen Ausnahmen Kraft getreten ist³. Weiter besteht wie eingangs erwähnt ein enger Bezug zur Klimapolitik und damit zum CO₂-Gesetz und dessen Weiterentwicklung (Bundesrat, 2017a+2019b).

Bereich	2020 (kurzfristig) im EnG verankert	2035 (mittelfristig) im EnG verankert	2050 (langfristig) gemäss Botschaft zum ersten Massnahmenpa- ket der Energiestrategie 2050
Durchschnittlicher Energiever- brauch pro Person und Jahr	minus 16%	minus 43%	minus 54%
Durchschnittlicher Stromver- brauch pro Person und Jahr	minus 3%	minus 13%	minus 18%
Durchschn. Jahresproduktion Strom aus Erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)	mindestens 4,4 Tera- wattstunden (TWh)	mindestens 11,4 TWh	mindestens 24,2 TWh
Durchschn. Jahresproduktion Strom aus Wasserkraft	kein Richtwert für 2020	mindestens 37,4 TWh	mindestens 38,6 TWh

Abbildung 1: Richtwerte Energiegesetz sowie langfristige Zielsetzung Energiestrategie 2050⁴

³ Einige Bestimmungen zum so genannten Mehrkostenfaktor in Bezug auf die Verkabelung von Leitungen und im Zusammenhang mit den Mehrjahresplänen zur Netzentwicklung (vgl. Themenfeld Netzentwicklung) werden erst per Juni 2020 bzw. Juni 2021 in Kraft gesetzt.

⁴ Verbrauchsrichtwerte gegenüber Basisjahr 2000. Endenergieverbrauch gemäss Energieperspektiven ohne internationalen Flugverkehr, ohne Gasverbrauch Kompressoren Transitgasleitung Erdgas, ohne statistische Differenz und Landwirtschaft. Stromverbrauch ohne statistische Differenz und Landwirtschaft. Richtwert Stromproduktion Erneuerbare ursprünglich gemäss Botschaft 14,5 TWh, gemäss Parlament auf 11,4 TWh gesenkt.

Stossrichtungen der Energiestrategie 2050

Um aufzuzeigen, auf welchem Weg die Zielsetzungen und Richtwerte erreicht werden können, definiert die Energiestrategie 2050 eine Reihe von grundsätzlichen Stossrichtungen, welche für das Monitoring ebenfalls relevant sind:

- *Energie- und Stromverbrauch senken:* Der sparsame Umgang mit Energie im Allgemeinen und Strom im Speziellen wird mit verstärkten Effizienzmassnahmen gefördert;
- *Anteil der erneuerbaren Energien erhöhen:* Die Stromproduktion aus Wasserkraft sowie aus den neuen erneuerbaren Energien (Sonne, Biomasse, Biogas, Wind, Abfall, Geothermie) wird ausgebaut. Weiter soll die Möglichkeit bestehen, die Nachfrage falls nötig durch einen Ausbau der fossilen Stromproduktion beispielsweise mittels Wärmekraftkopplung sowie gegebenenfalls mittels vermehrten Importen von Strom zu decken;
- *Energieversorgung sichern:* Wichtig ist der ungehinderte Zugang zu den internationalen Energiemärkten. Der Stromaustausch mit dem Ausland ist für eine sichere Stromversorgung und den temporären Ausgleich erforderlich. Für die künftigen inländischen Produktionsinfrastrukturen und den Stromaustausch sind ein rascher Ausbau der Stromübertragungsnetze und ein Umbau der Netze zu Smart Grids nötig. Das Schweizer Stromnetz soll zudem optimal an das europäische Stromnetz angebunden sein;
- *Um- und Ausbau der Stromnetze vorantreiben unter Beachtung der Energiespeicherung:* Mit dem Ausbau der neuen erneuerbaren Energien steigt aufgrund der fluktuierenden Einspeisung der Bedarf für einen Um- und Ausbau der Stromnetze und der Bedarf an Energiespeichern;
- *Energieforschung verstärken:* Zur Unterstützung des Umbaus des Energiesystems ist eine gezielte Stärkung der Energieforschung nötig. Dazu hat das Parlament im März 2013 den Aktionsplan „Koordinierte Energieforschung Schweiz“ verabschiedet (Bundesrat, 2012);
- *EnergieSchweiz:* Die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz fördern zusammen mit den Kantonen, Gemeinden und Marktpartnern Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Die Mittel sind Information der Bevölkerung, branchenspezifische Lösungsentwicklung und Wissensvermittlung, Qualitätssicherung sowie Koordination von schweizweiten Massnahmen;
- *Vorbildfunktion des Bundes, der Kantone, der Städte und der Gemeinden vorleben:* Diese gehen etwa bei den Baustandards für ihre eigenen Bauten mit gutem Beispiel voran. Die vom Programm EnergieSchweiz vergebenen Auszeichnungen Energiestadt sowie Energie-Region spielen hier eine wichtige Rolle. Im Weiteren hat der Bundesrat Anfang Juli 2019 das «Klimapaket Bundesverwaltung» verabschiedet, mit dem anknüpfend an die Energiestrategie 2050 die Treibhausgasemissionen der Bundesverwaltung stärker gesenkt werden sollen (Bundesrat, 2019a);
- *Internationale Zusammenarbeit weiter verstärken:* Die Schweiz als bedeutender Forschungs- und Innovationsstandort kann zum Aufbau von Wissen und Technologietransfer im Energiebereich international beitragen und auch davon profitieren. Die Einbindung in internationale Krisenmechanismen stärkt die Versorgungssicherheit der Schweiz.

Themenfelder und Indikatoren des Monitorings

Aus den oben genannten Zielsetzungen, Richtwerten und Stossrichtungen leiten sich die 7 Themenfelder und rund 40 Indikatoren ab, welche im jährlichen Monitoring verfolgt werden. Diese Beobachtungen sollen alle fünf Jahre in einer zusätzlichen Berichterstattung mit weiteren Analysen ergänzt und vertieft werden.

Methodische Anmerkungen

Das jährliche Monitoring der Energiestrategie 2050 umfasst im Sinne eines Gesamtüberblicks (nicht auf Massnahmenebene) ein breites Spektrum an Themen und ausgewählten Indikatoren in den Bereichen Gesamtenergie und Strom, Netzentwicklung, Versorgungssicherheit, Energieausgaben und -preise, energiebedingte CO₂-Emissionen und beschreibt Entwicklungen im internationalen Umfeld sowie in der Forschung und Technologie. Publiziert werden jeweils eine ausführliche Fassung des jährlichen Monitoring-Berichts (wie er hier vorliegt) sowie eine Kurzfassung, welche die wichtigsten Indikatoren und Ergebnisse zusammenfasst. Beide Versionen sind auf www.energiemonitoring.ch aufgeschaltet. Das jährliche Monitoring stützt sich im Wesentlichen auf bereits vorhandene und publizierte Daten und Berichte und nutzt gezielt Synergien zu bestehenden Monitoring-Systemen des Bundes. Als Ausgangsjahr für die Indikatoren gilt in der Regel das Jahr 2000. Bei einigen Indikatoren ist eine längere Zeitreihe sinnvoll, bei anderen wird eine kürzere Zeitspanne angezeigt, weil erst seit jüngerer Zeit Daten verfügbar sind. Im jährlichen Monitoring können nicht alle relevanten und interessanten Fragestellungen in Form von jährlich aktualisierbaren Indikatoren beobachtet und analysiert werden. Dafür sind entweder vertiefende Untersuchungen über einen längeren Zeithorizont nötig oder die jährliche Datenerhebung wäre zu aufwändig, respektive die Datengrundlagen fehlen. Das jährliche Monitoring weist daher naturgemäss Lücken auf. Es versteht sich jedoch als System, das regelmässig überarbeitet und weiterentwickelt werden soll. Im Weiteren stellt die jährliche Berichterstattung eine energiewirtschaftliche und energiestatistische Auslegeordnung dar und verzichtet auf weitergehende Schlussfolgerungen. Mit der fünfjährigen Berichterstattung des Bundesrats zu Handen des Parlaments besteht derweil ein Gefäss, welches einerseits vertiefende Untersuchungen aufnehmen kann. Diese werden koordiniert mit laufenden Grundlagenarbeiten des BFE (z.B. Energieperspektiven, Evaluationen). Andererseits ermöglicht die fünfjährige Berichterstattung eine energiepolitische Standortbestimmung und kann Handlungsempfehlungen abgeben.

Die nachfolgende Tabelle gibt eine Übersicht über die ausgewählten Themenfelder und Indikatoren, welche im jährlichen Monitoring-Bericht im Zentrum stehen. Rot hervorgehoben sind die **Leitindikatoren**, welche im Zusammenhang mit der Energiestrategie 2050 besonders im Fokus stehen. Die Indikatoren in blauer Farbe bezeichnen **vertiefende Indikatoren**, welche für den Gesamtkontext der Energiestrategie respektive für den sukzessiven Umbau des Energiesystems wichtig sind.

Themenfeld	Indikatoren des jährlichen Monitoring-Berichts (ausführliche Fassung)
Energieverbrauch und -produktion	<ul style="list-style-type: none"> • Endenergieverbrauch pro Person und Jahr • Stromverbrauch pro Person und Jahr • Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) • Stromproduktion aus Wasserkraft • Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs • Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren • Anteil erneuerbare Energien am Gesamtenergieverbrauch • Energieverbrauch nach Verwendungszwecken • Endenergie- und Stromverbrauch im Verhältnis zum BIP (Energie-/Stromintensität)
Netzentwicklung	<ul style="list-style-type: none"> • Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz • Erdverlegung von Leitungen (Verkabelung) • Netzinvestitionen und -abschreibungen (Übertragungs- und Verteilnetz)
Versorgungssicherheit	<p><i>Energieübergreifend</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Endenergieverbrauch nach Energieträgern (Diversifizierung) • Stromproduktion nach Energieträgern (Diversifizierung) • Einfuhrüberschuss an Energieträgern und Kernbrennstoffen sowie inländische Produktion (Auslandabhängigkeit) <p><i>Strom</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • System Adequacy (deskriptiv) • Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf • Importkapazität (Net Transfer Capacity) • Netzstabilität (N-1-Verletzungen) • Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit (SAIDI) <p><i>Erdgas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Zweistoffanlagen • Infrastrukturstandard/N-1-Kriterium <p><i>Erdöl</i></p> <ul style="list-style-type: none"> • Diversifikation Transportmittel • Import-Portfolio Rohöl • Einfuhr Rohöl und Erdöl-Produkte
Ausgaben und Preise	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung und Treiber der Endverbraucherausgaben für Energie • Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich • Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen • Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte
CO ₂ -Emissionen	<ul style="list-style-type: none"> • Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf • Energiebedingte CO₂-Emissionen insgesamt und nach Sektoren • Energiebedingte CO₂-Emissionen Industrie u. Dienstl. pro Bruttowertschöpfung • Energiebedingte CO₂-Emissionen Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und -leistung
Forschung und Technologie	<ul style="list-style-type: none"> • Ausgaben der öffentlichen Hand für Energieforschung • Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie (deskriptiv) • Exkurs: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen v. Stromproduktionstechnologien (deskriptiv)
Internationales Umfeld	<ul style="list-style-type: none"> • Entwicklung der globalen Energiemärkte (deskriptiv) • Entwicklungen in der EU (deskriptiv) • Internationale Klimapolitik (deskriptiv) • Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich (deskriptiv)

Abbildung 2: Themenfelder u. Indikatoren jährlicher Monitoring-Bericht (ausführliche Fassung)

Das BFE hat 2019 im Rahmen des Monitorings der Energiestrategie 2050 eine Datenerhebung bei Schweizer Stromverteilnetzbetreibern gestartet; diese umfasst den **Eigenverbrauch (inkl. Zusammenschlüsse), die Verbreitung von intelligenten Messsystemen (Smart Meter) und intelligenten Steuer- und Regelsystemen**. Die Datenerhebung erfolgte im Jahr 2019 für das Lieferjahr 2018 erstmals und wird künftig jährlich durchgeführt. Bei Publikation des vorliegenden Monitoringberichts war die Plausibilisierung der Daten noch im Gange; entsprechende Indikatoren werden daher im nächsten Bericht aufgezeigt.

Themenfeld Energieverbrauch und -produktion

Die Senkung des Energie- und Stromverbrauchs durch verstärkte Effizienzmassnahmen ist eine der Hauptstossrichtungen der Energiestrategie 2050 und damit ein wichtiger Pfeiler der Energiegesetzgebung. Dasselbe gilt für den Ausbau der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen, welche den schrittweisen Wegfall der Kernkraftwerkkapazitäten teilweise kompensieren muss. Das Monitoring der Energiestrategie 2050 analysiert diese zentralen Fragestellungen beim sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems. Die Indikatoren in diesem Themenfeld decken in erster Linie die im Energiegesetz (EnG) festgeschriebenen Richtwerte für den Energie- und Stromverbrauch pro Person bis 2020 und 2035 sowie die Richtwerte für den Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien bis 2020 und 2035 sowie für Wasserkraft bis 2035 ab. Relevant sind zudem die Grundsätze im EnG, wonach jede Energie möglichst sparsam und effizient zu verwenden (Energieeffizienz) und der Gesamtenergieverbrauch zu einem wesentlichen Teil aus erneuerbaren Energien zu decken ist. Als Kontextinformationen werden weitere Indikatoren zum Energieverbrauch und dessen Einflussfaktoren, zur Entwicklung nach Sektoren sowie nach Verwendungszwecken angefügt.

Überprüfung der Richtwerte gemäss Energiegesetz

Das EnG schreibt ausgehend vom Basisjahr 2000 relative Energie- und Stromverbrauchsrichtwerte für die Jahre 2020 und 2035 fest (Art. 3, Abs. 1 und 2). Für die Verbrauchs-Indikatoren bildet der Endenergie- beziehungsweise Stromverbrauch der Sektoren Haushalte, Industrie, Dienstleistungen und Verkehr gemäss der Schweizerischen Gesamtenergiestatistik die Ausgangsbasis. Wie in den Energieperspektiven 2050 (Prognos, 2012) wird im Verkehrssektor der Treibstoffverbrauch für den internationalen Flugverkehr sowie der Gasverbrauch der Kompressoren zum Betrieb der Transitleitung für Erdgas nicht berücksichtigt. Auch die statistische Differenz inkl. Landwirtschaft wird nicht einbezogen. Somit entspricht die Abgrenzung der Indikatoren des Monitorings jener der Energieperspektiven 2050: Die Szenarien „Politische Massnahmen des Bundesrats“/POM und „Neue Energiepolitik“/NEP der Energieperspektiven dienen für die Ableitung der Verbrauchsrichtwerte in Art. 3 des Energiegesetzes als Grundlage. Neben der tatsächlichen Entwicklung seit 2000 wird zusätzlich der witterungsbereinigte Verlauf angegeben, denn insbesondere der jährliche Verbrauch von Energie für Raumwärme ist stark von der Witterung abhängig⁵. Mit dem korrigierten Verbrauchswert lässt sich im Berichtsjahr eine von der Witterung unabhängige Aussage über den Verbrauch ableiten. Die Pro-Kopf-Betrachtung erlaubt derweil eine von der Bevölkerungsentwicklung unabhängige Betrachtung der Verbrauchsentwicklung. Im Gegensatz zu den relativen Richtwerten beim Energie- und Stromverbrauch sind beim Ausbau der erneuerbaren Energien absolute Richtwerte vorgegeben (*s. weiter unten*).

⁵ Der witterungsabhängige Energieverbrauch für Raumwärme wird je Energieträger mit dem so genannten Gradtag-Strahlungsverfahren witterungsbereinigt (Prognos, 2015). Der Anteil Raumwärme am Endenergieverbrauch je Energieträger basiert auf den Analysen des schweizerischen Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken. Die jährlichen Witterungsbereinigungsfaktoren beziehen sich auf das Mittel aller Gebäudetypen und sind auf das Jahr 2000 normiert.

Endenergieverbrauch pro Person und Jahr

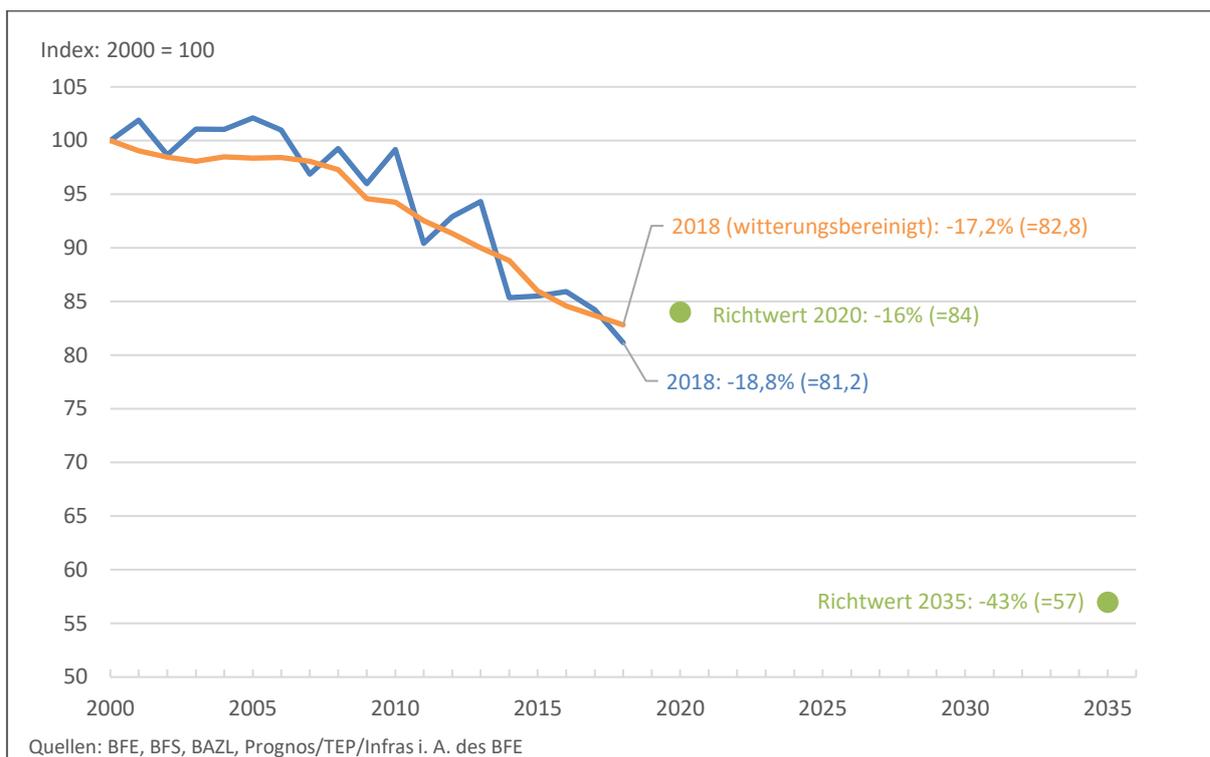


Abbildung 3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs⁶ pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Kopf hat seit 2000 abgenommen, wie *Abbildung 3* zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Endenergieverbrauch 2018 um 1,9 Prozent tiefer lag als im Jahr 2000, während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 18,5 Prozent zugenommen hat. Die angestrebte Senkung des Endenergieverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss Energiegesetz 16 Prozent bis 2020 und 43 Prozent bis 2035. 2018 lag der Energieverbrauch pro Kopf bei 87,4 Gigajoule (0,025 GWh) und damit 18,8 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 17,2 Prozent, womit der Richtwert für 2020 unterschritten wurde (*vgl. orange Kurve*). Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 2,2 Prozent pro Jahr sinken, damit auch der Richtwert für 2035 erreicht werden kann. Der Rückgang des absoluten Endenergieverbrauchs im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr ist vorwiegend auf die wärmere Witterung zurückzuführen, entsprechend nahm die Nachfrage nach Raumwärme gegenüber dem Vorjahr ab. Zusätzlich haben der technische Fortschritt und politische Massnahmen einen bedeutenden Teil zum Rückgang beigetragen. Über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2018 wirkten die Mengeneffekte verbrauchsfördernd; dazu werden alle „reinen“ Wachstumseffekte gezählt wie die Wirtschaftsleistung insgesamt (exkl. Struktureffekte), Bevölkerung, Energiebezugsflächen und Motorfahrzeugbestand. Kompensiert wurden die verbrauchsfördernden Effekte insbesondere durch politische Massnahmen und den technologischen Fortschritt, welche seit 2000 eine zunehmend verbrauchsmindernde Tendenz aufweisen. Verbrauchsmindernd wirkte sich zwischen 2000 und 2018 auch die Substitution von Heizöl durch Erdgas und zunehmend durch Fernwärme, Umgebungswärme und Holz aus. Bei den Treibstoffen ist bis 2016 eine Substitution von Benzin durch Diesel festzustellen, seither ist dieser Effekt aber wieder

⁶ Ohne internat. Flugverkehr, ohne Gasverbrauch Kompressoren Transitleitung Erdgas, ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft.
14/98

von geringerer Bedeutung (Quellen: BFE, 2019a / BFS, 2019a / BAZL, 2019 / Prognos/TEP/Infras 2019a+b).

Stromverbrauch pro Person und Jahr

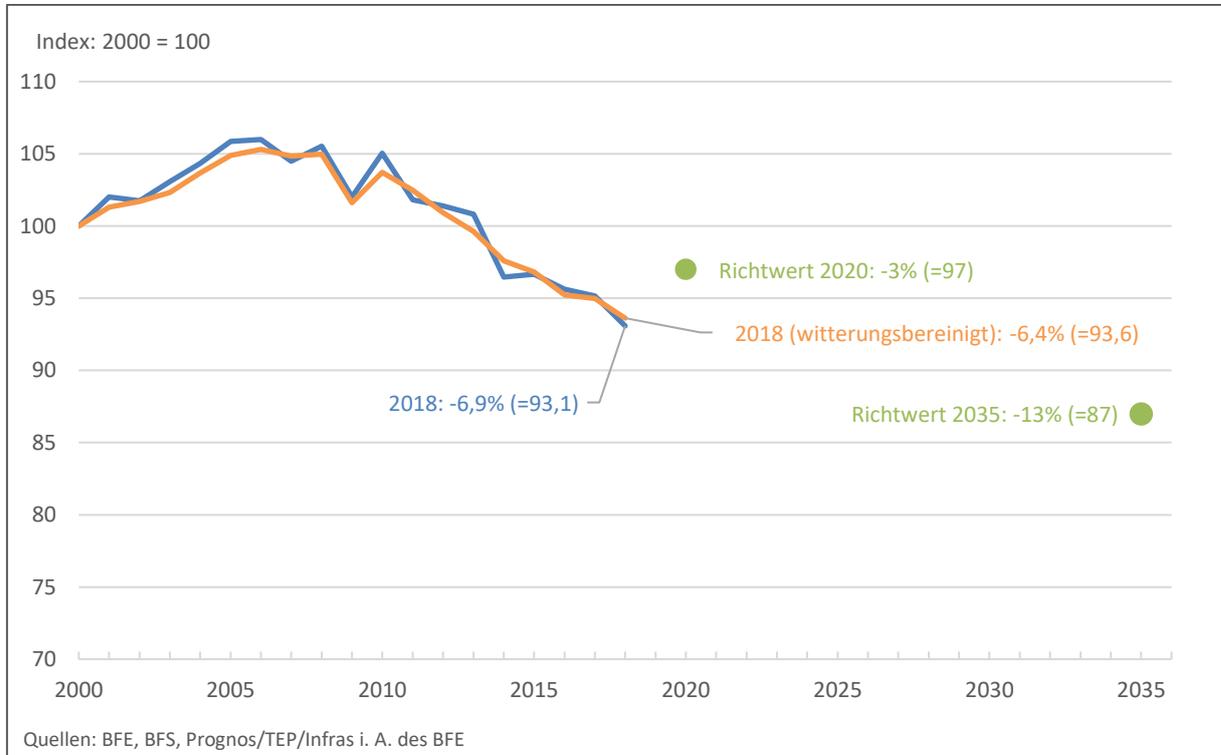


Abbildung 4: Entwicklung des Stromverbrauchs⁷ pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,4 Prozent stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2 Prozent wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie *Abbildung 4* zeigt. Der Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2018 um 0,1 Prozent abgenommen, während die Bevölkerung im gleichen Zeitraum um 13,8 Prozent gestiegen ist. Der starke Rückgang des Pro-Kopf-Verbrauchs im Jahr 2009 ist auf die deutliche wirtschaftliche Abkühlung zurückzuführen. Die angestrebte Reduktion des Stromverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss Energiegesetz 3 Prozent bis 2020 und 13 Prozent bis 2035. 2018 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 24,0 Gigajoule (0,007 GWh) und damit 6,9 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 6,4 Prozent (*vgl. orange Kurve*). Der Richtwert für das Jahr 2020 ist damit unterschritten. Der witterungsbereinigte Stromverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 0,4 Prozent pro Jahr sinken, damit auch der Richtwert für 2035 (-13%) erreicht werden kann. 2018 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 1,4 Prozent abgenommen. Verantwortlich für diesen Rückgang sind hauptsächlich der technologische Fortschritt und politische Massnahmen. Zusätzlich hatte die wärmere Witterung eine leicht verbrauchsmindernde Wirkung auf den Stromverbrauch. Zum langfristigen Anstieg des Stromverbrauchs über die gesamte Betrachtungsperiode 2000

⁷ ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft

bis 2018 trugen hauptsächlich Mengeneffekte und in geringerem Ausmass Struktureffekte (z.B. unterschiedliche Wachstumsraten einzelner Branchen) bei. Energiepolitische Instrumente und Massnahmen (z.B. politische Vorgaben und die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz) und technologische Entwicklungen (bauliche Massnahmen der Wärmedämmung sowie der Einsatz effizienterer Heizanlagen, Elektrogeräte, Beleuchtungen, Maschinen usw.) hatten dagegen einen zunehmend dämpfenden Einfluss auf den Stromverbrauch (Quellen: BFE, 2019a / BFS, 2019a / Prognos/TEP/Infras 2019a+b).

Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)

Auf der Produktionsseite steht mit dem künftigen stufenweisen Wegfall der Kernkraftwerkkapazitäten die Nutzung der erneuerbaren Energien zur Stromproduktion im Zentrum. Neben einer Steigerung der Energieeffizienz sieht die Energiestrategie 2050 deshalb den Ausbau der neuen erneuerbaren Energien vor, dies unter Berücksichtigung der ökologischen Anforderungen. Die in absoluten Zahlen angegebenen Richtwerte beziehen sich auf die inländische Produktion, was dem Wirkungsbereich der Instrumente des EnG entspricht: Die Richtwerte sind in Artikel 2, Absatz 1 verankert.

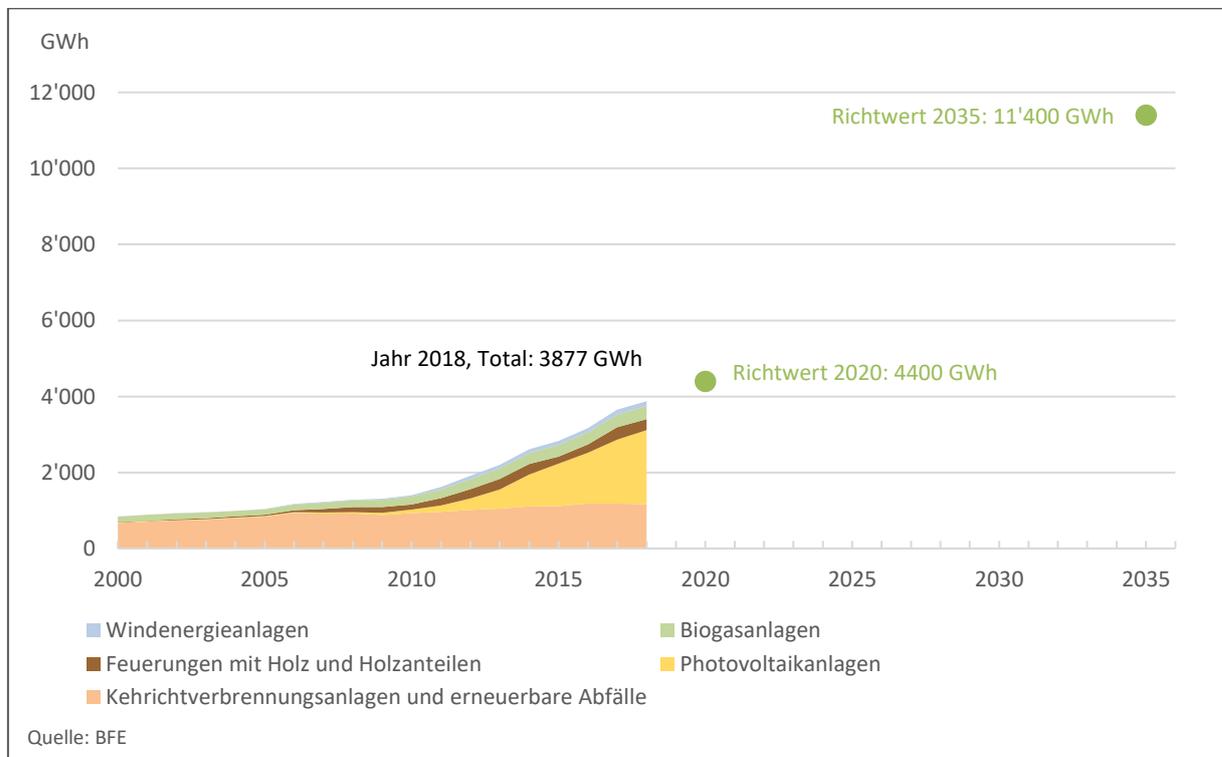


Abbildung 5: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ist seit dem Jahr 2000 angestiegen, wie *Abbildung 5* zeigt. Ab 2010 hat sich die Zunahme verstärkt. 2018 betrug die Produktion 3877 Gigawattstunden (GWh), das entspricht 6,1 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 betrug die erneuerbare Stromproduktion 1402 GWh. Folglich wird zwischen 2010 und 2020 ein Nettozuwachs von rund 3000 GWh angestrebt. Davon sind im Berichtsjahr rund 82,6 Prozent erreicht. 2018 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 224 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 309 GWh pro Jahr. In den kommenden Jahren ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 262 GWh notwendig, um den Richtwert 2020 von 4400 GWh zu erreichen. 2035 beträgt der Richtwert 11'400 GWh. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein höherer Nettozuwachs von 443 GWh pro Jahr erforderlich. Die Aufteilung nach Technologien zeigt, dass seit 2010 insbesondere die

Photovoltaik (PV) absolut gesehen stark zugelegt hat. Rund 50,1 Prozent trägt sie heute zur erneuerbaren Stromproduktion bei. Ebenfalls zugenommen hat die Stromproduktion aus Kehrrechtverbrennungsanlagen und erneuerbaren Abfällen, welche mit 30,2 Prozent nach der Photovoltaik am meisten zur erneuerbaren Stromproduktion beiträgt. Die Stromproduktion aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen erhöhte sich ebenfalls seit 2010 (Anteil 2018: 7,5%). Nur leicht geringer ist der Zuwachs bei der Stromproduktion aus Biogas (Anteil 2018: 9,1%). Die Windenergie ihrerseits hat seit 2010 ebenfalls zugenommen, sie macht mit 3,1 Prozent jedoch nach wie vor einen geringen Anteil der erneuerbaren Stromproduktion aus. Zurzeit wurde noch keine Geothermie-Anlage für die Stromproduktion realisiert (Quelle: BFE, 2019a).

Ein Blick auf Projekte zur erneuerbaren Stromproduktion ergibt folgendes Bild (wobei zu beachten ist, dass deren Realisierung von vielen Faktoren abhängig ist):

- Insgesamt befinden sich 17'988 **PV-Anlagen** mit einer voraussichtlichen Produktion von rund 848 GWh pro Jahr auf der Abbauliste für Einmalvergütungen für kleine respektive auf der Warteliste für grosse Anlagen. Diese Anlagen sind auch nach neuem EnG weiterhin förderwürdig und wurden von der ehemaligen KEV-Warteliste übertragen.
- Über alle Technologien gesehen gibt es insgesamt 805 Anlagen mit einem **positiven Bescheid** zur Aufnahme ins Einspeisevergütungssystem, das entspricht voraussichtlich einer Produktion von rund 2802 GWh pro Jahr. Diese sind aber noch nicht gebaut und der Weg bis zur Baubewilligung und Realisierung ist teilweise noch weit (insbesondere bei der Windenergie mit 438 Anlagen/1735 GWh auf der Liste).
- Auf der **Warteliste** für das Einspeisevergütungssystem befinden sich über alle Technologien gesehen insgesamt 1115 Anlagen mit einer voraussichtlichen Produktion von rund 3058 GWh pro Jahr.

(Quelle: Pronovo, 2019 – 3. Quartal 2019, Stand 1. Oktober 2019)

Stromproduktion aus Wasserkraft

Die Wasserkraft trägt den Grossteil zur Schweizer Stromversorgung bei und soll gemäss Energiestrategie 2050 und Energiegesetz weiter ausgebaut werden. 2035 soll die durchschnittliche Produktion gemäss Richtwert im Energiegesetz (Art. 2, Abs. 2) bei mindestens 37'400 GWh liegen (ein Richtwert für 2020 wurde nicht gesetzt). Bei Pumpspeicherkraftwerken ist nur die Produktion aufgrund natürlicher Zuflüsse in diesen Zahlen enthalten. Beim Ausbau der Stromproduktion aus Wasserkraft stützen sich Energiestrategie 2050 und Energiegesetz auf eine mittlere Produktionserwartung⁸ auf Basis der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA). Dies, weil damit jährliche klimatische oder marktbedingte Schwankungen geglättet sind.

⁸ Mittlere Produktionserwartung zuzüglich Produktionserwartung aus Kleinstkraftwerken <300kW (gemäss Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, WASTA). Exklusive mittlerer Energiebedarf sämtlicher Zubringerpumpen (für die Zubringerpumpen ist ein Wirkungsgrad von 83% unterstellt) und exklusive Strombedarf für den Umwälzbetrieb.

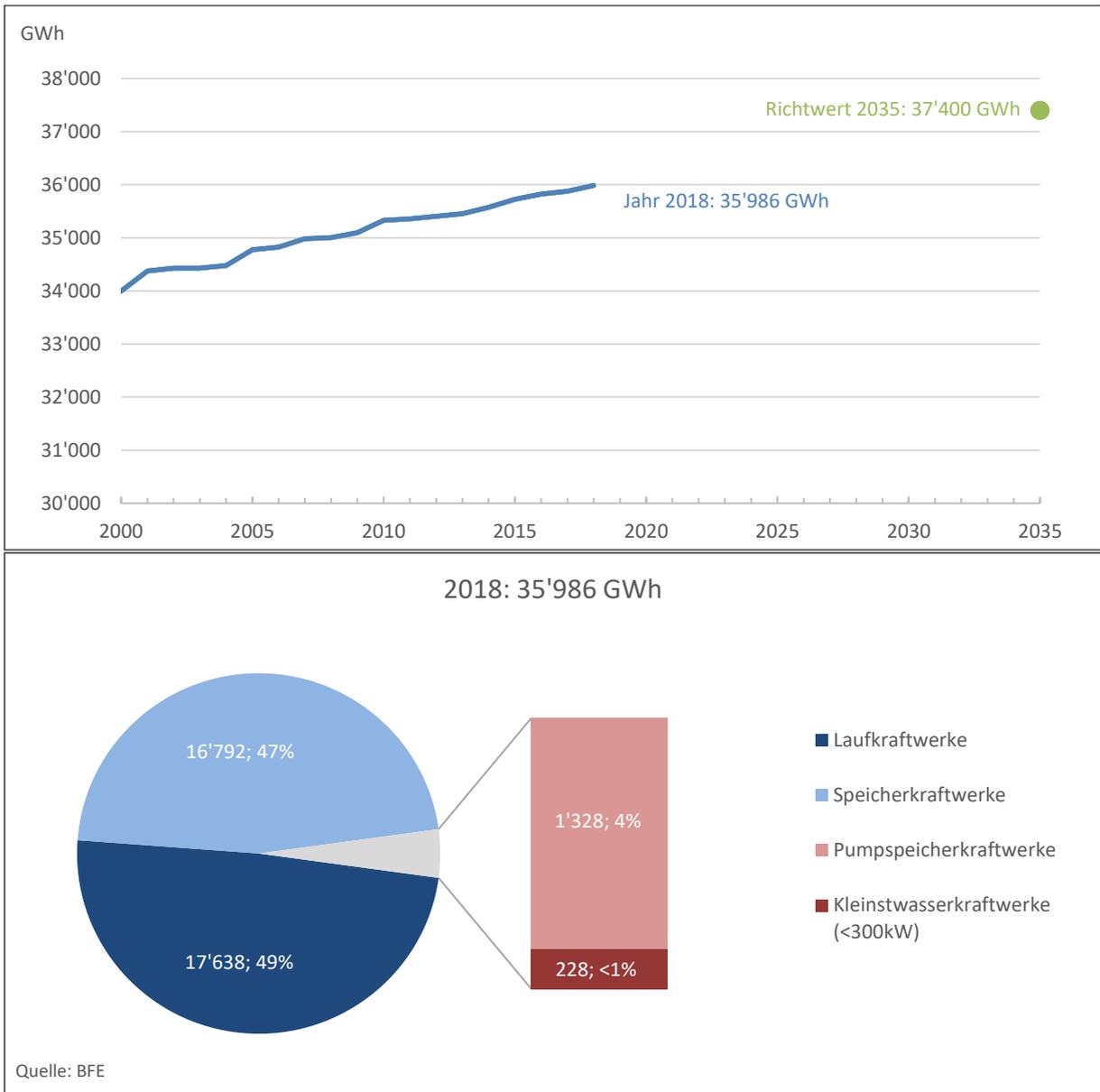


Abbildung 6: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000 sowie Aufschlüsselung nach Kraftwerktyp im Berichtsjahr

Abbildung 6 (n. B. Skala beginnt nicht bei Null) zeigt, dass die Stromproduktion aus Wasserkraft seit 2000 kontinuierlich angestiegen ist, was primär auf den Zubau neuer Anlagen sowie auf Erweiterungen und Optimierungen bestehender Anlagen zurückzuführen ist (obere Grafik). 2018 (Stand 1.1.2019) lag die mittlere Produktionserwartung bei 35'986 GWh. Im Basisjahr 2011 (Stand 1.1.2012) betrug diese 35'354 GWh. Um den Richtwert zu erreichen, wird zwischen 2011 und 2035 ein Nettozuwachs von rund 2000 GWh angestrebt. Davon waren im Berichtsjahr 30,9 Prozent erreicht. 2018 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 107 GWh, seit 2012 lag er im Durchschnitt bei 90 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 83 GWh notwendig. Gemäss der im 2019 aktualisierten Abschätzung des BFE zum Ausbaupotenzial der Wasserkraftnutzung ist dieser Richtwert nach heutigem Stand zwar erreichbar, allerdings muss dazu fast das gesamte bis 2050 ausgewiesene Potenzial bereits bis 2035 realisiert werden; in der Analyse nicht berücksichtigt

wurden derweil das Potenzial von neuen Gletscherseen sowie das Potenzial von Projekten, welche die Elektrizitätswirtschaft aus Vertraulichkeitsgründen nicht offengelegte. Die untere Grafik zeigt die Aufteilung der mittleren Produktionserwartung nach Kraftwerktyp (Kuchendiagramm) im Berichtsjahr. Diese Anteile sind seit dem Jahr 2000 mehr oder weniger konstant geblieben. In der Schweiz können seit 2018 Investitionsbeiträge für neue Wasserkraftwerke sowie für wesentliche Erweiterungen oder Erneuerungen solcher Anlagen beantragt werden. Das BFE 2019 hat für die per Stichtag 30. Juni 2018 eingereichten Anträge Investitionsbeiträge für drei Grosswasserkraftanlagen zugesprochen, welche künftig eine Gesamtproduktion von 423,1 GWh liefern. Für die im Jahr 2018 eingereichten Anträge für Kleinwasserkraftwerke wurde bisher für Anlagen mit einem Zuwachs von 20 GWh ein Investitionsbeitrag zugesichert. Per Mitte September 2019 gibt es zudem noch nicht bewilligte Anträge für Investitionsbeiträge für Wasserkraftprojekte mit einem voraussichtlichen Zuwachs von 20 GWh (Kleinwasserkraft). Aktuell im Bau befinden sich 170 GWh, darunter das Gemeinschaftskraftwerk Inn (GKI) mit 58 GWh (Schweizer Anteil, Inbetriebnahme ca. 2021), Oberwald (Gere) mit 22 GWh (Inbetriebnahme 2020) und Miltlödi (Föhnen/Sool) mit 21,8 GWh (Inbetriebnahme 2020) (Quellen: BFE, 2019b+g).

Vertiefende Indikatoren zum Energie- und Stromverbrauch

Neben den Pro-Kopf-Werten liefert die Gesamtbetrachtung des Energie- und Stromverbrauchs wichtige Kontextinformationen über die Einflussfaktoren des Verbrauchs sowie über den sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems, wie es in der Energiestrategie 2050 aufgezeigt wird. Im Gegensatz zu den obigen Verbrauchsindikatoren sind die nachfolgenden Indikatoren im Sinne einer Gesamtsicht gemäss der Gesamtenergiestatistik abgegrenzt (inkl. internationalem Flugverkehr und statistischer Differenz, nicht witterungsbereinigt).

Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs

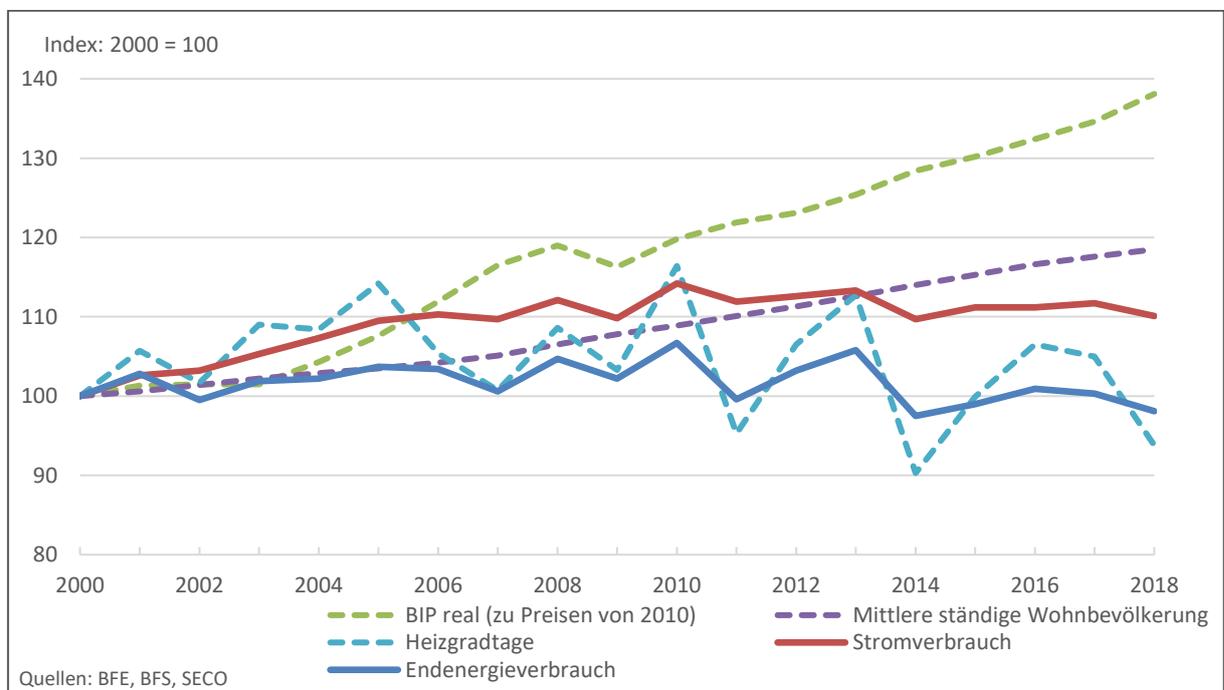


Abbildung 7: Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)

Abbildung 7 zeigt die Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (Bevölkerungswachstum, BIP und Witterung/Heizgradtage) seit dem Jahr 2000. Kurzfristig hat die Witterung einen grossen Einfluss auf den Energieverbrauch, langfristig sind u.a. BIP und Bevölkerungswachstum bestimmend für die Verbrauchsentwicklung. Über die gesamte Zeitperiode hatten auch weitere nicht in der Grafik dargestellte Faktoren einen Einfluss auf die Verbrauchsentwicklung. Dazu gehören u.a. etwa der technologische Fortschritt und politische Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs, aber auch Substitutionseffekte, die durch den Wechsel zwischen den Energieträgern für ein und denselben Verwendungszweck entstehen (z.B. den Wechsel von Benzin zu Diesel im Verkehr oder von Heizöl zu Erdgas zu Heizzwecken). Beim Energieverbrauch ist seit dem Jahr 2000 eine Stabilisierung festzustellen; der Stromverbrauch ist bis Ende der 2000er-Jahre angestiegen, seither hat sich das Wachstum verlangsamt respektive es zeichnet sich ebenfalls eine Stabilisierung ab. Dies obwohl Bevölkerung und BIP von 2000-2018 deutlich gewachsen sind. Der Rückgang des BIP im Jahr 2009 ist auf die wirtschaftliche Abkühlung zurückzuführen. 2011 und 2014 ist ein starker Rückgang der Heizgradtage ersichtlich, was sich dämpfend auf den Energie- und Stromverbrauch auswirkte (Quelle: BFE, 2019a).

Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren

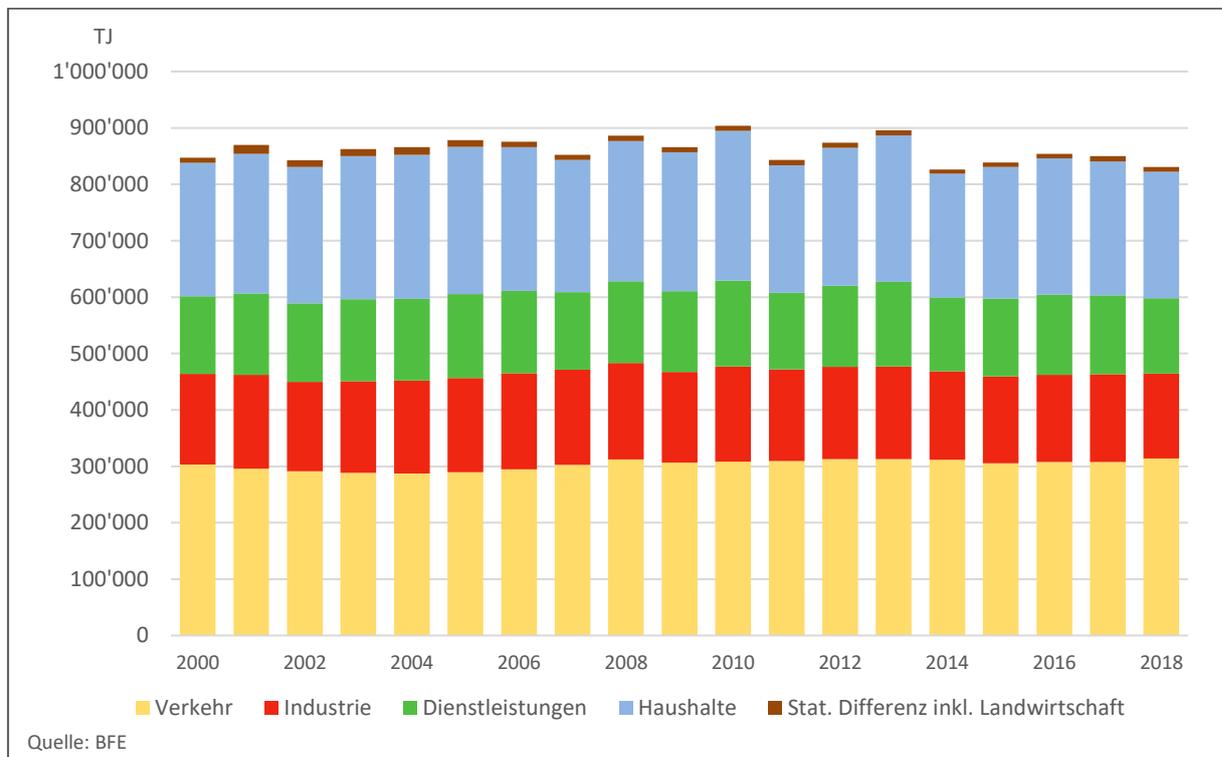


Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs (in TJ) total und nach Sektoren (Verbrauchergruppen)

Gemäss Schweizerischer Gesamtenergiestatistik lag der Endenergieverbrauch der Schweiz im Jahr 2018 bei 830'880 Terajoule (TJ). Gegenüber 2017 sank der Endenergieverbrauch um 2,2 Prozent; dies ist in erster Linie auf die etwas wärmere Witterung im Jahr 2018 zurückzuführen. Seit 2000 hat der Endenergieverbrauch um 1,9 Prozent abgenommen (2000: 847'080 TJ), obwohl die Bevölkerung um rund 18,5 Prozent stieg. Bei der Betrachtung nach Sektoren veranschaulicht *Abbildung 8*, dass der **Verkehr** (bei dieser Betrachtung unter Berücksichtigung des internationalen Flugverkehrs) die grösste Verbrauchergruppe darstellt. 2018 betrug der Anteil 37,8 Prozent (2000: 35,8%). Der Anteil des internationalen Flugverkehrs am Verbrauch des Verkehrssektors betrug 24,6 Prozent (2000: 21,1%). Der 20/98

Anteil des **Industriesektors** am gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich 2018 auf 18,1 Prozent (2000: 19,0%), derjenige des **Dienstleistungssektors** auf 16,1 Prozent (2000: 16,2%). Der Anteil der **Haushalte** am gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich auf 27,0 Prozent (2000: 27,9%). Die wärmere Witterung im 2018 gegenüber 2017 schlägt sich hauptsächlich in einem Verbrauchsrückgang bei den privaten Haushalten (-12'840 TJ, -5,4%) und im Dienstleistungssektor (-6'230 TJ, -4,5%) nieder. Das sind diejenigen Sektoren, deren Energieverbrauch in der kurzen Frist stark von der Witterung abhängig ist. Eine Abnahme des Endenergieverbrauchs zeigt sich auch im Industriesektor (-5'060 TJ, -3,3%). Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors hat gegenüber 2017 zugenommen (+6'020 TJ, +2,0%), am stärksten die Flugtreibstoffe (+4'320 TJ, +5,7%). Gegenüber 2000 hat der Endenergieverbrauch in allen Sektoren mit Ausnahme des Verkehrssektors abgenommen (Haushalte: -12'320 TJ, -5,2%; Industrie: -10'300 TJ, -6,4%; Dienstleistungen: -3'900 TJ, -2,8%; Verkehr: +10'740 TJ, +3,5%). Langfristig sind in allen Sektoren die Mengeneffekte der stärkste verbrauchstreibende Faktor. Den grössten Einfluss haben die Mengeneffekte auf den Energieverbrauch der privaten Haushalte und des Verkehrs. In diesen beiden Sektoren ist seit 2000 ein deutlicher Anstieg der Treiber zu verzeichnen: Bevölkerung (+18,5%), Energiebezugsflächen bei den Wohnungen (+31,3%), Motorfahrzeugbestand (+33,4%). Die technische Entwicklung und politische Massnahmen zur Reduktion des Energieverbrauchs wirkten in allen Sektoren den Mengeneffekten entgegen. Die Verbrauchszunahme aufgrund der Mengeneffekte konnte dadurch bei den privaten Haushalten vollständig kompensiert werden. Im Industrie- und im Dienstleistungssektor reichte die Wirkung nur knapp nicht aus, um die Mengeneffekte zu kompensieren. Alleine im Verkehrssektor bleibt die verbrauchssenkende Wirkung durch Technik und Politik deutlich hinter jener der verbrauchstreibenden Mengeneffekte zurück. Substitutionseffekte wirken in der Summe ebenfalls reduzierend auf den Energieverbrauch. Im Vergleich zur Wirkung der technischen Entwicklung und Politik war diese Reduktionswirkung deutlich geringer. Von Bedeutung war dabei insbesondere bei den privaten Haushalten aber auch im Dienstleistungssektor der Trend weg von Heizöl zu Erdgas, Fernwärme, Holz und Umgebungswärme im Bereich Raumwärme. Bei den Treibstoffen ist bis 2016 eine Substitution von Benzin mit Diesel festzustellen, seither ist dieser Effekt aber wieder von geringerer Bedeutung. Struktureffekte und die Witterung hatten langfristig eine geringe Wirkung auf das Verbrauchsniveau in den einzelnen Sektoren. Über alle Sektoren betrachtet wurde der Anstieg des Energieverbrauchs aufgrund der Mengeneffekte durch die technische Entwicklung und politische Massnahmen sowie Substitutionseffekte mehr als kompensiert. Aus diesem Grund hat der Endenergieverbrauch gegenüber 2000 abgenommen, trotz einer deutlichen Zunahme von Bevölkerung, BIP, Motorfahrzeugbestand und Energiebezugsflächen (Quellen: BFE, 2019a / Prognos/TEP/Infras 2019a+b i. A. des BFE).

Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch

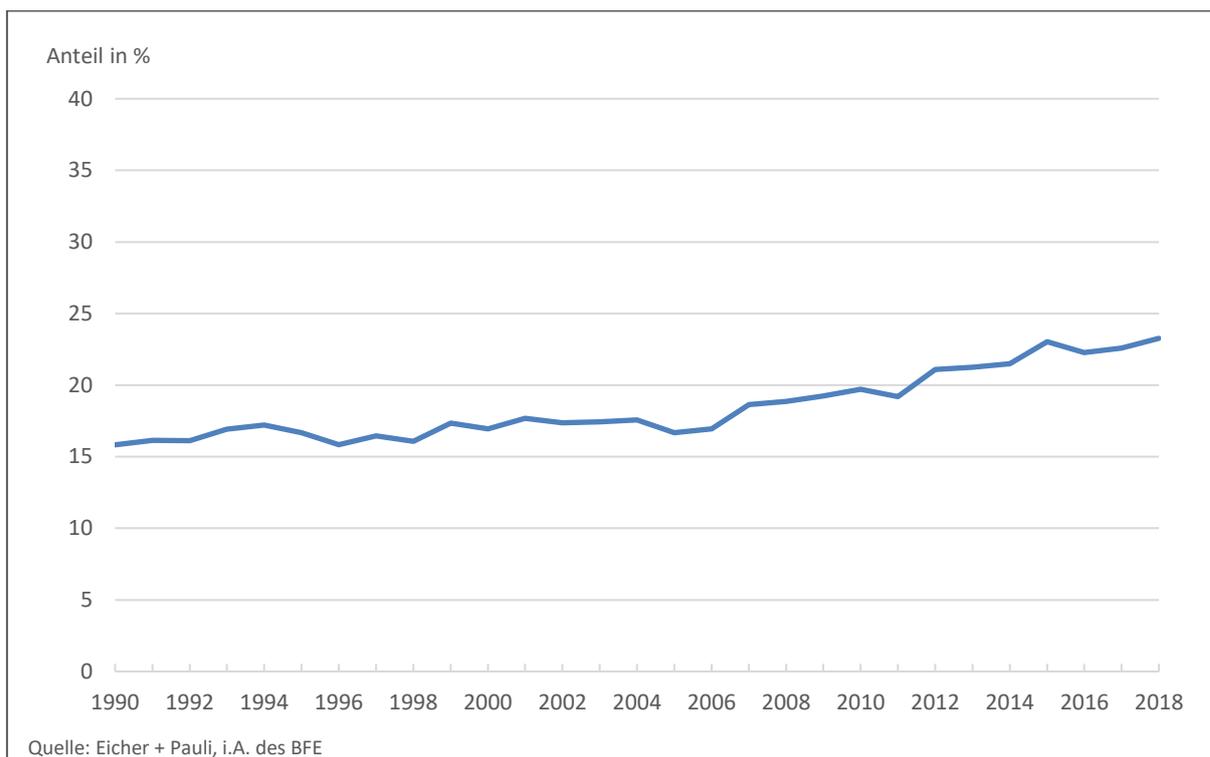


Abbildung 9: Anteil Erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %)

Der Gesamtenergieverbrauch soll gemäss Energiestrategie 2050 und Energiegesetz künftig zu einem wesentlichen Teil aus erneuerbaren Energien gedeckt werden können. *Abbildung 9* zeigt, dass der erneuerbare Anteil am gesamten Endenergieverbrauch seit 2000 tendenziell gestiegen ist. Ab Mitte der 2000er-Jahre hat sich das Wachstum verstärkt. Der Anteil der erneuerbaren Energien am gesamten Endenergieverbrauch lag 2018 insgesamt bei 23,3 Prozent (2017: 22,6 Prozent; 2000: 17,0 Prozent) (Quelle: Eicher + Pauli, 2019 i. A. des BFE).

Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken

Die Analyse des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken veranschaulicht, wie sich der Gesamtverbrauch auf die wesentlichsten Verwendungszwecke wie Beleuchten, Heizen, Kochen, Transportieren usw. verteilt. Diese sind meist in mehreren Sektoren relevant. Berücksichtigt werden einerseits Verwendungszwecke, die einen grossen Anteil am Gesamtverbrauch haben, wie Raum- und Prozesswärme, Mobilität, Prozesse und Antriebe. Relevant sind weitere Bereiche, die im gesellschaftlichen Fokus stehen, wie Beleuchtung sowie Information und Kommunikation (I & K). Die Analyse des Energieverbrauchs nach Verwendungszwecken stützt sich auf modellbasierte Analysen, welche den inländischen Energieverbrauch abdecken. Das heisst, dass der internationale Flugverkehr und der Tanktourismus hierbei nicht berücksichtigt werden, dies im Unterschied zum Endenergieverbrauch gemäss Gesamtenergiestatistik.

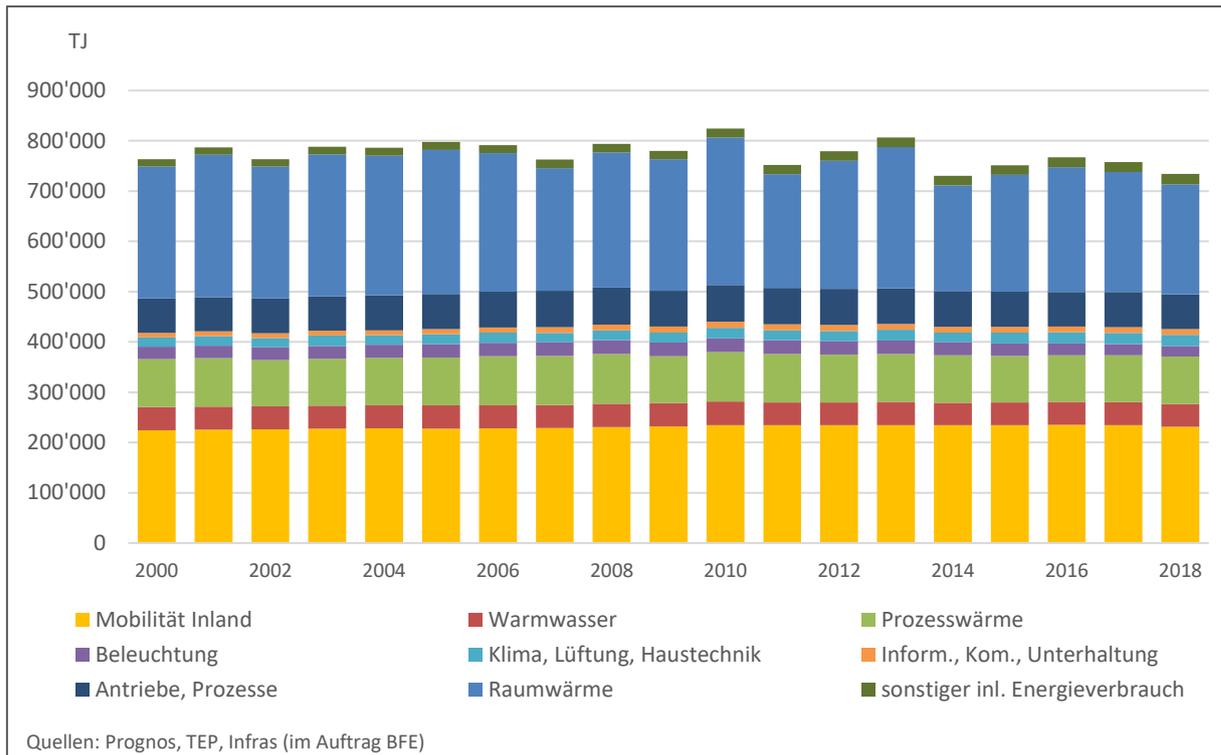


Abbildung 10: Entwicklung des inländischen Endenergieverbrauchs⁹ nach Verwendungszwecken

Abbildung 10 zeigt, dass der inländische Endenergieverbrauch 2018 gegenüber 2017 abgenommen hat. Dies ist hauptsächlich auf die Effizienzentwicklung sowie die Witterung zurückzuführen. Das Jahr 2018 war deutlich wärmer als 2017, die Zahl der Heizgradtage hat sich um 10,6 Prozent verringert. Der Raumwärmeverbrauch ist um 8,5 Prozent zurückgegangen. Ebenfalls rückläufig waren die Verbräuche für die Verwendungszwecke Beleuchtung (-7,5%) und Mobilität im Inland (-1,3%). Der jährliche Raumwärmeverbrauch schwankt auf Grund der Witterung stark. Insgesamt hat er jedoch gegenüber 2000 deutlich abgenommen (-16%; witterungsbereinigt -10,5%). Ebenfalls abgenommen gegenüber 2000 haben die Verbräuche für Warmwasser (-1,5%) und Prozesswärme (-0,9%). Zugenommen haben hingegen die Verbräuche für inländische Mobilität (+3,1%) und Klima, Lüftung und Haustechnik (+22,9%) sowie die sonstigen Verbräuche (+42,6%)¹⁰. Eine Zunahme gegenüber 2000 zeigt sich auch bei Information, Kommunikation und Unterhaltung (+22,6%), seit 2011 ist dieser Verbrauch aber wieder rückläufig. Der inländische Endenergieverbrauch wird im Jahr 2018 dominiert durch die Verwendungszwecke Raumwärme (Anteil 29,8%) und Mobilität Inland (31,5%). Von grösserer Bedeutung waren auch die Prozesswärme (12,9%), die Antriebe und Prozesse (9,4%) sowie das Warmwasser (6,2%). Im Zeitraum 2000 bis 2018 ist der Anteil der Raumwärme am inländischen Endenergieverbrauch um 4,6 Prozentpunkte gesunken, derjenige der Mobilität um 2,1 Prozentpunkte gestiegen. Die Anteile der übrigen Verwendungszwecke sind vergleichsweise gering und haben sich nur wenig verändert (Quelle: Prognos/TEP/Infrac, 2019b).

⁹ Der inländische Endenergieverbrauch entspricht bei der Darstellung nach Verwendungszwecken dem gesamten Endenergieverbrauch abzüglich sonstiger Treibstoffe. In den sonstigen Treibstoffen sind der internat. Flugverkehr und der Tanktourismus enthalten.

¹⁰ Alle Verbräuche, die keinem genannten Verwendungszweck zugeordnet werden können, werden unter der Kategorie sonstige berücksichtigt. Darunter fallen beispielsweise diverse elektrische Haushaltsgeräte, Schneekanonen und Teile der Verkehrsinfrastruktur (Bahninfrastruktur, Tunnel).

Energie- und Stromintensität

Die Energieintensität wird neben dem Energieverbrauch pro Kopf als international gebräuchlicher Indikator für die Energieeffizienz einer Volkswirtschaft verwendet. Die Energieintensität bezeichnet das Verhältnis zwischen dem Endenergieverbrauch und dem realen Bruttoinlandprodukt (BIP). Eine sinkende Energieintensität deutet auf einen vermehrten Einsatz moderner, energieeffizienter Produktionsverfahren und generell auf eine zunehmende Entkoppelung von Energieverbrauch und Wirtschaftsentwicklung hin. Die Energieintensität kann jedoch auch durch den Strukturwandel einer Volkswirtschaft sinken, wenn sie sich beispielsweise weg von der Schwerindustrie hin zu einer Vergrößerung des Dienstleistungssektors entwickelt oder durch die Delokalisierung der Schwerindustrie. Welcher Faktor die Energieintensität in welchem Umfang beeinflusst hat, kann im Rahmen des jährlichen Monitorings nicht beurteilt werden. Nachfolgend sind die Indikatoren Energie- und Stromintensität dargestellt.

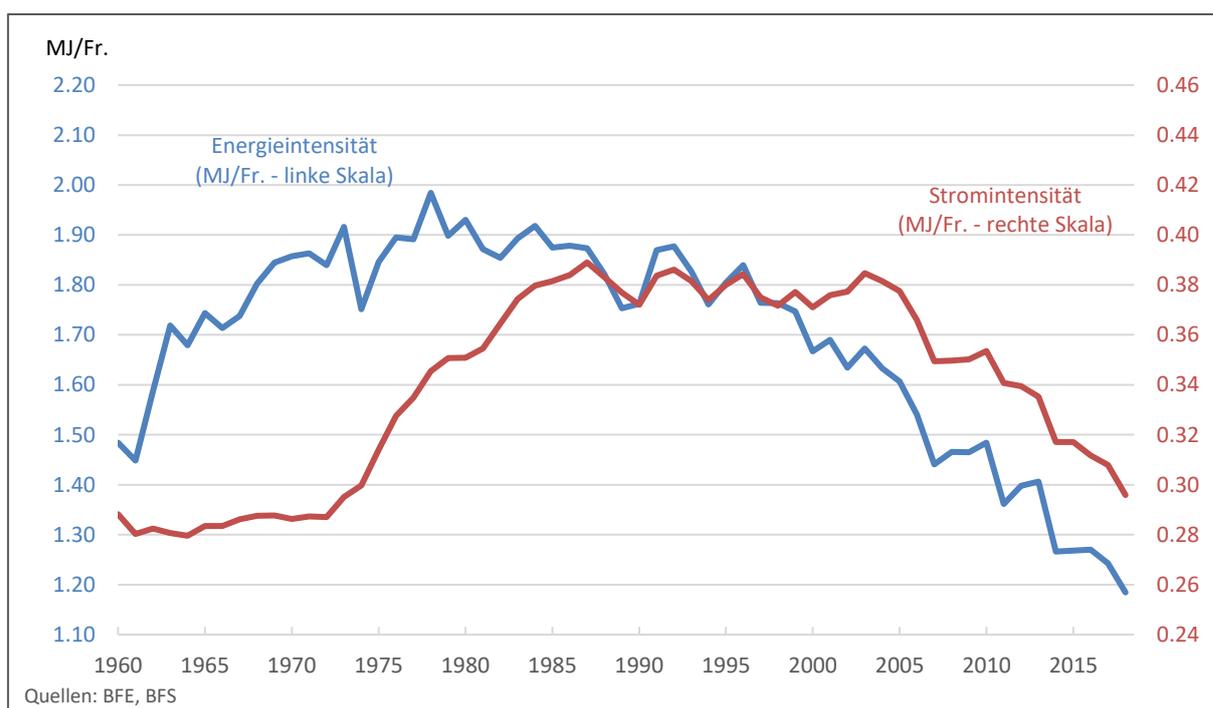


Abbildung 11: Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP¹¹ (in MJ/Franken)

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität im Langfristvergleich. Die Energieintensität (blaue Kurve, linke Skala) stieg bis Ende der 1970er-Jahre auf rund 1,98 MJ/Fr. und nimmt seither kontinuierlich ab (2018: 1,18 MJ/Fr.). Die Stromintensität (rote Kurve, rechte Skala), welche insgesamt deutlich tiefer ist als die Energieintensität, stieg ab 1972 bis Ende der 1980er-Jahre auf 0,39 MJ/Fr. und blieb danach bis Mitte der 2000er-Jahre stabil auf diesem Niveau. Seither zeigt sich auch hier eine deutliche Abnahme (2018: 0,30 MJ/Fr.) (Quellen: BFE, 2019a / BFS, 2019b)¹².

¹¹ BIP zu Preisen von 2010 (Stand August 2019).

¹² Studien zu anderen Ländern zeigen, dass sinkende Energieintensität zu einem wichtigen Teil von Verbesserungen der Energieeffizienz innerhalb der Sektoren, und nicht nur von Strukturwandel herrührt (Voigt et al., 2014). Noailly und Wurlod (2016)

Themenfeld Netzentwicklung

Die Energiestrategie 2050 und der damit verbundene Umbau des Energiesystems sowie das internationale Umfeld stellen neue Anforderungen an die Energienetze. Als Bindeglied zwischen Produktion und Verbrauch ist insbesondere die Entwicklung der Stromnetze von zentraler Bedeutung. Darauf zielt auch das Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze)¹³ ab, welches Teil der Energiestrategie 2050 ist, aber in einer separaten Vorlage erarbeitet wurde (Bundesrat, 2016). Das Monitoring fokussiert in einem ersten Schritt auf die Stromnetze und verfolgt die Netzentwicklung mit den Indikatoren Status und Dauer der Netzvorhaben, Erdverlegung von Leitungen sowie Investitionen und Abschreibungen.

In der Schweiz versorgen derzeit rund 640 Netzbetreiber die Endverbraucher mit Elektrizität. Das Stromnetz besteht dabei aus Leitungen, Unterwerken und Transformatorstationen. Es wird mit einer Frequenz von 50 Hertz (Hz) und mit unterschiedlichen Spannungen betrieben. Folgende Spannungsebenen (Netzebenen) werden unterschieden:

Netzebene 1: Übertragungsnetz mit Höchstspannung (ab 220 Kilovolt (kV) bis 380 kV)

Netzebene 3: Überregionale Verteilnetze mit Hochspannung (ab 36 kV bis unter 220 kV)

Netzebene 5: Regionale Verteilnetze mit Mittelspannung von (ab 1 kV bis unter 36 kV)

Netzebene 7: Lokale Verteilnetze mit Niederspannung (unter 1 kV)

Die Netzebenen 2 und 4 (Unterwerke, Unterstationen) sowie 6 (Trafostationen) sind Transformierungsebenen.

Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz

Energiestrategie 2050 und Strategie Stromnetze schaffen verlässliche Rahmenbedingungen für eine bedarfs- und zeitgerechte Entwicklung der Stromnetze zur Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit. Hierfür wurden Vorgaben für die Bedarfsermittlung des Aus- und Umbaus der Schweizer Stromnetze entwickelt, die Bewilligungsverfahren für Leitungsprojekte optimiert sowie Kriterien und Vorgaben für die Entscheidungsfindung zwischen Erdverlegung oder Freileitung erarbeitet. Die neuen Regelungen sollen die Transparenz im Netzplanungsprozess erhöhen und insgesamt die Akzeptanz von Netzvorhaben verbessern. Das schweizerische Übertragungsnetz steht dabei besonders im Fokus: Es muss den Transport der in den inländischen Produktionszentren eingespeisten Energie und der importierten Energie über längere Distanzen zu den Verbrauchszentren ausreichend und sicher gewährleisten. Weiter muss das Übertragungsnetz die fluktuierende Einspeisung aus erneuerbaren Energien durch Importe und Exporte sowie Nutzung der Komplementarität der verschiedenen Kraftwerksparks weiträumig kompensieren.

schätzen zudem für den Zeitraum 1975-2005 mit einer Stichprobe von 18 OECD Ländern, unter denen sich auch die Schweiz befindet, welche Faktoren die Verbesserung der Energieeffizienz innerhalb der Sektoren erklären. Sie weisen eine Hälfte der Verbesserungen dem technologischen Fortschritt zu, die andere Hälfte stammt von Substitutionseffekten zu anderen Produktionsfaktoren.

¹³ vgl. www.netzentwicklung.ch

Ablauf und Phasen eines Netzvorhabens des Übertragungsnetzes

Vorprojekt: Als Grundlage für das Sachplanverfahren erarbeitet die nationale Netzgesellschaft Swissgrid ein Vorprojekt mit den wichtigsten Eckpunkten des Netzvorhabens und stellt sicher, dass die Anliegen der betroffenen Kantone möglichst früh in die Planung einbezogen werden. Die Vorprojektphase beginnt im Monitoring vereinfacht mit dem Start des Projekts und endet mit der Einreichung des Gesuches um Aufnahme in den Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL). Wenn ein Vorhaben noch nicht in einem eigentlichen Vor- oder Bauprojekt und damit noch in einer sehr frühen Planungsphase ist, wird es im Monitoring als *Projektidee* bezeichnet.

Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL): Wenn ein Leitungsprojekt des Übertragungsnetzes erhebliche Auswirkungen auf Raum und Umwelt hat, muss vor der Einleitung des Plangenehmigungsverfahrens (s. weiter unten) ein Sachplanverfahren durchgeführt werden. Für den Bereich der elektrischen Leitungen ist der SÜL massgebend. Verantwortlich für die SÜL-Verfahren ist das Bundesamt für Energie (BFE), unterstützt vom Bundesamt für Raumentwicklung (ARE). Im Sachplanverfahren wird in einem ersten Schritt ein **Planungsgebiet** und in einem zweiten Schritt ein **Planungskorridor** für die künftige Leitungsführung bestimmt. Zusammen mit der Festsetzung des Planungskorridors wird auch die Frage nach der anzuwendenden **Übertragungstechnologie** (Freileitung oder Erdkabel) beantwortet. Die SÜL-Phase startet mit der Einreichung des SÜL-Gesuchs von Swissgrid und endet mit dem Entscheid zur Festsetzung des Planungskorridors durch den Bundesrat im entsprechenden Objektblatt. Diese Festsetzung ist behördenverbindlich, d.h. die Behörden haben diese im Plangenehmigungsverfahren und bei ihren weiteren raumwirksamen Tätigkeiten zu berücksichtigen.

Bauprojekt: Nach der Festsetzung des Planungskorridors wird das Netzvorhaben von Swissgrid in einem Bauprojekt konkret ausgearbeitet. Dabei hat sie zu gewährleisten, dass die Leitung in der bestimmten Übertragungstechnologie ausgeführt wird und das Leitungstrasse innerhalb des festgesetzten Planungskorridors zu liegen kommt. Im vorliegenden Monitoring startet die Phase Bauprojekt mit der Festsetzung des Planungskorridors (entspricht dem Ende der SÜL-Phase). Bei Projekten ohne SÜL richtet sich der Start des Bauprojekts nach der entsprechenden SIA-Norm.

Plangenehmigungsverfahren (PGV): Das ausgearbeitete Bauprojekt (Auflageprojekt) reicht Swissgrid zusammen mit dem Plangenehmigungsgesuch beim Eidgenössischen Starkstrominspektorat (ESTI) ein. Damit wird das Plangenehmigungsverfahren (PGV) eingeleitet. Das ESTI ist zuständig für die Prüfung der Dossiers und die Erteilung der Plangenehmigung. Im PGV wird überprüft, ob das Vorhaben den Sicherheitsvorschriften und den gesetzlichen Anforderungen, insbesondere des Umwelt- und Raumplanungsrechts, entspricht. Gleichzeitig wird geprüft, ob das Netzvorhaben mit den Interessen von Privaten (Grundeigentümer, Anwohner) vereinbar ist. Wenn das ESTI nicht alle Einsprachen erledigen oder Differenzen mit den beteiligten Bundesbehörden nicht ausräumen kann, überweist es die Unterlagen ans BFE. Dieses führt das Plangenehmigungsverfahren weiter und erlässt, sofern das Vorhaben den gesetzlichen Anforderungen entspricht, eine Plangenehmigung. Damit wird auch über allfällige (auch enteignungsrechtliche) Einsprachen entschieden. Gegen diesen Entscheid können Parteien Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht (BVGer) und nachfolgend in bestimmten Fällen auch beim Bundesgericht (BGer) einreichen. Hat das BFE das Plangenehmigungsgesuch gutgeheissen und gehen innerhalb der gesetzlichen Frist keine Beschwerden ein, wird die Plangenehmigung rechtskräftig und Swissgrid kann das Leitungsprojekt realisieren.

Realisierung: Im Monitoring wird der Start der Phase Realisierung gleichgesetzt mit dem Datum eines rechtskräftigen Plangenehmigungsentscheids. Mit Inbetriebnahme des Netzvorhabens endet die Realisierung.

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid hat im April 2015 eine strategische Netzplanung vorgelegt¹⁴, welche den schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie gemäss Energiestrategie 2050 berücksichtigt und bis ins Jahr 2025 entsprechende Projekte zur Verstärkung und zum Ausbau des Übertragungsnetzes vorsieht. Das vorliegende Monitoring verfolgt Status und Dauer von Netzvorhaben auf der Übertragungsebene aus dem von Swissgrid vorgelegten Strategischen Netz 2025 sowie von weiteren wichtigen Projekten. Der Fokus liegt auf den in *Abbildung 12* dargestellten Leitungsvorhaben:

Netzvorhaben	Beschreibung und Hauptzweck	Aktueller Status ¹⁵	Gepl. Inbetriebnahme ¹⁶
1. Chamoson-Chippis	<ul style="list-style-type: none"> • Neue 380-kV-Freileitung auf 30 km zw. Chamoson und Chippis • Rückbau von fast 89 km Leitungen in der Rhône-Ebene • Abführen der Produktion der Wasserkraftwerke aus dem Wallis • Verbesserte Anbindung des Wallis an das schweizerische und europäische Höchstspannungsnetz • Beitrag an die Netzsicherheit in der Schweiz 	Realisierung	2021
2. Bickigen-Chippis (Gemmleitung)	<ul style="list-style-type: none"> • Anpassung Unterwerke Bickigen und Chippis und bestehende Trasse auf 106 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV • Installation eines Kuppeltransformators 220/380 kV in der Schaltanlage Chippis • Verbesserter Abtransport der Stromproduktion aus dem Wallis • Beitrag an die Versorgungssicherheit 	PGV BFE	2027
3. Pradella-La Punt	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV der bisherigen Trasse auf 50 km • Umbau Schaltanlage Pradella und Erweiterung für 380 kV • Eliminierung bestehender Engpass • Beitrag an die schweizerische und europäische Netzsicherheit 	Realisierung	2022
4. Chippis-Lavorgo 4.1. Chippis-Mörel 4.2. Mörel-Ulrichen (Gommerleitung) 4.3. Chippis-Stalden 4.4. Airolo-Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> • Spannungserhöhung auf 380 kV der Achse Chippis-Mörel-Lavorgo auf 124 km (Chippis-Stalden bleibt bei 220 kV) • Rückbau bestehende Leitungen auf 67 km • Ergänzt wichtigste Versorgungsachse für das Tessin • Beseitigung eines kritischen Versorgungsengpasses 	4.1. PGV ESTI 4.2. Realisierung (Mörel-Ernen) / in Betrieb (Ernen-Ulrichen) 4.3. PGV BFE (Agarn-Stalden) / PGV ESTI (Chippis-Agarn) 4.4. Bauprojekt	2029
5. Beznau-Mettlen 5.1. Beznau-Birr 5.2. Birr-Niederwil 5.3. Niederwil-Obfelden 5.4. Obfelden-Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> • Optimierung bestehende Trasse auf 40 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV sowie Verstärkungen auf 24 km • Beseitigung struktureller Engpässe • Schaffung der Voraussetzungen, um die Flexibilität der inländischen Wasserkraftwerke bedarfsgerecht mit fluktuierender Energie aus Windkraft- und PV-Anlagen zu kombinieren 	5.1. Realisierung 5.2. Vorprojekt 5.3. SÜL 5.4. Vorprojekt	2027
6. Bassecourt-Mühleberg	<ul style="list-style-type: none"> • Verstärkung der bestehenden Leitung auf 45 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV, da mit der geplanten Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ein Teil der Energieeinspeisung in Mühleberg auf der 220-kV-Netzebene wegfällt • Beitrag zur Schweizer Netz- und Versorgungssicherheit 	BVGer	2027

¹⁴ vgl. www.swissgrid.ch/netz2025

¹⁵ Stand 15.10.2019

¹⁶ Gemäss Planung Swissgrid

7. Magadino	<ul style="list-style-type: none"> • Installation der Transformierung zw. 220- und 380-kV-Netzen • Ziel ist verbesserte Weiterleitung der im Maggialtal aus Wasserkraft erzeugten Energie • Beitrag an die Versorgungssicherheit im Tessin 	Projektidee	2035
8. Génissiat-Foretaille	<ul style="list-style-type: none"> • Verstärkung (Ersatz der Leiterseile) der bestehenden 220-kV-Doppelleitung auf 17 km • Behebt häufig wiederkehrenden Engpass, welcher bei Importsituationen aus Frankreich auftritt 	in Betrieb	2018 abgeschlossen und in Betrieb
9. Mettlen-Ulrichen 9.1. Mettlen-Innertkirchen 9.2. Innertkirchen-Ulrichen (Grimselleitung)	<ul style="list-style-type: none"> • Verstärkung für eine künftig vorgesehene Spannungserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung auf rund 88 km auf 380 kV • Wichtig für Anbindung neuer Pumpspeicherkraftwerke ans 380-kV-Netz und damit Abtransport der Energie in übrige Schweiz 	Vorprojekt	2035
10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino	<ul style="list-style-type: none"> • Neue 220-kV-Leitung durch das Maggialtal • Bestehende Leitung aus 60er-Jahren wird zurückgebaut – dadurch Entlastung der wertvollen Landschaften im Gebiet «Alto Ticino» • Ausbau der Netzkapazität zur Übertragung der in den Wasserkraftwerken des Maggialtals erzeugten Energie • Dadurch künftig grössere Versorgungssicherheit im südlichen Alpenraum – heute muss Produktion der Kraftwerke gedrosselt werden 	SÜL	2035
Anschluss Nant de Drance NdD_1 Le Verney/Rosel-Bâtiatz NdD_2 Bâtiatz-Châtelard NdD_3 Châtelard-Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> • Anschluss Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance ans Höchstspannungsnetz • Teil des strat. Netzes im Startnetz von Swiss-grid • Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien 	NdD_1 Realisierung NdD_2 in Betrieb NdD_3 Realisierung/teilweise in Betrieb	2017-2019
ASR (Axe Stratégique Réseau) im Raum Genf	<ul style="list-style-type: none"> • Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung Foretaille-Verbois auf ca. 4,5 km entlang des Flughafens Genf 	Realisierung	2022

Abbildung 12: Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2019)

Für die oben aufgelisteten Netzvorhaben ist in *Abbildung 13* die Dauer der einzelnen Projektphasen dargestellt. Letztere sind insofern vereinfacht, als dass zusätzliche Schlaufen im Projektablauf (d.h., wenn das Verfahren nach einer Entscheidung des Bundesverwaltungs- und/oder des Bundesgerichts ans BFE zurückgewiesen wird) nicht einzeln dargestellt werden. Sofern nach einer Gerichtsentscheidung bestimmte Projektphasen nochmals durchlaufen werden müssen, wird die Gesamtdauer der einzelnen Projektphasen so dargestellt, als wären sie einmalig und linear durchlaufen worden. Die Abbildung entspricht der Ausgangslage, wie sie sich nach bisherigem Recht präsentiert. Sie lässt noch keine Aussagen darüber zu, inwieweit die Energiestrategie 2050 und die Strategie Stromnetze die erhoffte Wirkung einer weitergehenden Optimierung der Verfahren entfalten, weil die entsprechende Gesetzgebung erst seit Anfang Juni 2019 mehrheitlich in Kraft getreten ist. Die neuen Bestimmungen zielen auf eine Optimierung und Straffung der Bewilligungsverfahren ab.

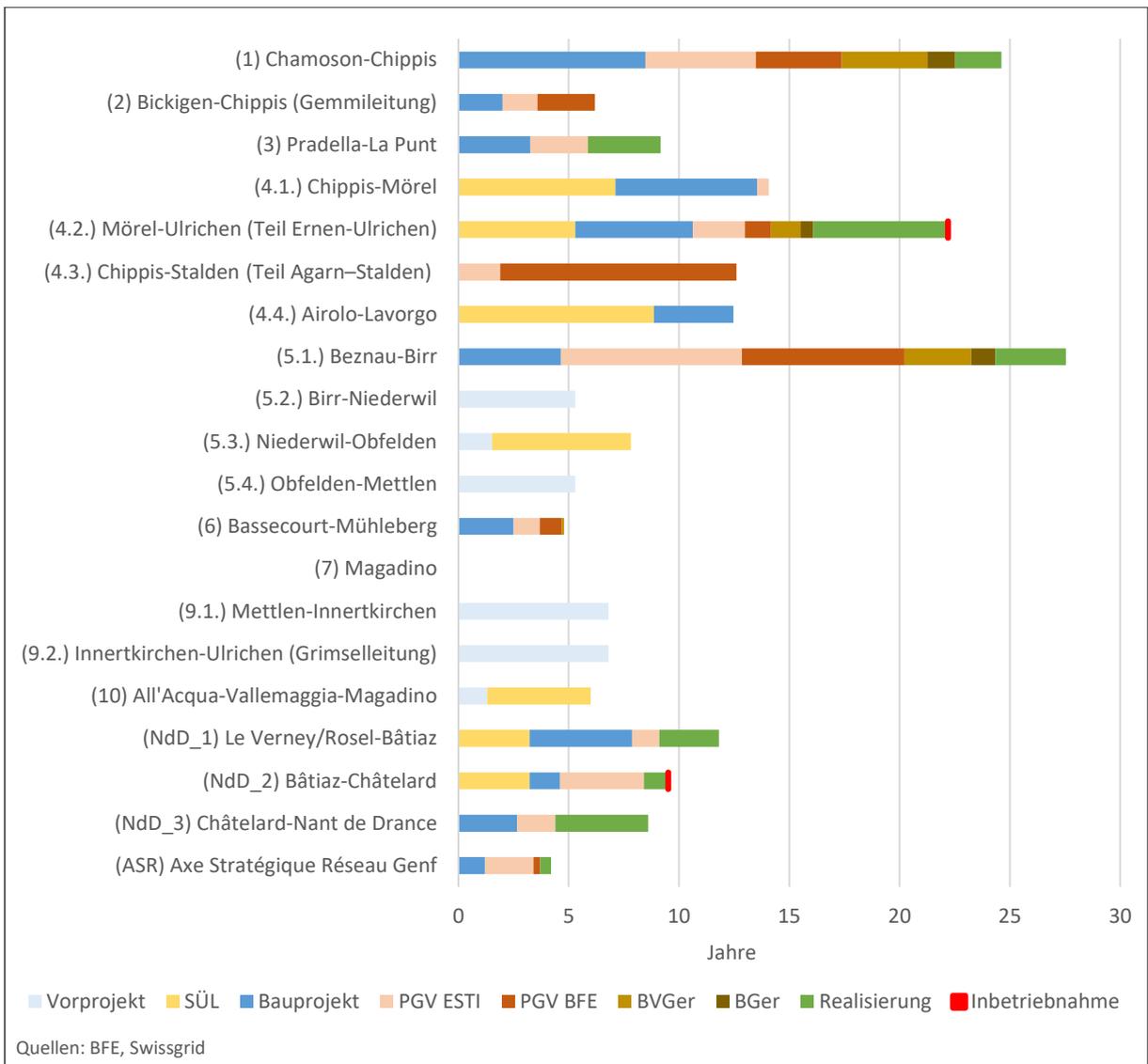


Abbildung 13: Kumulierte Dauer der Projektphasen ausgewählter Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2019 in Jahren¹⁷

¹⁷ **Methodische Anmerkungen:** a) bei Netzvorhaben mit einer längeren Vorgeschichte wurde die Dauer ab der Neulancierung des betreffenden Projekts berechnet; b) bei Vorhaben mit einer längeren Vorgeschichte sind die Phasen Vorprojekt und Bauprojekt nicht mehr in allen Fällen erudierbar, weshalb sie in der Grafik teilweise fehlen; c) für vereinzelte Stichdaten, die heute nicht mehr genau bekannt sind, wurden in Abstimmung mit Swissgrid Annahmen getroffen; d) wenn die Gerichtsinstanzen einen PGV-Entscheid ans BFE zurückwiesen, wurde die zusätzlichen Verfahrensdauer je hälftig der Phase PGV BFE respektive der Phase Bauprojekt zugeordnet.

Kurzbeschreibung der einzelnen Netzvorhaben (Stand: 15. Oktober 2019):

1. Chamoson-Chippis

Der Neubau der Leitung von Chamoson nach Chippis im Kanton Wallis wurde bereits vor der Erarbeitung des Sachplans Übertragungsleitungen (SÜL) initiiert und durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen. 2017 erfolgte ein wichtiger Meilenstein: Mit Urteil vom 1. September 2017 wies das Bundesgericht die Beschwerden gegen den Entscheid des Bundesverwaltungsgerichts vom 14. Dezember 2016 ab und bestätigte damit in letzter Instanz den PGV-Entscheid des BFE vom 19. Januar 2015. Danach leitete Swissgrid die Realisierung der neuen Freileitung ein. Die eigentlichen Bauarbeiten starteten 2018. Gegen das Projekt gibt es nach wie vor starken Widerstand in der Bevölkerung. Zwei ehemalige Beschwerdeführer reichten je ein Revisionsbegehren und ein Gesuch um Anordnung der aufschiebenden Wirkung beim Bundesgericht ein, dieses hat die beiden Gesuche um aufschiebende Wirkung indes im Oktober 2018 und die Revisionsgesuche Ende Januar 2019 abgelehnt. Die Inbetriebnahme der Leitung ist für 2021 geplant.

2. Bickigen-Chippis

Für die Spannungserhöhung und Modernisierung der bestehenden Leitung zwischen Bickigen und Chippis konnte wegen der nur geringen Raumwirksamkeit des Vorhabens auf die Durchführung eines SÜL-Verfahrens verzichtet werden. Nach einer rund zweijährigen Bauprojektphase startete Mitte 2015 das PGV beim ESTI, welches das Dossier knapp zwei Jahre später ans BFE weiterleitete. Aktuell läuft das PGV beim BFE. Die Inbetriebnahme ist für 2027 geplant.

3. Pradella-La Punt

Im Rahmen der Netzverstärkung wird auf der bestehenden rund 50 Kilometer langen Leitung zwischen Pradella und La Punt durchgehend ein zweiter 380-kV-Stromkreis aufgelegt. Dazu wird die auf der bestehenden Freileitung zwischen Zernez und Pradella aufgelegte 220-kV-Energieableitung aus dem Kraftwerk Ova Spin durch den 380-kV-Stromkreis ersetzt. Die Energie aus dem Kraftwerk Ova Spin wird künftig über ein neu zu erstellendes 110-kV-Talnetz abgeführt. Für das Vorhaben war wegen geringer Raumwirksamkeit kein SÜL-Verfahren erforderlich. Bauprojekts- und PGV-Phase dauerten je rund drei Jahre. Das Vorhaben befindet sich seit Mitte 2016 in der Realisierung, nachdem der Plangenehmigungsentscheid des ESTI nicht angefochten worden war. Die Leitung soll 2022 in Betrieb genommen werden.

4. Chippis-Lavorgo

Die Inbetriebnahme für das gesamte Netzvorhaben Chippis-Lavorgo ist für das Jahr 2029 geplant. Das Vorhaben besteht aus mehreren Teilprojekten, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

4.1. Chippis-Mörel

Der Neubau der Leitung durchlief ein rund siebenjähriges SÜL-Verfahren und befand sich knapp sechseinhalb Jahre im Bauprojekt; Ende März 2019 startete das PGV beim ESTI.

4.2. Mörel-Ulrichen

Der Neubau der Leitung durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen; der Teilabschnitt zwischen Ernen und Ulrichen ist seit Mitte Oktober 2019 in Betrieb; im Teilabschnitt Mörel-Ernen wurde die vom Bundesgericht geforderte Kabelstudie für den Raum «Binnegga-Binnachra-Hockmatta-Hofstatt» (Binnaquerung) beim BFE eingereicht; das BFE genehmigte mit Entscheid vom 23. Dezember 2016 die Freileitungsvariante und wies sämtliche Einsprachen ab. Gegen diesen Entscheid gingen Beschwerden beim Bundesverwaltungsgericht ein, welches die Freileitungsvariante am 26. März 2019

bestätigt hat. Das Bundesgericht wurde innerhalb der Frist nicht angerufen, damit ist der Entscheid rechtskräftig. Der Baustart ist für 2020 geplant.

4.3. Chippis-Stalden

Für den Strangnachzug der Leitung ist das Plangenehmigungsgesuch für den Abschnitt Agarn-Stalden beim BFE in Bearbeitung (altrechtliches Verfahren, es wurde kein SÜL-Verfahren durchgeführt). Für den Abschnitt Chippis-Agarn wurde im Jahr 2012 im Sachplanverfahren zur Leitung Chippis-Mörel (Rhonetalleitung) jedoch festgesetzt, dass dieser Abschnitt der Leitung parallel im Planungskorridor für die Rhonetalleitung geführt werden muss. Derzeit befindet sich das Projekt im PGV beim ESTI.

4.4. Airolo-Lavorgo

Der Neubau der Leitung durchlief ein fast neunjähriges SÜL-Verfahren und befindet sich seit gut dreieinhalb Jahren im Bauprojekt.

5. Beznau-Mettlen

Die Inbetriebnahme des gesamten Netzvorhabens Beznau-Mettlen ist für 2027 vorgesehen. Das Vorhaben besteht aus mehreren Teilprojekten, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

5.1. Beznau-Birr

Die Leitung mit der Teilverkabelung Riniken „Gäbihubel“ wurde bereits vor der Erarbeitung des SÜL initiiert und durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen. 2016 wurde ein wichtiger Meilenstein erreicht: Die Plangenehmigung des BFE wurde rechtskräftig und mit ihr die Realisierung initiiert. Die Bauarbeiten für die Kabeltrasse konnten entgegen der ursprünglichen Planung erst im August 2018 in Angriff genommen werden.

5.2. Birr-Niederwil

Der Leitungsabschnitt befindet sich aktuell in der Phase Vorprojekt.

5.3. Niederwil-Obfelden

Die Spannungserhöhung durchlief eine rund anderthalbjährige Vorprojektphase und befindet sich seit mehreren Jahren im SÜL-Verfahren; 2016 konnte mit der Festsetzung des Planungsgebiets ein wichtiger Zwischenschritt erreicht werden.

5.4. Obfelden-Mettlen

Der Leitungsabschnitt befindet sich aktuell in der Phase Vorprojekt.

6. Bassecourt-Mühleberg

Die Höchstspannungsleitung Bassecourt-Mühleberg wurde bereits 1978 durch das ESTI für eine Betriebsspannung von 380 kV bewilligt, jedoch bis heute nur mit einer Spannung von 220 kV betrieben. Für die nun vorgesehene Spannungserhöhung war wegen der geringen räumlichen Auswirkungen des Vorhabens gegenüber der bestehenden Situation kein SÜL-Verfahren nötig. Nach einer rund zweieinhalbjährigen Bauprojektphase reichte Swissgrid das PGV-Dossier am 30. Juni 2017 beim ESTI ein. Gegen das Projekt gingen mehrere Einsprachen ein. Am 24. August 2018 überwies das ESTI das Dossier ans BFE, welches am 22. August 2019 die Plangenehmigung erteilte. Dieser Entscheid wurde von verschiedenen Beschwerdeführern ans Bundesverwaltungsgericht weitergezogen. In Abhängigkeit der Fortschritte des laufenden Verfahrens ist die Inbetriebnahme der Leitung für das Jahr 2027 vorgesehen.

7. Magadino

Das Vorhaben ist noch in einer frühen Planungsphase und liegt erst als Projektidee vor. Die Inbetriebnahme war gemäss Strategischem Netz 2025 ursprünglich für 2018 geplant, gemäss aktualisierter Planung ist dafür das Jahr 2035 vorgesehen.

8. Génissiat-Foretaille

Swissgrid hat den Umfang des Vorhabens angepasst und auf die Harmonisierung der Engpässe in Frankreich und der Schweiz reduziert. Auf die ursprünglich vorgesehene Verstärkung der Leitung Foretaille-Verbois auf Schweizer Seite mit einem Leiterseilersatz wird verzichtet. Der Nachzug von Leiterseilen auf der französischen Seite der Leitung Génissiat-Verbois und die entsprechenden Anpassungen am Leitungsschutz in der Schweiz und Frankreich sind gemäss Swissgrid ausreichend, der Engpass in Frankreich sei dadurch aufgehoben. Das Vorhaben wurde 2018 abgeschlossen und ist in Betrieb.

9. Mettlen–Ulrichen

Das Vorhaben mit den Teilabschnitten *Mettlen-Innertkirchen* (9.1.) und *Innertkirchen-Ulrichen* (9.2., *Grimseleitung*) befindet sich seit mehreren Jahren im Vorprojekt zur Vorbereitung des SÜL-Verfahrens. Die Inbetriebnahme war gemäss Strategischem Netz 2025 für 2025 geplant, aktuell ist sie für 2035 vorgesehen.

10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino

Die Planung des Leitungsvorhabens im Gebiet All'Acqua-Maggiatal-Magadino (sowie des oben erwähnten Teilprojekts 4.4. *Airolo-Lavorgo*) basiert auf einer 2013 durchgeführten umfangreichen Studie über die Neuordnung des Hoch- und Höchstspannungsnetzes im «Alto Ticino», welche die Ziele der Sanierung und Modernisierung der Leitungen mit denen der Raumplanung koordinierte. Daraufhin wurde das Vorprojekt erarbeitet und 2015 startete das SÜL-Verfahren. 2016 konnte mit der Festsetzung des Planungsgebiets ein wichtiger Zwischenschritt erreicht werden. Derzeit wird das SÜL-Verfahren für die Festsetzung des Planungskorridors durchgeführt. Aufgrund der Länge des Vorhabens wurde dieses in drei Teilstrecken aufgeteilt, damit es in überschaubaren Etappen durchgeführt werden kann. Die Inbetriebnahme der neuen 220-kV-Leitung ist für 2035 vorgesehen. Anschliessend werden die nicht mehr benötigten Leitungen rückgebaut.

Weitere ausgewählte Projekte

Der **Anschluss des Pumpspeicherkraftwerks Nant de Drance** ans Höchstspannungsnetz trägt zur Integration der neuen erneuerbaren Energien bei und ist daher aus Sicht der Energiestrategie 2050 wichtig. Das Vorhaben besteht aus drei Teilprojekten. Die ersten beiden Teilprojekte durchliefen ein rund dreijähriges SÜL-Verfahren, es folgten Bauprojekte (knapp fünf respektive eineinhalb Jahre) und PGV (gut ein Jahr respektive knapp vier Jahre). 2016 gingen die beiden Teilprojekte in die Realisierung; 2017 konnte die Freileitung *Châtelard-La Bâtiaz* fertiggestellt und in Betrieb genommen werden. Das dritte Teilprojekt ist seit Juli 2015 ebenfalls im Bau, nach relativ zügigen Bauprojekts- und PGV-Phasen von zweieinhalb respektive knapp zwei Jahren (ein SÜL-Verfahren war nicht notwendig). Die Inbetriebnahme der Leitungen erfolgt schrittweise seit 2018.

Der Kanton Genf, der Flughafen Genf sowie eine private Investorengruppe planen im Raum des Flughafens mehrere städtebauliche Entwicklungsprojekte unter dem Namen **Axe Stratégique Réseaux (ASR)**. Um dieses städtebauliche Projekt zu realisieren, wird die bestehende 220-kV-Leitung im Rahmen des Autobahnausbaus sowie des Wärme-/Kälteprojektes der SIG (Services Industriels de Genève) auf 4,5 km entlang der Autobahn und des Flughafens Genève verkabelt. Der Kanton Genf und die Investoren finanzieren das Projekt. Die Plangenehmigung konnte Ende März 2019, zweieinhalb Jahre

nach Eingabe des Plangenehmigungsgesuches beim ESTI, durch das BFE erteilt werden (ein SÜL-Verfahren war nicht notwendig). Die Leitung soll nach heutiger Planung Ende 2022 in Betrieb gehen.

(Quellen: BFE/Swissgrid, 2019 / Swissgrid 2015).

Erdverlegung von Leitungen

Die Erdverlegung (Verkabelung) von Stromleitungen kann dazu beitragen, dass der Bau von Leitungen von der Bevölkerung besser akzeptiert wird und schneller voranschreiten kann. Zudem werden in der Regel die Landschaftsqualität verbessert sowie Stromschlag- und Kollisionsrisiken für die Vogelwelt vermieden. Ob eine Leitung des Übertragungsnetzes (Netzebene 1) als Freileitung gebaut oder als Kabel im Boden verlegt wird, muss jedoch im Einzelfall und auf der Grundlage objektiver Kriterien¹⁸ entschieden werden. Gemäss Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze) sollen Leitungen des Verteilnetzes (Netzebenen 3, 5 und 7) verkabelt werden, sofern ein bestimmter Kostenfaktor nicht überschritten wird (Mehrkostenfaktor)¹⁹. Das Monitoring beobachtet deshalb in erster Linie die Entwicklung der Verkabelung auf der Verteilnetzebene. Dies gibt auch einen Hinweis auf die Wirkung des Mehrkostenfaktors.

¹⁸ vgl. BFE-Bewertungsschema Übertragungsleitungen: www.bfe.admin.ch.

¹⁹ Das Gesetzes- und Verordnungspaket zur Strategie Stromnetze ist mehrheitlich seit 1. Juni 2019 in Kraft; die Bestimmungen zum Mehrkostenfaktor treten indes erst per 1. Juni 2020 in Kraft, um den Abschluss weit fortgeschrittener Projekte noch unter heutigem Recht zu ermöglichen.

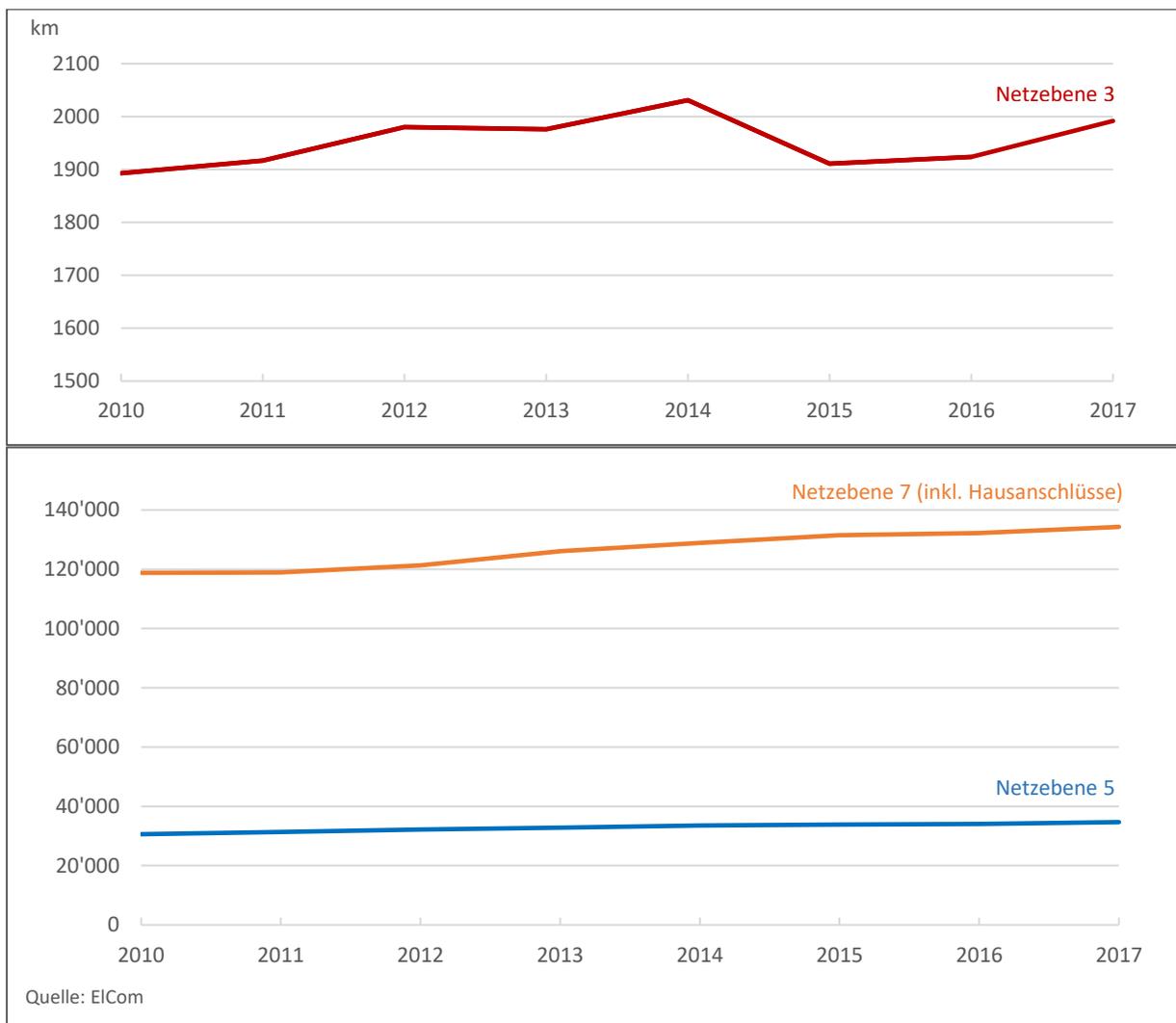


Abbildung 14: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

Verkabelungen im Verteilnetz haben seit 2010 auf allen Netzebenen, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass, zugenommen, wie *Abbildung 14* zeigt. Allgemein gilt, dass bei den unteren Netzebenen der Bestand an verkabelten Leitungen höher ist; insbesondere Netzebene 7 ist heute schon nahezu vollständig verkabelt. Auch auf Netzebene 5 ist die Verkabelung fortgeschritten, insbesondere in städtischen Gebieten. Eine nur geringe Zunahme des Bestands an Kabelleitungen, und dies auf deutlich tieferem Niveau als bei den anderen Netzebenen, ist dagegen auf Netzebene 3 zu beobachten (vgl. rote Kurve in obiger Grafik mit unterschiedlicher Skala). Der Trend zur Verkabelung ist dort noch wenig ausgeprägt. Zudem zeigte sich zwischen 2014 und 2015 eine rückläufige Entwicklung, die Gründe dafür sind unklar. Die drei Verteilnetzebenen (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüssen) haben eine Gesamtlänge von rund 195'672 Kilometern, wovon gut 87 Prozent verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von rund 6590 Kilometern aufweist; das Netzprojekts «Beznau-Birr» (s. oben) sieht derweil eine Teilverkabelung am «Gäbühel» bei Bözberg/Riniken vor, wo Swissgrid zum ersten Mal ein längeres Teilstück (rund 1,3 Kilometer) einer 380-kV-Höchstspannungsleitung in den Boden verlegt. Ein weiteres Verkabelungsprojekt einer Übertragungsleitung ist die Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung für das ASR-Vorhaben

im Kanton Genf (s. oben) auf einer Länge von 4,5 Kilometern (Quellen: ECom, 2019a / BFE/Swissgrid, 2019).

Netzinvestitionen und -abschreibungen

Damit die Stromnetze in gutem Zustand bleiben und bedarfsgerecht weiterentwickelt werden können, sind Investitionen unabdingbar. Der Indikator zeigt, wie sich die Investitionen ins Übertragungs- und Verteilnetz entwickeln und wie hoch diese im Vergleich zu den Abschreibungen liegen.

Investitionen ins Übertragungsnetz und Abschreibungen

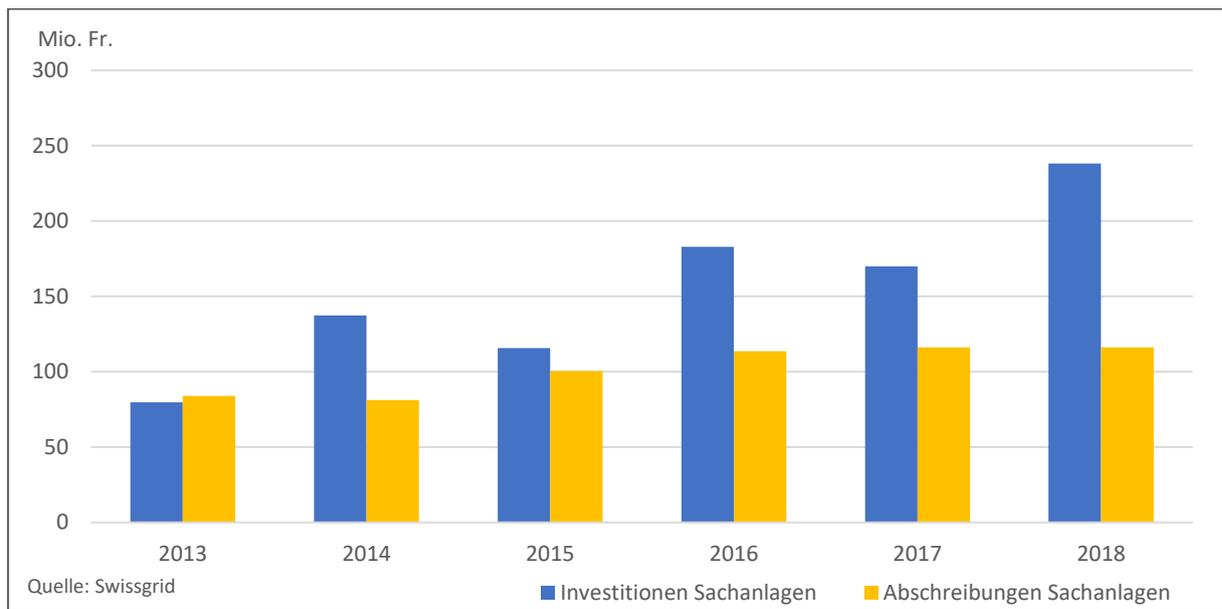


Abbildung 15: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz

Abbildung 15 zeigt die Investitionen in Sachanlagen sowie die Abschreibungen von Sachanlagen des Übertragungsnetzes. Zwischen 2013 und 2018 schwankten die Investitionen in das Übertragungsnetz zwischen 80 Mio. und 238 Mio. Franken. Demgegenüber standen Abschreibungen in der Höhe von 84 Mio. bis 116 Mio. Franken pro Jahr. 2013 bis 2016 sind die Investitionen gestiegen. Nach einer leichten Abnahme 2017 sind die Investitionen 2018 wieder angestiegen. Die Höhe der jährlichen Netzinvestitionen hängt teilweise stark davon ab, ob Netzerweiterungsprojekte verzögert werden wegen Einsprachen oder aus anderen Gründen. Die jährlichen Netzinvestitionen waren in den vergangenen Jahren im Verhältnis zu den Abschreibungen gleichwertig oder haben sie übertroffen. In diesen Zahlen sind neben den Investitionen in Netzanlagen auch solche in Systeme, in Transaktions- und Organisationsprojekte sowie Betriebsinvestitionen (z.B. IT-Hardware) enthalten. Im Rahmen der Projektrealisierung des «Strategischen Netzes 2025» geht Swissgrid davon aus, dass für Netzerweiterung und Netzerhalt bis zum Jahr 2025 jährliche Investitionen von rund 150 Mio. bis 200 Mio. Franken notwendig sind. Bei diesen Angaben handelt es sich um reine Netzinvestitionen (Quelle: ECom, 2018+2019a).

Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen

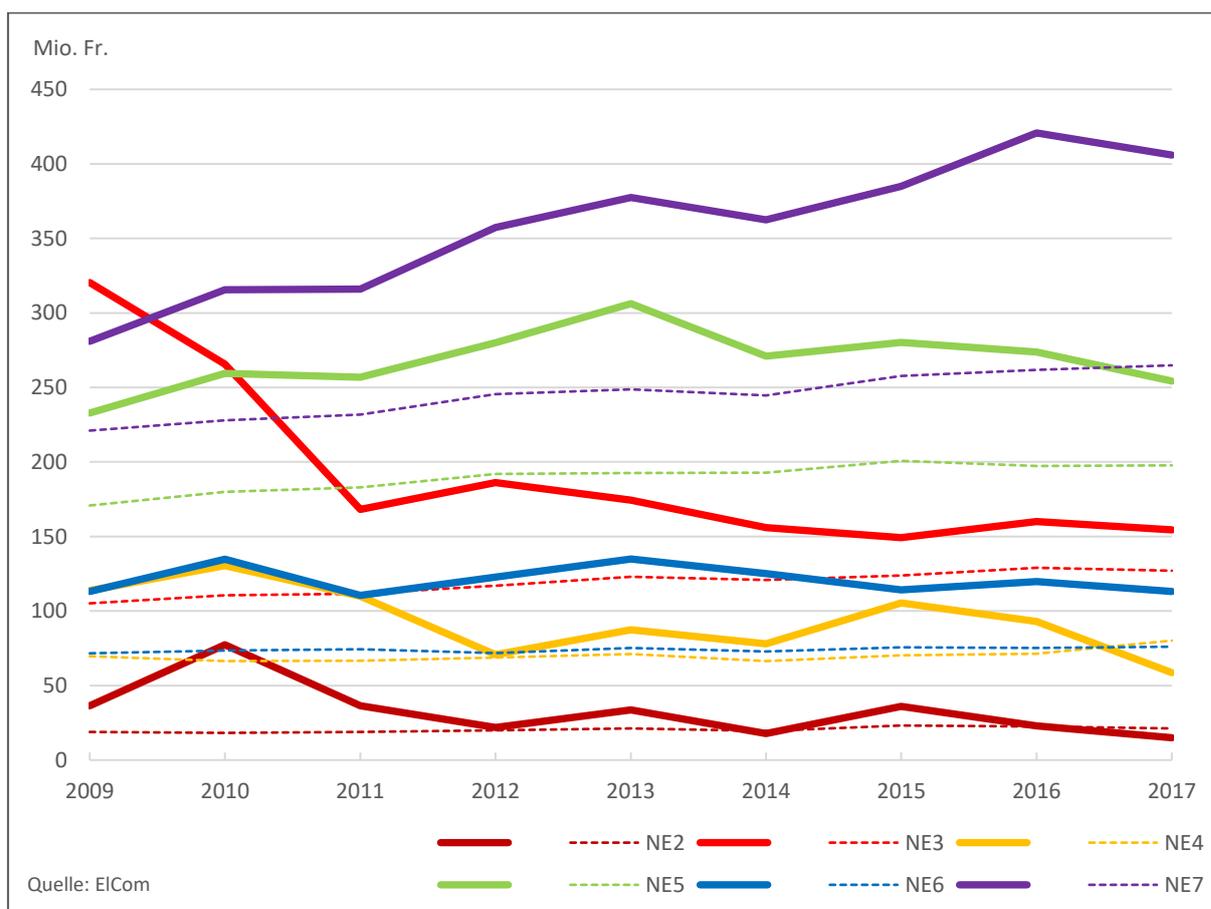


Abbildung 16: Investitionen (fett) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.)

Abbildung 16 zeigt, dass die Investitionen (nominal) in die Netzebenen 7 und 5 zwischen 2009 und 2017 tendenziell gestiegen sind, auch wenn 2017 im Vergleich zum Vorjahr ein Rückgang festzustellen ist. Bei den Netzebenen 3 und 4 sind die Investitionen im Zeitraum 2009-2017 gesunken, während die Netzebenen 6 und 2 relativ konstante Werte aufweisen. Bei den Abschreibungen ist ein Anstieg in den Netzebenen 3, 5 und 7 zu beobachten, während die anderen Netzebenen in etwa konstant geblieben sind; die Abschreibungen liegen bei der Betrachtung pro Netzebene (mit Ausnahme der Netzebenen 2 und 4 im Jahr 2017) unter den Investitionen. Dies ist auch bei der Gesamtbetrachtung über alle Netzebenen der Fall: Im Zeitraum 2009 bis 2017 investierten die Netzbetreiber im Durchschnitt rund 1,4 Mrd. Franken pro Jahr. Bei Abschreibungen von durchschnittlich gut 0,9 Mrd. Franken pro Jahr resultierte ein Investitionsüberschuss von gut 400 Mio. Franken. Dieser ist gegenüber der Vorjahresperiode leicht gesunken; da gleichzeitig die Versorgungsqualität der Schweizer Stromnetze in der Schweiz (vgl. *entsprechender Indikator im Themenfeld Versorgungssicherheit*) sehr hoch ist – auch im internationalen Vergleich –, erachtet die ECom die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend (Quelle: ECom, 2019a+c).

Themenfeld Versorgungssicherheit

Die Energiestrategie 2050 beabsichtigt, die bisher hohe Energieversorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Die Versorgungssicherheit ist im Energieartikel der Bundesverfassung und im Energiegesetz verankert. Bei der Beurteilung der Energieversorgungssicherheit liegt der Fokus des Monitorings auf den für die Schweiz mengenmässig bedeutendsten Energieträgern Strom, Erdöl und Erdgas. Dabei gilt es zu berücksichtigen, dass die Schweiz die Energieversorgung längerfristig dekarbonisieren muss, um ihre Klimaziele zu erreichen. Aus einer energieübergreifenden Perspektive beobachtet das Monitoring mit der Gliederung der Energieträger (Diversifizierung) und der Auslandsabhängigkeit Indikatoren, welche wichtige Aspekte der Entwicklung der Versorgungssicherheit aufzeigen. Diese hängt grundsätzlich vom Gesamtsystem ab, was bei der Strom-, Gas- und Ölversorgung über die Schweizer Landesgrenzen hinausgeht. Relevant für die Versorgungssicherheit sind ausserdem die Energieeffizienz, der Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien, die Energieinfrastrukturen und die Energiepreise. Diese Aspekte werden in den entsprechenden Themenfeldern behandelt.

Energieübergreifende Sicht

Diversifizierung der Energieversorgung

Die Diversifizierung der Energieversorgung spielt eine wichtige Rolle im Hinblick auf die Versorgungssicherheit. Ein ausgewogener Energiemix reduziert die Abhängigkeit von einzelnen Energieträgern und verringert dadurch die Verletzlichkeit des Gesamtsystems durch vollständige oder partielle Versorgungsunterbrüche eines Energieträgers. Das Monitoring verfolgt deshalb, wie sich die Diversifizierung der Schweizer Energieversorgung entwickelt. Beobachtet werden dabei zwei Unterindikatoren: Auf der Verbrauchsseite ist dies die Aufteilung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern. Produktionsseitig wird der Strombereich genauer beleuchtet mit der Stromproduktion nach Energieträgern. Jährliche Schwankungen können auch durch die Witterung oder die Wirtschaftslage bedingt sein und/oder darauf hinweisen, dass die Energieträger gut substituiert werden können. Ein Überblick über den Energiemix bezogen auf den Endenergieverbrauch seit dem Jahr 2000 in der Schweiz ist in *Abbildung 17* gegeben (Quelle: BFE, 2019a).

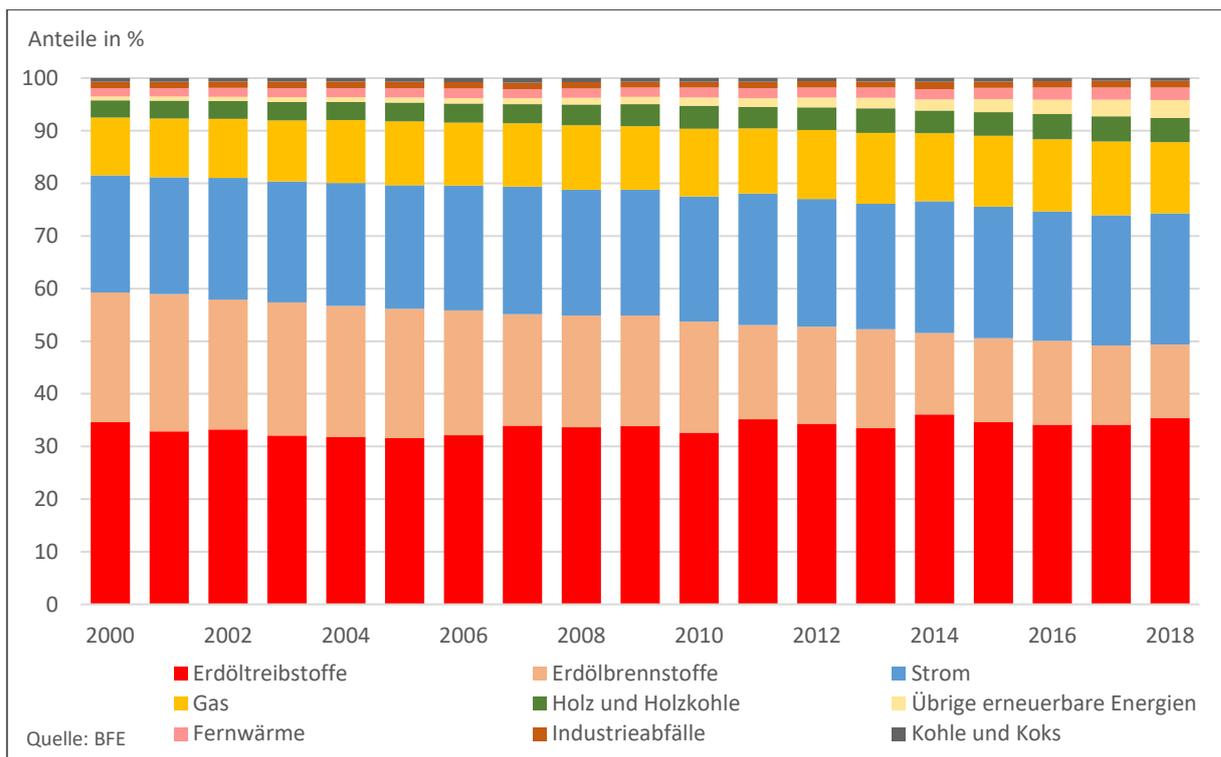


Abbildung 17: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

Abbildung 17 zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtreibstoffe internationaler Flugverkehr) 2018 rund die Hälfte des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom macht etwa ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 14 Prozent. Der Anteil der Erdölprodukte ging zwischen 2000 und 2018 um 10 Prozentpunkte zurück, bedingt durch die Reduktion bei den Erdölbrennstoffen. Zugenommen haben die Anteile von Gas (+2,5%), Strom (+3%), Holz und Holzkohle (+1,3%), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+2,6%) und Fernwärme (+0,8%). Im Vergleich zum Vorjahr lagen 2018 die grössten Abweichungen in der Aufteilung bei Erdölbrennstoffen (-1,1%), Erdöltreibstoffen (+1,3%), Gas (-0,5%) und erneuerbaren Energien (+0,3%). Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt.

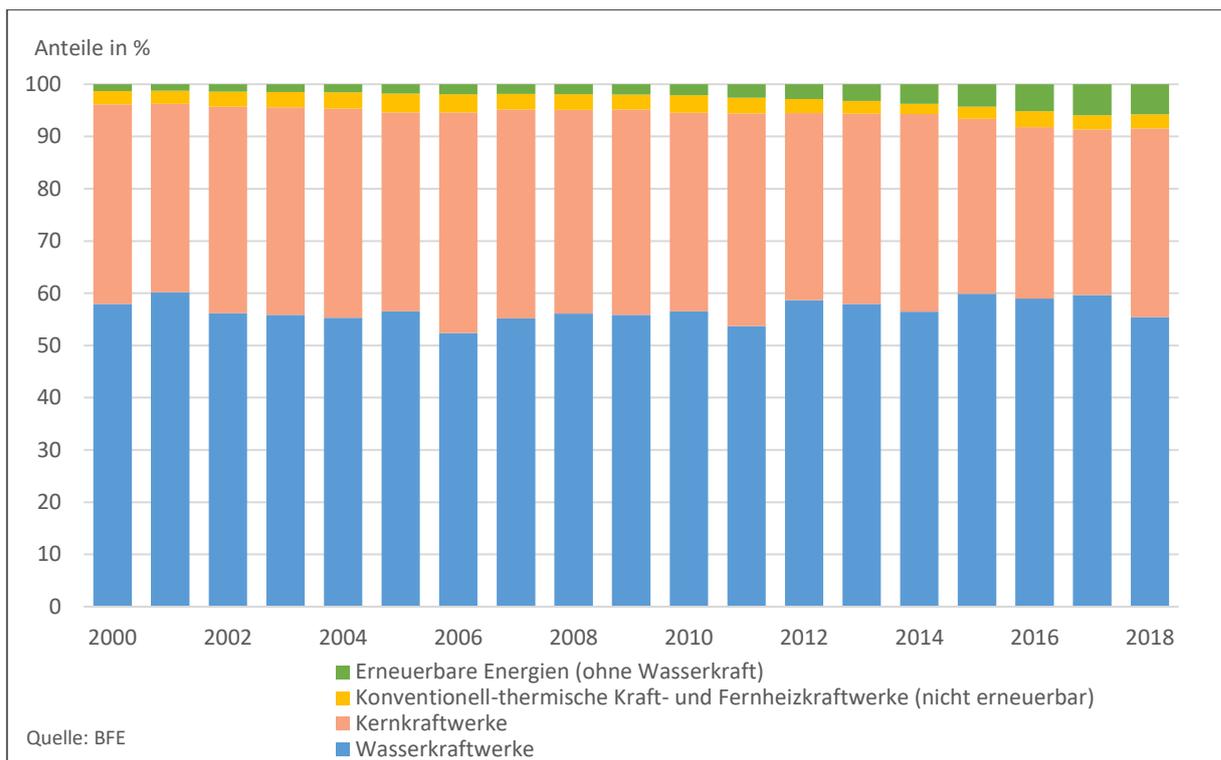


Abbildung 18: Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Energieträgern

Die Entwicklung der Anteile produzierter Elektrizität nach den verschiedenen Energieträgern ist in *Abbildung 18* dargestellt. Die Grafik zeigt, dass der in der Schweiz produzierte Strom zu einem überwiegenden Teil aus Wasserkraft- (rund 55%) und Kernkraftwerken (rund 36%) stammt. Die jeweiligen Anteile sind zwischen 2000 und 2014 relativ konstant geblieben, auch wenn sich jährliche Schwankungen ergeben. Dank der grösseren Verfügbarkeit der Kernkraftwerke (2018: 83,9%, 2017: 67,1%) stieg nach drei Jahren Rückgang der Anteil von Kernkraftwerken wieder auf das Niveau von 2013. Mittlerweile hat der Anteil der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien zugenommen (2018: rund 6%). Dies führt tendenziell zu einer breiteren Diversifizierung, wohingegen die nicht erneuerbare Produktion aus konventionell-thermischen Kraftwerken stabil bleibt (2018: rund 3%). Der Schweizer Stromproduktionsmix (hoher Anteil an verlässlicher und teilweise flexibler Wasserkraft, langfristige Lagermöglichkeit von Kernbrennstoffen und Bandstrom aus Kernkraft, steigende inländische Stromproduktion durch neue erneuerbare Energien) wirkt sich grundsätzlich günstig auf die Stromversorgungssicherheit aus. Die inländische Stromproduktion ist nicht mit dem Liefermix zu verwechseln: Beim Liefermix geht es um die Herkunft des konsumierten Stroms, er enthält also auch Stromimporte. Beim Produktionsmix ist zu beachten, dass Strom nicht ausschliesslich im Inland konsumiert, sondern auch exportiert wird (Quelle: BFE, 2019a+c).

Auslandabhängigkeit

Die Energieversorgung der Schweiz ist geprägt durch eine hohe Auslandabhängigkeit. Diese kann durch den Ausbau der erneuerbaren Energien und verbesserte Energieeffizienz verringert werden. Die Schweiz bleibt derweil Teil des weltweiten Energiemarkts, eine Energieautarkie wird nicht angestrebt. Die Energiestrategie 2050 soll aber dazu beitragen, die derzeit hohe Auslandabhängigkeit insgesamt zu reduzieren. Zur Analyse der Auslandabhängigkeit betrachtet das Monitoring in Anlehnung an das

MONET-Indikatorensystem für nachhaltige Entwicklung, wie sich die Bruttoenergieimporte (Einfuhrüberschuss an Energieträgern und Kernbrennstoffen²⁰) entwickeln und gleichzeitig, wie viel Energie inländisch produziert wird. Dieser Indikator weist auf das Verhältnis zwischen inländisch produzierter und importierter Energie hin und somit auf die Abhängigkeit der Schweiz von Energieimporten.

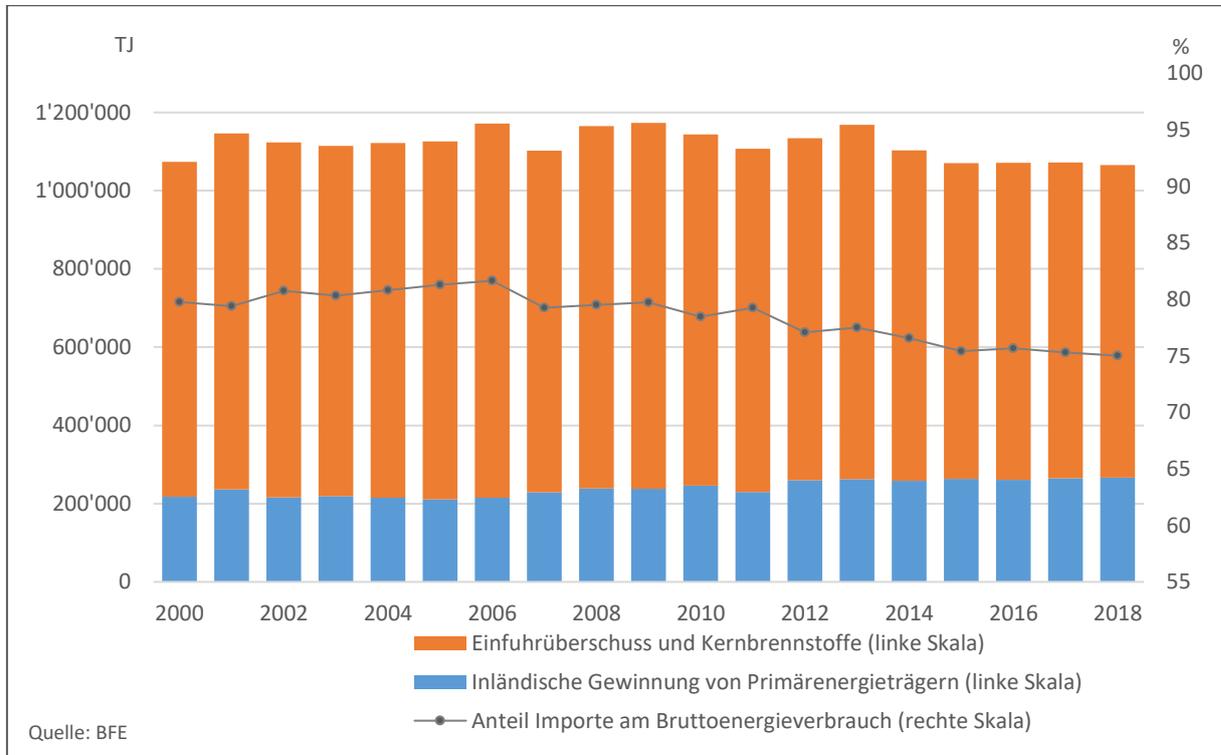


Abbildung 19: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %)

Abbildung 19 zeigt, dass zwischen 2000 und 2006 der Einfuhrüberschuss tendenziell angestiegen, danach mit gelegentlichen starken Schwankungen eher gesunken ist. Gleichzeitig ist die inländische Produktion seit 2000 in der Tendenz gestiegen. Die Bruttoimporte setzen sich dabei im Wesentlichen aus fossilen Energieträgern und Kernbrennstoffen zusammen, also aus nicht erneuerbaren Quellen. Wichtigste inländische Energiequelle bleibt die Wasserkraft, während die anderen erneuerbaren Energien ein kontinuierliches Wachstum verzeichnen. Wie die schwarze Kurve in der Grafik zeigt, ist der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (Auslandabhängigkeit) von 2000 bis 2006 gestiegen und seither rückläufig, jedoch weiterhin auf hohem Niveau: 2018 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 75,0 Prozent (2017: 75,3 und 2016: 75,8%). Dieses Verhältnis ist allerdings vorsichtig zu interpretieren, weil es von verschiedenen Faktoren abhängt. Generell lässt sich sagen, dass sich Energieeffizienzmassnahmen, welche den Verbrauch und damit die Importe insbesondere von fossilen Energien senken, und der Ausbau der inländischen erneuerbaren Energieproduktion die Abhängigkeit vom Ausland reduzieren und die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen. Beim **Öl** ist die Schweiz vollständig von Importen abhängig. Dies ist grundsätzlich ein wesentlicher Faktor für die Beurteilung der Versorgungssicherheit. Diese Abhängigkeit wird teilweise durch die gute Lagerfähigkeit in umfangrei-

²⁰ Bei den Kernbrennstoffen fliesst die produzierte thermische Energie gemäss internationalen Konventionen mit einem Wirkungsgrad von 33% ein und nicht die produzierte Elektrizität.

chen inländischen Lagern und die Diversifikation beim Bezug relativiert (vgl. *Kapitel Ölversorgungssicherheit*). Beim **Erdgas** ist die Sicherheit der Versorgung ebenfalls durch eine vollständige Auslandabhängigkeit geprägt. Diese wird relativiert durch die gute Einbindung der Schweiz ins europäische Gasfernleitungsnetz, den relativ hohen Anteil an Zweistoffanlagen sowie die Möglichkeit, Gas mit dem so genannten Umkehrfluss (Reverse-Flow) aus Italien zu importieren (vgl. *Kapitel Gasversorgungssicherheit*). Gas ist grundsätzlich ebenfalls speicherbar, es fehlen aber bislang grosse Gasspeicher im Inland, welche die Versorgung für länger als einige Stunden oder Tage decken können. Im **Strombereich** ist die Schweiz hauptsächlich im Winter auf Importe aus dem Ausland angewiesen; dieser Aspekt wird im nachfolgenden Unterkapitel „Stromversorgungssicherheit“ betrachtet (Quellen: BFE, 2019a / BFS/BAFU/ARE, 2019).

Stromversorgungssicherheit

Mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft im Rahmen der Energiestrategie 2050 und der längerfristigen Dekarbonisierung des Energiesystems erhält die Stromversorgungssicherheit der Schweiz eine besondere Bedeutung. Das Monitoring der Energiestrategie 2050 verweist dabei in erster Linie auf aktuelle Studien zur systemischen Analyse der Stromversorgungssicherheit (sog. System Adequacy). Ergänzend werden ausgewählte Indikatoren des Berichts „Stromversorgungssicherheit der Schweiz“ der Eidgenössischen Elektrizitätskommission (ElCom) und weiteren Quellen dargestellt. Die Stromversorgungssicherheit hat schliesslich einen engen Bezug zum Themenfeld „Netzentwicklung“, welches weitere Indikatoren aufführt.

System Adequacy

Die Gewährleistung der Stromversorgungssicherheit basiert auch in der Schweiz auf dem Zusammenspiel von Kraftwerkskapazitäten und dem Stromnetz, welches Transport und Verteilung der produzierten Energie ermöglicht. Die Stromnetze ergänzen die inländischen Kraftwerkskapazitäten und sind für den Erhalt der Versorgungssicherheit ebenso wichtig. Die stark vernetzte Schweiz hängt zudem auch von den Gegebenheiten in den Nachbarstaaten ab. Eine enge internationale Abstimmung ist aus Sicht der Versorgungssicherheit unerlässlich. Da sich aufgrund neuer strategischer Ausrichtungen der Länder (vor allem der EU) die Situation über die Zeit ändert, braucht es für die Beurteilung der Versorgungssicherheit umfassende periodische Analysen zur so genannten „System Adequacy“. Dabei handelt es sich um einen ganzheitlichen Modellierungsansatz der Versorgungssituation, welcher die strategische Ausrichtung in den Bereichen Erzeugung, Verbrauch und der nötigen Netzinfrastruktur betrachtet. 2017 führte die ETH Zürich und die Universität Basel im Auftrag des BFE erstmals eine solche Studie für die Schweiz bis zum Jahr 2035 durch, 2019 erfolgte eine Aktualisierung der Studie mit einem um fünf Jahre verlängerten Zeithorizont bis zum Jahr 2040. Diese basiert wie bereits 2017 auf einer Palette von energiewirtschaftlichen Szenarien betreffend Angebots- und Nachfrageentwicklung in der Schweiz und in Europa. Die quantitativen Ergebnisse der aktualisierten Studie sind grundsätzlich konsistent mit denen der Vorgängerstudie aus dem Jahr 2017: In den betrachteten Szenarien zeigt sich, dass auch die längerfristig auftretenden Versorgungssituationen durch kurzfristige operative Massnahmen der Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid kontrolliert werden können. In den Szenarien resultiert auch bei einer Kombination des Kohleausstiegs in Deutschland mit einer frühzeitigen Reduktion der Kernkraftkapazität in Frankreich für die Schweiz eine insgesamt gute Versorgungslage. Diese Beurteilung gilt auch für die Zeit nach der Abschaltung der Kernkraftwerke in der Schweiz. Daraus folgt allerdings auch, dass die Stromversorgungssicherheit in zunehmenden Masse durch importierten Strom sichergestellt wird. Andererseits profitiert die Schweizer Wasserkraft von den Veränderungen des Produktionsmixes in den EU-Ländern, indem sie zu EU-Spitzenlastzeiten vermehrt zum Einsatz kommt. Im Hinblick auf eine künftige Umsetzung des Übereinkommens von Paris und das verschärfte langfristige Klimaziel der

Schweiz (Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050) richtete die aktualisierte Studie ein Augenmerk auf eine verstärkte Elektrifizierung der Nachfrage. Nach ersten daraus resultierenden Hinweisen (aufgrund von bisher fehlenden in sich konsistenten, über den Stromsektor und die Schweiz hinausgehende Dekarbonisierungsszenarien gibt es noch keine abschliessend belastbaren Resultate) zeichnet sich ab, dass die Stromnachfrage langfristig steigen wird und sich dadurch neue Herausforderungen ergeben (Quellen: Universität Basel/ETHZ, 2019+2017).

Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf

Im Jahresverlauf betrachtet erreicht die Elektrizitätsproduktion in der Schweiz das Maximum aufgrund des hiesigen Kraftwerksparks jeweils im Sommer, wenn insbesondere die Laufkraftwerke eine hohe Stromproduktion aufweisen; gleichzeitig ist der Anteil der Kernkraft wegen Revisionen jeweils kleiner. Der Landesverbrauch erreicht das Maximum aufgrund des höheren Raumwärmebedarfs jeweils im Winter. Der folgende Indikator zeigt diese Zusammenhänge im Verlauf des Kalenderjahres 2018 auf und stellt zudem die jeweiligen physikalischen Importe dar.

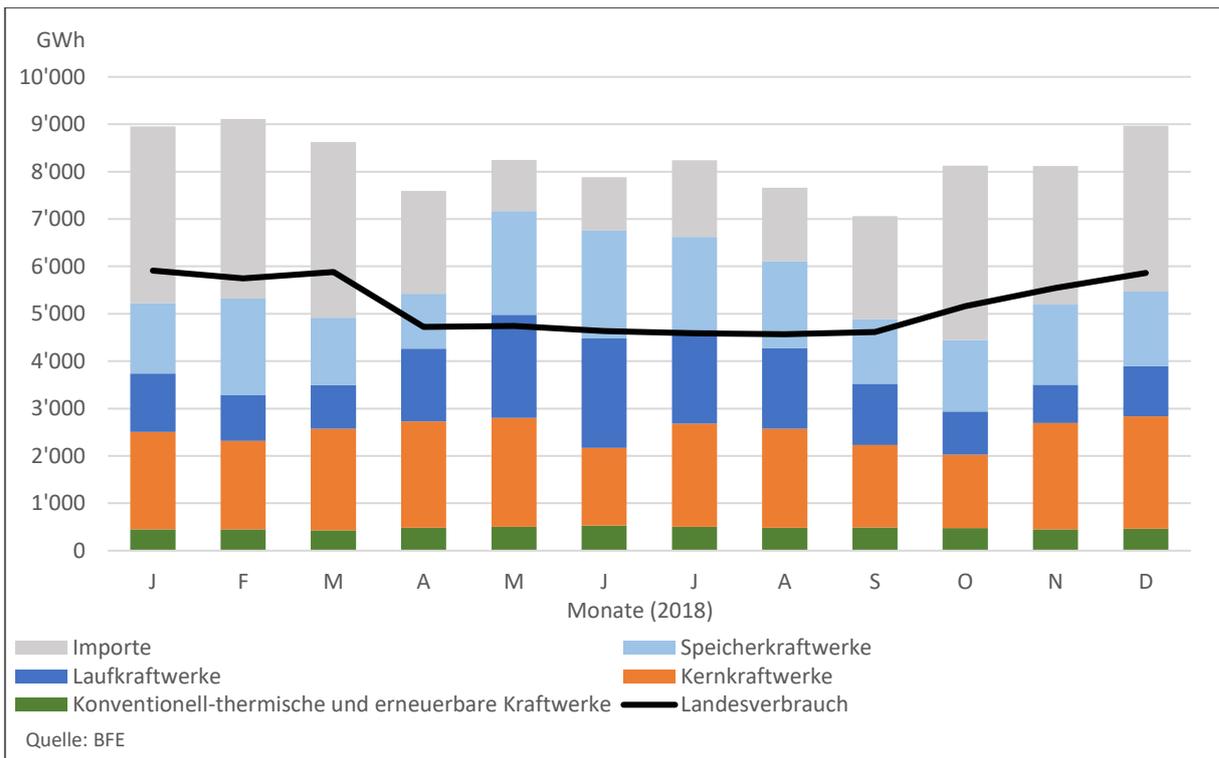


Abbildung 20: Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2018

Bei der monatlichen Betrachtung zeigt sich, dass die Schweiz in den Sommermonaten jeweils mehr Strom produziert als verbraucht (s. *Abbildung 20*). Entsprechend wird im Sommer per Saldo Strom exportiert. Im Gegensatz dazu ist in den Wintermonaten nicht genügend inländische Produktion vorhanden, um den Landesverbrauch zu decken und die Schweiz importiert per Saldo Strom. 2018 war diese Situation weniger ausgeprägt aufgrund der Wiederinbetriebnahme des Kernkraftwerks Beznau (ganzjährig) sowie der höheren Verfügbarkeit des Kernkraftwerks Leibstadt. Mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie dürfte der Bedarf nach Stromimporten im Winterhalbjahr in der Tendenz zunehmen. Die Schweiz ist indes sehr gut in das europäische Stromnetz eingebunden und verfügt über grosse Netzkapazitäten an den Grenzen zu den Nachbarländern (vgl. *Indikatoren Importkapazität und System Adequacy*). Im Weiteren sieht die Energiestrategie 2050 vor, die Stromproduktion aus erneuerbaren Energien und Wasserkraft auszubauen und den Stromverbrauch zu reduzieren. Zur längerfristigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit beabsichtigt der Bundesrat zudem weitere Massnahmen im Rahmen der vorgesehenen Revision des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes (Quellen: Bundesrat, 2019d+2018).

Importkapazität

Aufgrund der zentralen Lage inmitten von Europa ist die Schweiz bestens an die Übertragungsnetze der Nachbarländer Frankreich, Deutschland, Österreich und Italien angebunden. Durch die grenzüberschreitenden Leitungen besteht für die Schweiz somit die Möglichkeit, einen Teil der Stromversorgung mittels Stromimporten zu decken. Die von den Übertragungsnetzbetreibern festgelegte kommerzielle Transportkapazität, die so genannte „Net Transfer Capacity (NTC)“ gibt dabei die maximale Importkapazität an, die pro Grenze kommerziell genutzt werden kann, ohne die Netzstabilität zu gefährden.

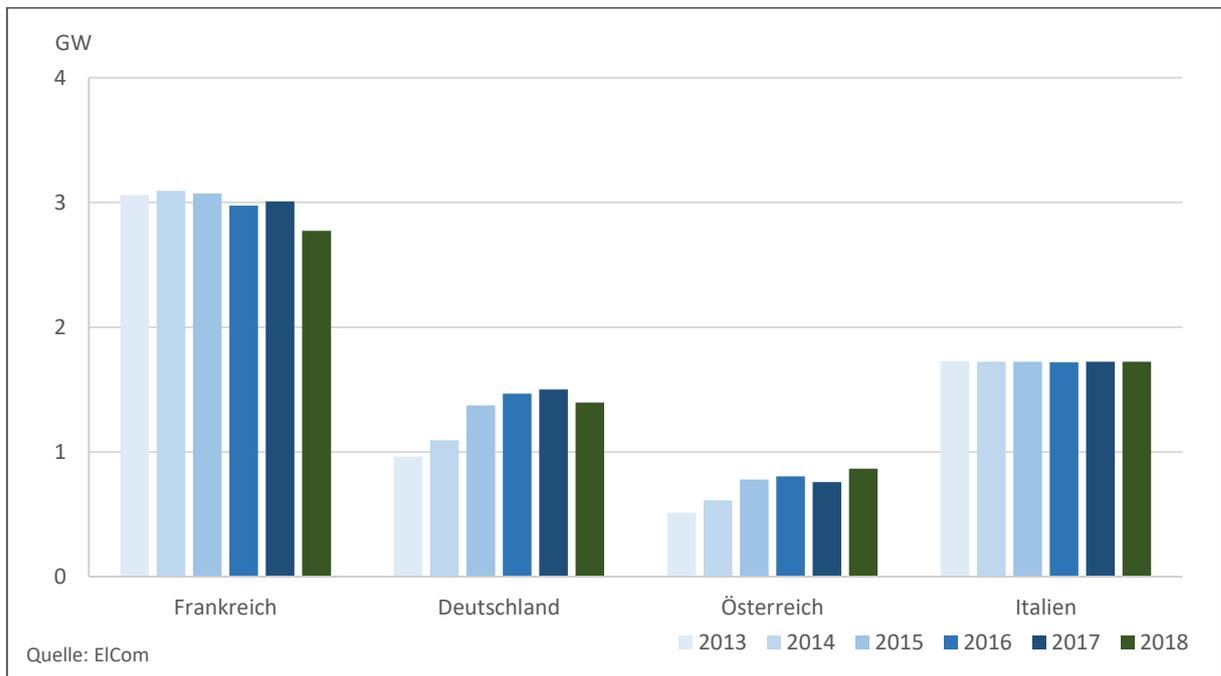


Abbildung 21: Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW)

Abbildung 21 zeigt die Importkapazität an den vier Schweizer Landesgrenzen (jene des Fürstentums Liechtenstein wird der Importkapazität Österreich-Schweiz angerechnet). Die Importkapazitäten an den einzelnen Landesgrenzen blieben zwischen 2013 und 2018 für Italien relativ stabil und stiegen für Deutschland und Österreich leicht an, auch wenn 2018 gegenüber dem Vorjahr die Importkapazität aus Deutschland leicht gesunken ist. Dies wurde indessen durch den Anstieg der Importkapazität aus Österreich – vor allem im letzten Quartal 2018 – ausgeglichen. Dazu dürfte die Inbetriebnahme des neuen Unterwerks in Rüti (SG) im Herbst 2017 beigetragen haben. Andererseits hat Swissgrid die Importkapazitäten an der deutschen und österreichischen Grenze seit Winter 2015 durch neue Planungs- und Prognosesysteme optimiert. Für Frankreich sind die Importkapazitäten dagegen spürbar zurückgegangen (Quelle: ElCom, 2019a). Schwankungen der NTC sind nach Angaben von Swissgrid allerdings nicht aussergewöhnlich und können durch Änderungen des Produktionsmusters, Ausserbetriebnahmen oder Nichtverfügbarkeit von Infrastrukturen bedingt sein und sind teilweise auch abhängig von Bestimmungen der Nachbarn.

Belastung N-1 im Übertragungsnetz

Eine zentrale Grösse für den Netzbetrieb des Übertragungsnetzes ist die Einhaltung des N-1-Kriteriums. Dieses besagt, dass bei einem Ausfall eines beliebigen Netzelementes die Belastungswerte der verbleibenden Netzelemente nicht über 100 Prozent steigen dürfen. Bei dieser Betrachtung handelt es sich nicht um die tatsächliche Netzbelastung, sondern um eine Simulationsrechnung, bei der die hypothetische Netzbelastung bei einem Ausfall eines kritischen Netzelements berechnet wird. Diese Rechnung ist eine der wesentlichen Grundlagen für die Systemführung, sowohl in präventiver Hinsicht als auch zur Ergreifung kurativer Massnahmen. Die Simulationen werden alle 5 Minuten wiederholt und in der vorliegenden Auswertung zu 15 Minutenwerten aggregiert. Die Netzbelastungswerte des am stärksten

belasteten Netzelements werden anschliessend den Kategorien 100-110 Prozent, 110-120 Prozent oder über 120 Prozent zugeordnet.

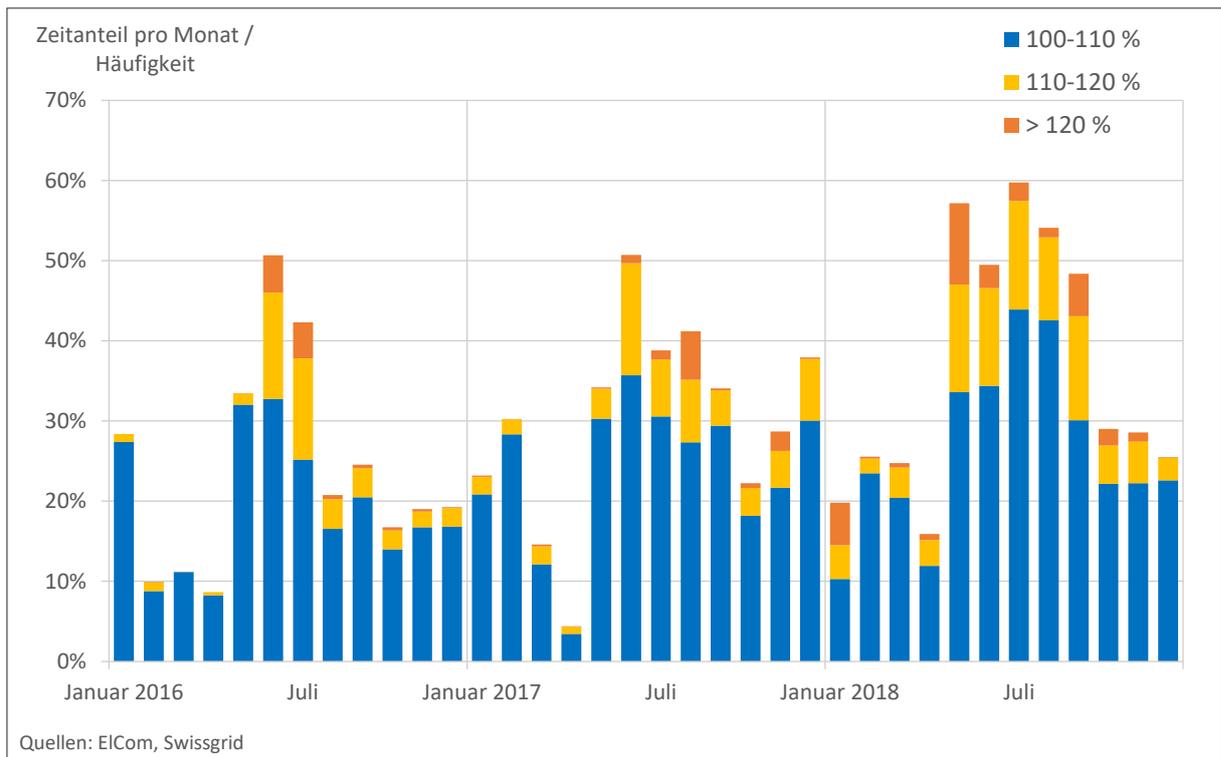


Abbildung 22: Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes

Abbildung 22 zeigt die simulierte Netzbelastung im N-1-Fall seit 2016. Der maximale Belastungswert der verbleibenden Netzelemente bei einem potenziellen Ausfall fiel mehrheitlich der Kategorie 100-110 Prozent zu. Bei einer saisonalen Betrachtung lagen die simulierten Belastungswerte im N-1-Fall in den Sommermonaten jeweils über denjenigen der Wintermonate. Dieser Anstieg ist einerseits auf die Ausserbetriebnahme von Netzelementen zur Durchführung von Instandhaltungsarbeiten zurückzuführen, andererseits reduzieren die wärmeren Temperaturen im Sommer die Leistungsfähigkeit des Stromnetzes. In den beiden Winterhalbjahren 2015/16 und 2016/17 war die Versorgungssituation aufgrund von Kraftwerksausfällen angespannt. Dies führte dazu, dass insbesondere im Januar 2016 wie auch im Februar 2017 mehr Energie importiert werden musste und dadurch die Grundbelastung des Stromnetzes auf einem hohen Niveau lag. Im Vergleich zu den Vorjahren ist die Netzbelastung 2018, insbesondere in den Sommermonaten, gestiegen. Dieser Anstieg kann durch eine hohe Produktion in der Schweiz und damit zusammenhängendem hohem Export erklärt werden. Sowohl die Füllstände der Speicherseen wie auch die vorhandenen Schneereserven waren 2018 höher als 2017. Damit ein Überlauf der Speicherseen vermieden werden konnte, wurde mehr produziert. Aktuell ist die Datenreihe jedoch noch zu kurz, um einen Trend abzuleiten (Quelle: ElCom, 2018).

Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit

Die ElCom verfolgt und analysiert seit 2010 die Entwicklung der Versorgungsqualität der grössten Verteilnetzbetreiber der Schweiz. Erfasst werden gemäss internationalem Standard alle Unterbrechungen der Stromversorgung, die drei Minuten oder länger dauerten. Zur Analyse dient der international übliche Indikator «System Average Interruption Duration Index» (SAIDI), der die durchschnittliche Zeitdauer angibt, in der ein Endverbraucher infolge eines Unterbruchs in der Stromversorgung pro Jahr ohne

Strom war. Unterschieden wird zwischen geplanten (z.B. Unterbrechungen zum Unterhalt der Anlagen, welche der Netzbetreiber mindestens 24 Stunden vorher ankündigt) und ungeplanten Unterbrechungen, beispielsweise aufgrund von Naturereignissen, menschlichem Versagen, betrieblichen Ursachen, Fremdeinwirkungen oder höherer Gewalt. Bei der Betrachtung der Versorgungsqualität liegt der Fokus auf den ungeplanten Unterbrechungen.

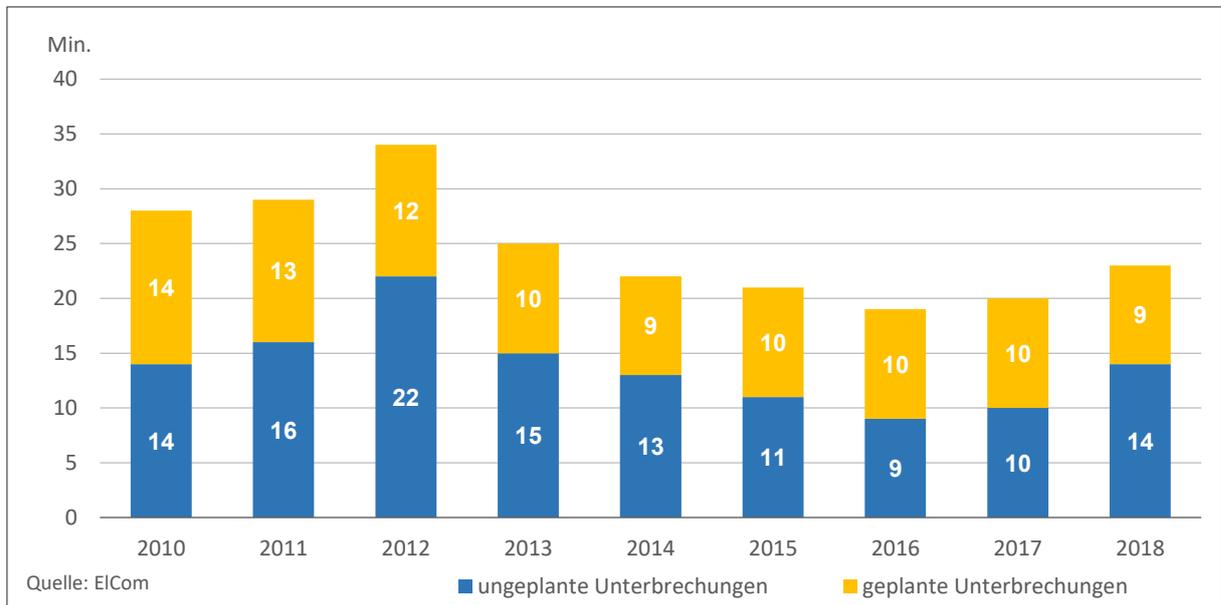


Abbildung 23: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI)

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher betrug im Jahr 2018 in der Schweiz gesamthaft 23 Minuten, wie *Abbildung 23* zeigt. Im Vergleich zum Vorjahr bedeutet dies eine um drei Minuten schlechtere Versorgungsqualität. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer aufgrund von geplanten Unterbrechungen war besser als im Vorjahr und ergab einen Wert von neun Minuten pro Endverbraucher. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer aufgrund von ungeplanten Unterbrechungen erreichte im Jahr 2018 mit 14 Minuten einen durchschnittlichen Wert. Die Veränderung gegenüber 2017 beträgt vier Minuten. In der Langzeitbetrachtung konnte über die vergangenen neun Jahre eine positive Entwicklung des SAIDI-Wertes in der Schweiz beobachtet werden. Die Verbesserung des SAIDI-Wertes in den Jahren 2014, 2015 und 2016 gegenüber den Vorjahren (2010–2013) ist hauptsächlich auf die Abnahme von Unterbrechungen aufgrund von Naturereignissen und betrieblichen Ursachen zurückzuführen. Im Jahr 2018 sind die ungeplanten Unterbrechungsminuten wieder etwas angestiegen. Dies ist vor allem dem Sturmtief Burglind im Januar 2018 zuzurechnen. Im internationalen Vergleich sind diese Werte nach wie vor ausgezeichnet. Wie aus den offiziellen Angaben des Rats der europäischen Energieregulatoren („Council of European Energy Regulators, CEER) hervorgeht, liegt die Schweiz in Sachen durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher mit Dänemark, Deutschland, den Niederlanden und Luxemburg auf Augenhöhe. Die Werte von Österreich, Frankreich und Italien liegen über den Werten der Schweiz (Quellen: ECom, 2019c+2018a).

Gasversorgungssicherheit

Die Schweiz ist gut ins europäische Gas-Fernleitungsnetz eingebunden. Dies ist für die Gasversorgungssicherheit der Schweiz zentral. Nach der russisch-ukrainischen Gaskrise von 2009 hat die EU ihr Gas-Krisenmanagement verstärkt. Unter anderem setzte sie dazu eine Koordinierungsgruppe "Erdgas" (Gas Coordination Group, GCG) ein. Seit 2013 wird die Schweiz ad hoc, aber regelmässig zu den Sitzungen der GCG eingeladen. Die Verordnung (EU) Nr. 994/2010 über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung verpflichtete die EU-Mitgliedsstaaten, eine Risikobewertung ihrer Erdgasversorgung vorzunehmen sowie Präventions- und Notfallpläne zu erstellen. Um ihre Versorgungssicherheit weiter zu verbessern und mit der GCG zusammenzuarbeiten, hat das Bundesamt für Energie zwei Berichte in Anlehnung an die EU Vorgaben erstellt. Aufbauend auf der "Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz" wurden Präventions- und Notfallpläne für Erdgas erarbeitet (BFE, 2014+2016)²¹. Auf Basis dieser Grundlagen beobachtet das Monitoring im Gasbereich ausgewählte Indikatoren.

Zweistoffanlagen

Endkunden mit Zweistoffanlagen ermöglichen es, bei Bedarf von Erdgas auf Mineralölprodukte (i.d.R. Heizöl extraleicht) umzustellen, hauptsächlich im industriellen Bereich. Da die Schweiz weder über eine eigene Erdgasproduktion noch über grosse Speicher verfügt, stellen die Zweistoffanlagen ein wichtiges Element für die Gasversorgungssicherheit des Landes dar²². Durch die Umschaltung von Zweistoffanlagen kann bei Bedarf (z.B. im Falle einer Störung der Erdgasversorgung) eine bedeutende Reduktion der Transportkapazität bzw. des Erdgasverbrauchs innert kurzer Frist erreicht werden, um die Gasversorgung der übrigen Verbraucher²³ weiter zu gewährleisten. Wenn an den Grosshandelsmärkten der umliegenden Länder Gas beschafft und in die Schweiz eingeführt werden kann und die Kapazitäten zur Verfügung stehen, können Umschaltungen teilweise oder vollständig vermieden werden. Für Zweistoffanlagen werden in der Schweiz Erdgasersatz-Pflichtlager in Form von Heizöl (s. *Kasten S. 54*) im Umfang von rund viereinhalb Monaten des Erdgasverbrauchs dieser Anlagen gehalten für den Fall einer gleichzeitigen Versorgungsstörung bei Erdgas und Erdöl.

²¹ Die Verordnung wurde Ende 2017 revidiert (Verordnung (EU) Nr. 2017/1938). Die Revision beinhaltet hauptsächlich eine intensivere Kooperation zwischen EU-Mitgliedsländern, wobei Drittländer kaum mitberücksichtigt werden. Die Schweiz hat ihre Risikobewertung und die Pläne deshalb vorerst nicht aktualisiert, verfolgt aber kontinuierlich Aktivitäten in diesem Bereich.

²² Umschaltbare Anlagen dienen auch der Erhöhung der Flexibilität bei der Erdgasbeschaffung und ermöglichen Kostenoptimierungen. Zusätzlich werden solche Anlagen zur Optimierung der Netzstabilität genutzt.

²³ In der Schweiz gibt es keine Definition der geschützten Kunden gemäss Verordnung (EU) Nr. 2017/1938.

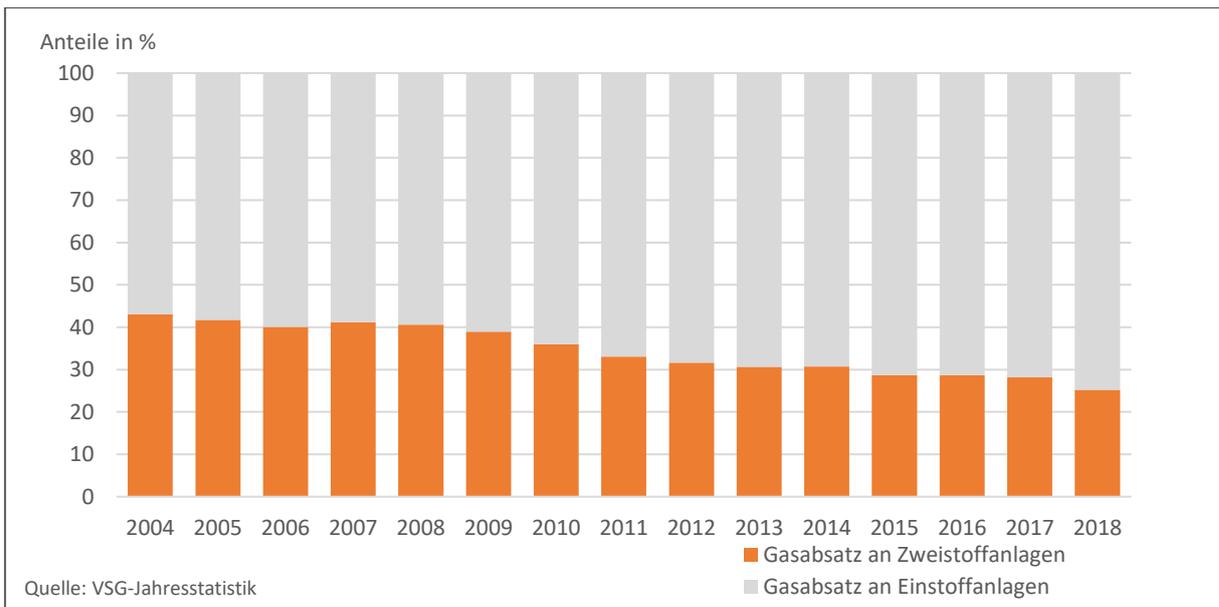


Abbildung 24: Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %)

Derzeit können rund 25 Prozent des jährlichen Gasverbrauchs der Schweiz dank Zweistoffanlagen kurzfristig durch Heizöl substituiert werden. Dieses Potenzial kann indes bei tieferen Temperaturen zurückgehen, falls Erdgaskunden mit Zweistoffanlagen dann bereits gemäss vertraglicher Vereinbarung von Erdgas auf Heizöl umgeschaltet wurden. Der Anteil des Gasabsatzes an Zweistoffanlagen in der Schweiz ist im weltweiten Vergleich hoch. Dieser Anteil hat in den letzten Jahren jedoch abgenommen, wie *Abbildung 24* zeigt. Damit die kurzfristige Versorgungssicherheit auch unter geänderten Rahmenbedingungen sichergestellt werden kann, prüft die wirtschaftliche Landesversorgung zusammen mit der Erdgasbranche weitere Massnahmen (Quelle: VSG, 2019).

Infrastrukturstandard

Anhand des Infrastrukturstandards wird beurteilt, inwieweit das Gasversorgungssystem in der Lage ist, an einem Tag mit aussergewöhnlich hoher Gasnachfrage (kalter Wintertag) – wie sie mit statistischer Wahrscheinlichkeit einmal in 20 Jahren auftritt – die gesamtschweizerische Nachfrage auch beim Ausfall des grössten Importpunktes zu decken (N-1-Betrachtung). Die Schweiz berechnet diesen Standard gemäss der entsprechenden EU-Verordnung, eine Analyse wurde erstmals im Jahr 2014 publiziert (BFE, 2014)²⁴. In diesem berechneten Gebiet sind das Tessin und das Bündner Rheintal nicht enthalten, da diese nicht oder kaum ans restliche Schweizer Erdgasnetz angebunden sind. Bei der Beurteilung des Infrastrukturstandards wird allein die technische Importkapazität berechnet, ohne zu berücksichtigen, für welches Land das importierte Gas aufgrund der abgeschlossenen Lieferverträge effektiv bestimmt ist. Ein grosser Teil der in der Schweiz auf der Transitgasleitung abgewickelten Gastransporte sind nicht für den inländischen Markt bestimmt und auch auf anderen Transportleitungen wird teilweise

²⁴ Da inzwischen die Komponenten der N-1-Formel revidiert wurden, weichen die im vorliegenden Monitoring-Bericht dargestellten Werte für 2011/12 und 2012/13 leicht von jenen im Risikobericht von 2014 ab. Die Zahlen von 2016/17 und 2017/18 wurden ebenfalls revidiert.

Gas verschoben, welches für den Export bestimmt ist. Der Indikator wird in der Regel alle zwei Jahre aktualisiert.

Referenzperiode (Winterhalbjahre) ²⁵	N-1 Gesamtnachfrage Schweiz	N-1 Nachfrage nicht umschaltbarer Kunden
2011/12 2012/13	151%	227%
2013/14 2014/15	152%	216%
2016/17 2017/18	229% (128%)	319% (178%)

Abbildung 25: Entwicklung Infrastrukturstandard N-1 für verschiedene Nachfragekategorien (Quellen: Swissgas und VSG, Berechnungen BFE)

Der N-1-Wert stellt den Anteil der Gasnachfrage dar, der von der verbleibenden Gasinfrastruktur gedeckt werden kann. Das N-1-Kriterium ist erfüllt, wenn das Ergebnis der Berechnung mindestens 100 Prozent beträgt. Wie *Abbildung 25* zeigt, war dies für die drei betrachteten Zeitperioden (Winterhalbjahre) der Fall. Dies einerseits für die „maximale“ Gesamtnachfrage (d.h. ohne Umschaltungen) und andererseits für die „maximale“ Nachfrage der Kunden mit nicht umschaltbaren Anlagen. Die zwei ersten berechneten N-1-Werte liegen in der gleichen Grössenordnung. Für die jüngste berechnete Periode liegt der N-1-Wert deutlich höher: Seit August 2017 ist es nach Angaben von Swissgas möglich, Gas auch physisch mit dem so genannten Umkehrfluss (Reverse-Flow) via Griesspass im Oberwallis aus Italien zu importieren. Weil dies nicht auf die ganze Referenzperiode (2016/17 und 2017/18) zutraf, ist in Klammern auch der Wert ohne Reverse-Flow angegeben²⁶. Berücksichtigt wurde in der jüngsten Berechnung zudem die seit Ende September 2017 ausser Betrieb genommene transeuropäische Erdgasleitung TENP I und demzufolge die Reduktion um etwa 50 Prozent der Exit-Kapazitäten (von Deutschland in die Schweiz) in Wallbach (AG) an der Grenze zu Deutschland, da die deutschen Auspeisepkapazitäten faktisch bestimmend für die Schweizer Einspeisepkapazitäten sind. Eine Studie der Europäischen Kommission aus dem Jahr 2015 zeigt, dass die Schweiz mit ihren N-1-Werten im europäischen Vergleich gut positioniert ist (Quellen: Rodríguez-Gómez N. et al, 2015 / Swissgas und VSG, 2018 / Berechnungen BFE).

²⁵ Zwei Winterhalbjahre als Referenzperiode entspricht der Praxis und der Erfahrung der Gasversorger, um die Gasnachfrage gegenüber den Temperatureffekten abzustimmen. Bezüglich der Kapazitäten werden jeweils die neuesten verfügbaren Daten der Referenzperiode genutzt.

²⁶ Mit Reverse-Flow ist der Griesspass der grösste Importpunkt für die Berechnung, ohne Reverse-Flow wie in den ersten beiden Berechnungsperioden Wallbach.

Ölversorgungssicherheit

Diversifikation der Transportmittel

Rohöl und Mineralölprodukte wie etwa Benzin, Diesel oder Heizöl gelangen auf verschiedenen Wegen in die Schweiz und werden dort weiterverteilt. Die Haupteinfuhrwege liegen primär im westlichen Teil des Landes: In Basel mit der Rhein-Schifffahrt sowie in den Kantonen mit Pipelineanschlüssen²⁷. Ausserdem erfolgen Importe per Bahn und Lastwagen. Im Landesinnern erfolgt die Feinverteilung hauptsächlich mit Lastwagen. Der Diversifikation der relevanten Transportmittel und -wege wie Ölpipelines, Schiffe, Schiene oder Strasse kommt daher eine zentrale Bedeutung zu bei der Beurteilung der Erdölversorgungssicherheit der Schweiz. Der Indikator zeigt die Entwicklung der Anteile der Transportmittel, über die Erdöl eingeführt wird.

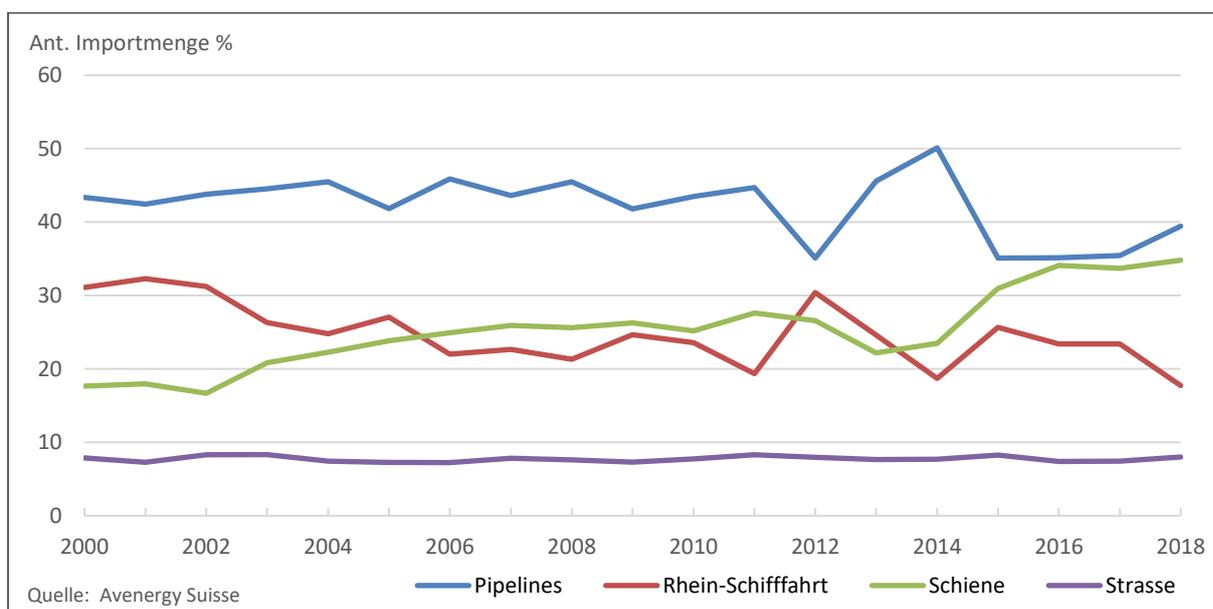


Abbildung 26: Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %)

Abbildung 26 zeigt, dass der Anteil der verschiedenen Transportmittel bei der Einfuhr von Erdöl (Rohöl und Produkte) zwischen 2003 und 2010 relativ stabil war. 2011 ging der Transport auf dem Rhein dagegen gegenüber dem Vorjahr um gut 20 Prozent zurück. Grund dafür waren eine einmonatige Sperrung des Flusses im Januar infolge eines Schiffsunfalls sowie extrem tiefe Wasserstände im Mai und November. Als Konsequenz wurden 5 Prozent mehr Erdölprodukte per Bahn und ein Viertel mehr über die Produktpipeline der SAPPRO eingeführt. 2012 wurde infolge der zirka 6-monatigen Betriebseinstellung der Raffinerie Cressier (NE) rund ein Viertel weniger Rohöl per Pipeline importiert. Zur Kompensation dieses Produktionsausfalls wurden knapp 60 Prozent mehr Erdölprodukte über den Rhein transportiert. 2013 standen die Anteile der Öltransportmittel wieder auf ihren mehrjährigen Niveaus. 2014 wurde gegenüber dem Vorjahr weniger Heizöl abgesetzt. Dies in erster Linie aufgrund der warmen Witterung; ein möglicher weiterer Grund ist die Erhöhung der CO₂-Abgabe. Heizöl wird mehrheitlich per

²⁷ Oléoduc du Jura Neuchâtelais OJNSA (NE), Oléoduc du Rhône ORH (VS; seit Frühling 2015 stillgelegt infolge Betriebseinstellung der Raffinerie Collombey), Produktpipeline SAPPRO (GE; Marseille-Genf/Vernier).

Rheinschiff importiert, deswegen sank der Anteil dieses Verkehrsträgers deutlich. Dafür stieg die Rohöleinfuhr, welche vollständig per Pipeline erfolgt. 2015 sanken die Rohöleinfuhren über die Pipelines deutlich: Die Produktionseinstellung der Raffinerie Collombey Mitte März führte zu einem Importanstieg bei den Fertigprodukten, welche vermehrt auf die Bahn und die Rheinschiffahrt entfielen. 2016 stiegen die Bahntransporte weiter an, 2017 wurde der Aufwärtstrend temporär gebremst, weil die Rheintalbahn für einige Wochen teilweise unterbrochen war. Im Herbst 2018 beeinträchtigte das historische Niedrigwasser infolge der anhaltenden Trockenheit die Importe über den Rhein stark. Die Fehlmengen konnten nur teilweise über andere Kanäle kompensiert werden, weil diese ebenfalls bereits ausgelastet waren, da auch das umliegende Ausland von der Situation betroffen war. Der Bund erlaubte deshalb temporäre Pflichtlagerbezüge für Diesel, Benzin und Flugpetrol, um diese Versorgungsstörung zu überbrücken. Die Anteile der verschiedenen Transportmittel waren 2018 folgendermassen verteilt: Öl-Pipelines 39,4%, Schiene 34,8%, Rheinschiffahrt 17,7% und Strasse rund 8,0% (Luft: vernachlässigbar). Die Transportmittel sind damit breit diversifiziert und teilweise substituierbar, was sich positiv auf die Versorgungssicherheit auswirkt. Mit den umfangreichen Pflichtlagern (s. *Kasten S. 54*) besteht hierzulande bei einer Versorgungsstörung zudem die Möglichkeit, den Verbrauch der wichtigsten Mineralölprodukte während mind. 3 (Flugpetrol) bzw. 4,5 Monaten vollständig zu decken, wie dies zum Beispiel 2015 und 2018 der Fall war (Quelle: Avenenergy Suisse, 2019).

Importportfolio von Rohöl

Eine breite Diversifizierung des Importportfolios von Erdöl ist eine der Strategien, um die Energieversorgungssicherheit in diesem Bereich zu gewährleisten. Eine diversifizierte Versorgung lässt auf eine höhere Widerstandsfähigkeit der Versorgungskette und damit eine höhere Versorgungssicherheit schliessen. Der nachfolgende Indikator schlüsselt die Rohöl-Importe nach Herkunftsländern auf²⁸.

²⁸ Die *Erdölprodukte* importiert die Schweiz nahezu vollständig aus EU-Ländern. Welcher Herkunft und wie hoch dabei die zu Grunde liegenden Rohölimporte sind, ist nicht eruierbar.

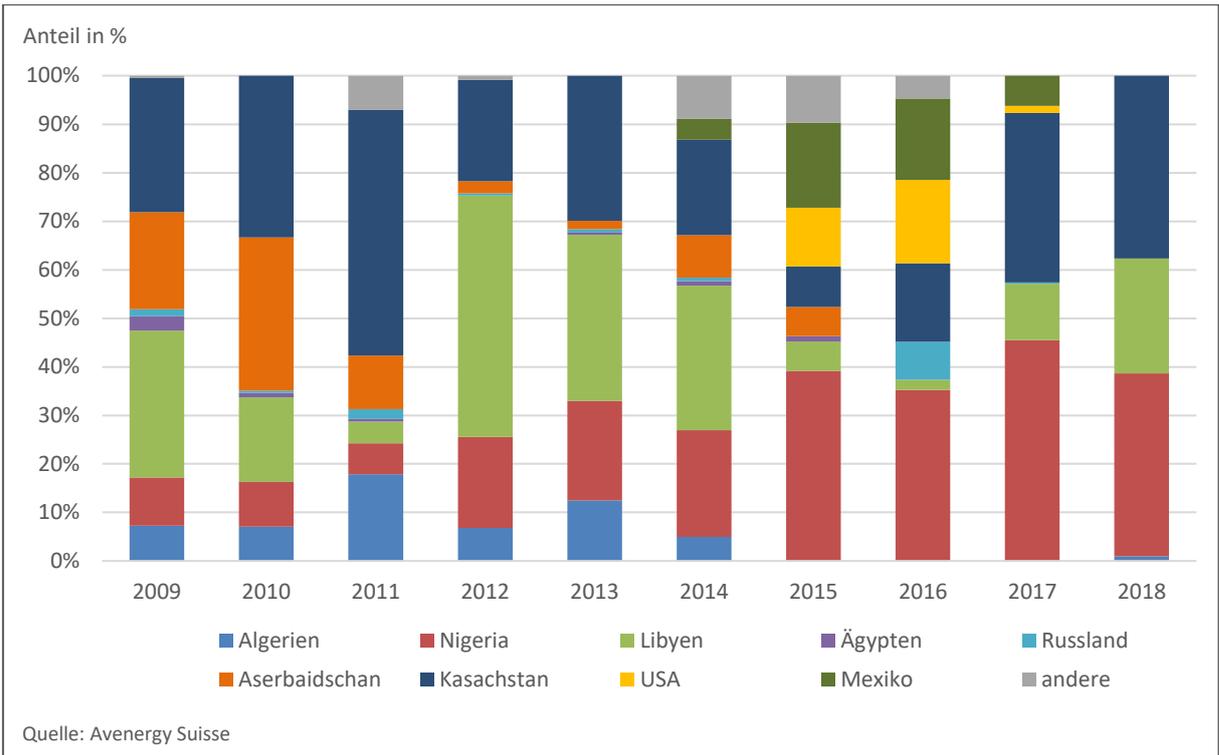


Abbildung 27: Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %)

2018 waren wie im Vorjahr Nigeria und Kasachstan die Hauptlieferanten von Rohöl. Sie sorgten zusammen für über 75 der Rohölimporte. Knapp 24 Prozent der Importe stammten aus Libyen, ein untergeordneter Anteil aus Algerien. Damit verteilten sich die Rohölimporte in diesem Jahr auf vier Herkunftsländer. Die Anteile der Produzentenländer am Schweizer Rohölimportportfolio schwankten (vgl. *Abbildung 27*) in den letzten Jahren stark: Ab 2009 sind beispielsweise die Importe aus Libyen infolge diplomatischer Unstimmigkeiten und politischer Unruhen eingebrochen, insbesondere Kasachstan, Aserbaidschan und Algerien sprangen in die Bresche. 2012 bis 2014 war Libyen wieder Hauptrohöl-Lieferant der Schweiz. Seit 2015 ist Nigeria an diese Stelle getreten, die Einfuhren aus Libyen brachen erneut ein, haben sich 2017 indes etwas erholt und stiegen 2018 weiter an. 2015 und 2016 importierte die Schweiz zudem einen namhaften Anteil Rohöl aus den USA. Die grossen Veränderungen bei den Schweizer Rohölimporten zeigen, wie versorgungsflexibel der Erdölmarkt ist (Quelle: Avenergy Suisse, 2019).

Importe von Rohöl und Erdölprodukten

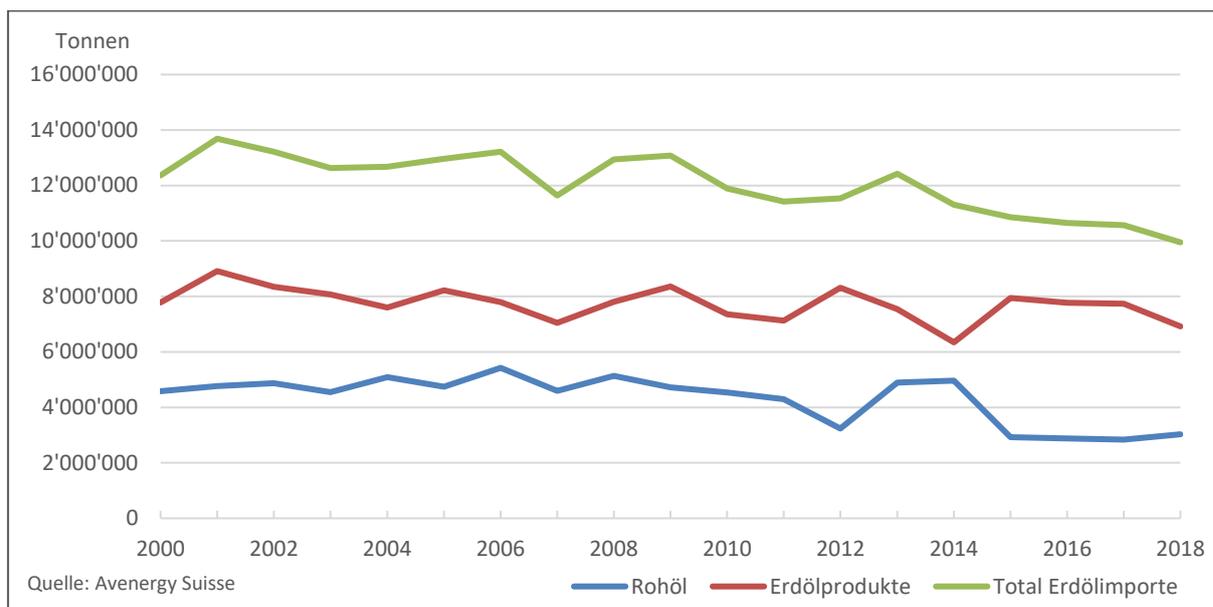


Abbildung 28: Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte

Wie *Abbildung 28* zeigt, sind seit 2000 die Erdölimporte insgesamt tendenziell gesunken (grüne Kurve), 2018 erstmals seit 1970 unter die Schwelle von 10 Mio. Tonnen. Damit bestätigt sich ein längerfristiger Trend. Mögliche Gründe für diesen Rückgang sind Substitutionseffekte (z.B. von Heizöl zu Gas resp. Wärmepumpen), Energieeffizienzmassnahmen, der zunehmende Verbrauch biogener Treibstoffe, der technologische Fortschritt sowie politische Massnahmen (Energieetikette für Personenwagen, CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen). Als Treiber für die kurzfristigen Schwankungen gelten Witterung, Konjunktur sowie die Preisentwicklung. 2015 fiel zudem der Tanktourismus weg, nachdem die Nationalbank die Aufhebung des Schweizerfranken-Mindestkurses gegenüber dem Euro beschlossen hatte. Dies verteuerte die Erdölprodukte auf dem Schweizer Markt im Vergleich zur Eurozone, woraufhin Automobilisten der Nachbarländer kaum mehr Treibstoffe an schweizerischen Tankstellen kauften und Schweizer insbesondere Diesel vermehrt im Ausland tankten. Insgesamt bleibt die Bedeutung des Energieträgers nach wie vor hoch (Anteil am Endverbrauch knapp 50 Prozent, *vgl. Abbildung 17*). Der Rückgang der Importe im Jahr 2007 gründet vor allem auf die sehr hohen Heizölpreise und die warme Witterung. Bei der Betrachtung nach Rohöl und Produkten (rote und blaue Kurve) fällt insbesondere die Entwicklung in den Jahren 2012 und 2015 auf, wo beide Kurven divergieren. Dies, weil 2012 die Raffinerie Cressier (NE) ihre Produktion für rund sechs Monate einstellen musste als Folge der Nachlassstundung des ehemaligen Eigentümers Petroplus sowie der Suche nach einem Käufer; dafür wurden mehr Produkte eingeführt. 2015 zeigt sich ein ähnliches Bild: Die Produktionseinstellung der Raffinerie Collombey (VS) im März führte zu einer über 40-prozentigen Abnahme bei den Rohölimporten und zu einer deutlichen Zunahme beim Import von Fertigprodukten. Ende Oktober musste zudem Cressier eine vorübergehende Produktionseinstellung vermelden wegen eines Lecks in einem Wärmetauscher. Auch hier ist die Versorgungssicherheit trotz Abhängigkeit vom Ausland gewährt, indem die Schweiz in einen gut funktionierenden, globalen Markt eingebunden ist, welcher in der Regel kurzfristige Schwankungen ausgleichen kann. Eigene Raffinerien sind zwar grundsätzlich ein Vorteil für die Schweiz, eine allfällige Schliessung würde die Versorgung des Landes mit fossilen Bren- und Treibstoffen jedoch nicht gefährden, da ein ausschliesslicher Import von Ölfertigprodukten (2018 stammten 99,4 Prozent der importierten Fertigprodukte aus der EU) möglich ist. Es müsste allerdings eine Zusatzmenge von Mineralölprodukte über die bestehenden Verkehrsträger (Rheinschiffahrt, Bahn, Strasse, Produktepipeline SAPPRO) im-

portiert werden (vgl. Indikator „Transportmittel“). Beim Ausfall beider Raffinerien erwartet auch das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) kurzzeitige Kapazitätsengpässe im Bereich Logistik der Erdölversorgung, insbesondere dann, wenn gleichzeitig die Produktpipeline SAPPRO und/oder die Rheinschifffahrt von einem Versorgungsunterbruch betroffen sein sollten. Im Notfall könnte jedoch vorübergehend auf die umfangreichen Pflichtlager der Schweiz zurückgegriffen werden, um ein allfälliges Defizit an Mineralölprodukten während mehrerer Monate zu kompensieren (s. *Kasten*) (Quelle: Avenergy Suisse, 2019).

Pflichtlagerhaltung von Mineralölprodukten

Mineralöl-Pflichtlager dienen dazu, bei einer Beeinträchtigung der Versorgung der Schweiz das Land dennoch mit diesen Energieträgern ununterbrochen zu versorgen. Mögliche Gründe für eine Versorgungsstörung sind zahlreich: Sie reichen von Importausfällen aufgrund von Unruhen in Förderländern, Ausfällen von Raffinerien oder Pipelines über Störungen der Logistik- und Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT)-Netze bis hin zu Beeinträchtigungen der Rheinschifffahrt infolge Hoch- oder Niedrigwasser oder defekter Schleusen. Allerdings braucht es erfahrungsgemäss eine Kombination von Schadensereignissen in der Logistik- bzw. IKT-Infrastruktur, um eine schwere Mangellage in der Schweiz zu verursachen. Bei den Mineralölprodukten besteht die Herausforderung bezüglich Versorgung darin, sie in ausreichenden Mengen sicher einzuführen und in der Schweiz zu verteilen. Die Pflichtlagerhaltung von Mineralölprodukten spielt deshalb potenziell eine wichtige Rolle zur Überbrückung von kurzfristigen Importausfällen. Der Umfang der Mineralöl-Pflichtlager (inkl. Erdgasersatzpflichtlager) hängt von der angestrebten Bedarfsdeckung²⁹ ab. Die Pflichtlagermenge von Mineralölprodukten und dessen Veränderung hängen also direkt vom inländischen Verbrauch ab.

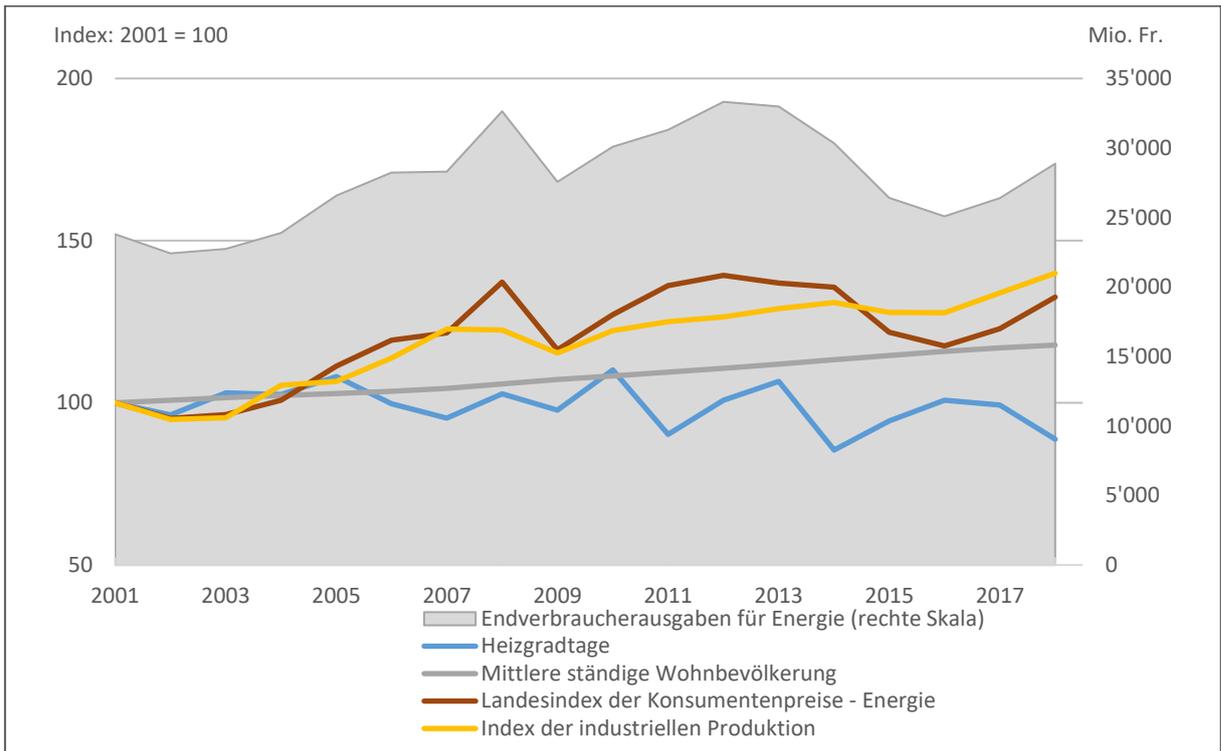
²⁹ Als IEA-Mitglied muss die Schweiz ausreichend Lager halten, um den Inlandverbrauch an Mineralölprodukten für min. 90 Tage decken zu können. Die Schweiz geht bei den meisten Produkten über diese Vorgaben hinaus, insbesondere da sie über keinen direkten Meeresanstoss verfügt: Autobenzin: 4,5 Monate, Flugpetrol: 3 Monate, Dieselöl: 4,5 Monate, Heizöle: 4,5 Monate, Erdgasersatzpflichtlager für Zweistoffanlagen (Heizöl EL): 4,5 Monate.

Themenfeld Ausgaben und Preise

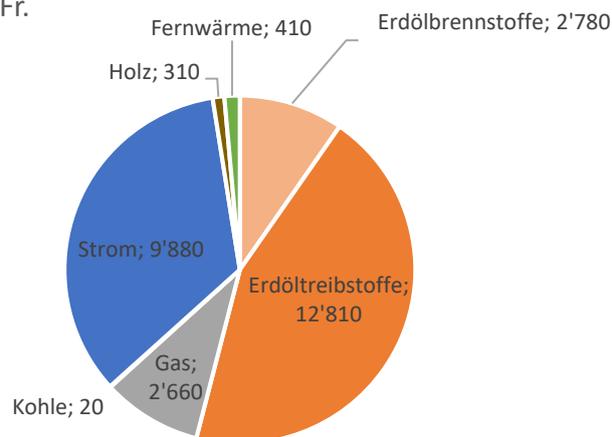
Bei einer nachhaltigen Energieversorgung ist neben der Sicherheit und Umweltverträglichkeit die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Dimension. Im Energieartikel 89 der Bundesverfassung sowie in Artikel 1 des Energiegesetzes ist festgehalten, dass eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung angestrebt wird. Die Energiestrategie 2050 bezweckt den sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems infolge der Entscheidung des schrittweisen Ausstiegs aus der Kernkraft und weiterer tiefgreifender Veränderungen im Energieumfeld, ohne die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Schweiz zu gefährden. Daher liegt der Fokus in diesem Themenfeld beim Monitoring der Endverbraucherausgaben für Energie, bei den Energiepreisen sowie bei den einzelnen Preiskomponenten.

Endverbraucherausgaben für Energie

Die Endverbraucherausgaben für Energie erfassen all jene Ausgaben, die Endverbraucher in der Schweiz für Erdölbrennstoffe, Treibstoffe, Strom, Gas, Kohle, Holz und Fernwärme tätigen. Sie berechnen sich aus der jährlich in der Schweiz abgesetzten Energiemenge (inkl. Treibstoff, der in der Schweiz an ausländische Konsumenten verkauft wird) und den entsprechenden Verkaufspreisen. Darin enthalten sind die Ausgaben für die Energie, den Transport und sämtliche Steuern und Abgaben (z.B. CO₂-Abgabe, Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer). Die Industrieabfälle, welche zur Energieerzeugung verwendet werden, werden nicht bewertet, da sie für das Energiesystem fast kostenfrei als Nebenprodukt anfallen. Auch der Verbrauch von eigenproduzierter Energie wird implizit als gratis angenommen, auch wenn für deren Produktion Investitionen getätigt wurden. Die Endverbraucherausgaben für Energie werden von den Energiepreisen und dem Energieverbrauch beeinflusst; letzterer hängt wiederum ab u.a. von der Witterung, der allgemeinen Wirtschaftslage und speziell der industriellen Produktion, dem Bevölkerungswachstum sowie dem Wohnungs- und Motorfahrzeugbestand.



2018: total ca. 28,87 Mrd. Fr.



Quellen: BFE, BFS

Abbildung 29: Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger

Abbildung 29 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie in der Schweiz, welche von rund 23,8 Mrd. im Jahr 2001 auf knapp 28,9 Mrd. Franken im Jahr 2018 angestiegen sind. Gut die Hälfte sind Ausgaben für Erdölprodukte, ein Drittel betrifft Strom, knapp 10 Prozent wird für Gas und der Rest für feste Brennstoffe sowie für Fernwärme ausgegeben. Zwischen 2001 und 2018 entspricht dies einer Zunahme von durchschnittlich 1,1 Prozent pro Jahr. Während der gleichen Periode sind die industrielle Produktion (jährlich 1,9%), die Bevölkerung (jährlich 0,9%) und der Landesindex der Konsumentenpreise für Energie (jährlich 1,6%) gewachsen. Auffallend ist, dass sich der Verlauf der Endverbraucherausgaben und jener des Konsumentenpreisindex für Energie ähneln: Dies hängt unter anderem damit zusammen, dass die Energiepreise das Verhalten der Konsumenten kurzfristig kaum

beeinflussen, sondern dieses vielmehr von den bestehenden, vergleichsweise konstanten Strukturen abhängt, beispielsweise vom Fahrzeug- und Wohnungsbestand. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer tiefen kurzfristigen Preiselastizität. Weiter ist 2008 ein deutlicher Anstieg der Endverbraucherenausgaben und der Energiepreise sichtbar, gefolgt von einem Einbruch im Folgejahr; dies lässt sich teilweise durch den wirtschaftlichen Aufschwung und die darauffolgende Abkühlung im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise erklären. 2018 sind die Endverbraucherenausgaben gegenüber dem Vorjahr, wie auch schon im Jahr davor, gestiegen, was durch Preissteigerungen erklärbar ist. Dämpfend auf den Energieverbrauch und damit auf die Endverbraucherenausgaben kann sich derweil eine verbesserte Energieeffizienz auswirken (vgl. *Abbildung 11: Energie- und Stromintensität*) (Quellen: BFE, 2019a / BFS, 2019a).

Energiepreise

Das Monitoring der Energieendkundenpreise liefert Hinweise über die Wirtschaftlichkeit der Energieversorgung und die Attraktivität des Schweizer Wirtschaftsstandorts. Die Wettbewerbsposition von Schweizer Unternehmen hängt – neben zahlreichen anderen Faktoren – auch von den heimischen Energiepreisen im Vergleich zum Ausland ab. Internationale Preisvergleiche sind jedoch mit gewissen Schwierigkeiten verbunden, da sie auf nicht einheitlichen Statistiken fassen und nur beschränkt belastbar sind. Preisentwicklungen können zudem je nach Sichtweise des Betrachters unterschiedlich beurteilt werden. So können Preiserhöhungen aus einer volkswirtschaftlichen Sicht durchaus vorteilhaft sein, wenn damit Kosten internalisiert werden, die ansonsten von der Allgemeinheit hätten getragen werden müssen. Sie können aus Sicht der Standortattraktivität auch wenig relevant sein, wenn die Preissteigerung auf Entwicklungen am globalen Energiemarkt zurückzuführen sind und somit in allen Ländern beobachtet werden. Für den einzelnen Energiekunden bedeuten höhere Preise jedoch höhere Ausgaben für Energie. Die Energiepreise setzen sich aus mehreren Preiskomponenten zusammen, welche von vielen Determinanten beeinflusst werden. Die Aufgliederung der Endkundenpreise in ihre Komponenten liefert Hinweise über mögliche Preistreiber und deren Einfluss. Steuern und Abgaben sind wichtige Einflussfaktoren. So erklären sie einen Teil der internationalen Preisunterschiede – neben länderspezifischen Unterschieden bei den Transportkosten, Marktstrukturen (u.a. Marktgrösse und Wettbewerbsintensität) sowie bei den Produktionskosten von nicht international handelbaren Energiequellen. Das jährliche Monitoring der Preise dient als grobes „Warnsystem“, um gezielt weitere Detailanalysen anzustossen, falls das Schweizer Energiesystem im internationalen Vergleich wirtschaftlich unter Druck geraten würde. Das Monitoring beobachtet nachfolgend die Entwicklung der Energieendkundenpreise für Industriekunden in der Schweiz im internationalen Vergleich sowie die Entwicklung der Energieendkundenpreise in der Schweiz und deren unterschiedlichen Preiskomponenten.

Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich

Nachfolgend werden die Endkundenpreise (inklusive Steuern) für Industriekunden von Heizöl, Diesel, Erdgas und Strom in der Schweiz in einen internationalen Kontext gestellt. Es handelt sich um jährliche Durchschnittswerte („twelve months average“, diese können von den tatsächlich bezahlten Preisen abweichen), nominale Preise, in US-Dollar anhand Marktwechselkursen umgerechnet. Die Umrechnung in US-Dollar hat zur Folge, dass der Wechselkurs des Schweizer Frankens gegenüber dem US-Dollar

die Ergebnisse beeinflussen kann³⁰. Weitere Energieträger werden aufgrund fehlender Relevanz für den Industriestandort Schweiz nicht dargestellt. Verglichen werden die Schweizer Endkundenpreise mit denjenigen ausgewählter Nachbarländer. Zur Einordnung der Stichprobe werden die Länder zusätzlich mit dem OECD-Durchschnitt sowie mit dem jährlich günstigsten beziehungsweise teuersten Land der OECD verglichen. Zu beachten ist, dass der günstigste bzw. teuerste Preis nicht unbedingt jedes Jahr im gleichen Land zu finden ist. Diese Extremwerte dienen als Hinweise der Verteilung. Wichtige Treiber dieser Preise sind die Preisentwicklungen an den internationalen Rohstoffmärkten (insbesondere bei Mineralölprodukten) sowie an den europäischen Grosshandelsmärkten (beim Strom und Erdgas), die Wechselkursentwicklung und obenerwähnte länderspezifische Treiber.

³⁰ Ein Teil der Kosten der betrachteten Energiegüter (v.a. der Einkauf von Energie im Ausland) entsteht in Fremdwährungen und ist damit, da im Vergleich in US-Dollar gerechnet wird, von Wechselkursschwankungen des Frankens weniger oder gar nicht betroffen. Ein anderer Teil der Kosten, z.B. Netzkosten, Betriebskosten oder Vertriebskosten, entstehen jedoch weitgehend in Schweizer Franken; damit haben bei internationalen Vergleichen die Wechselkursschwankungen einen Einfluss auf das Ergebnis.

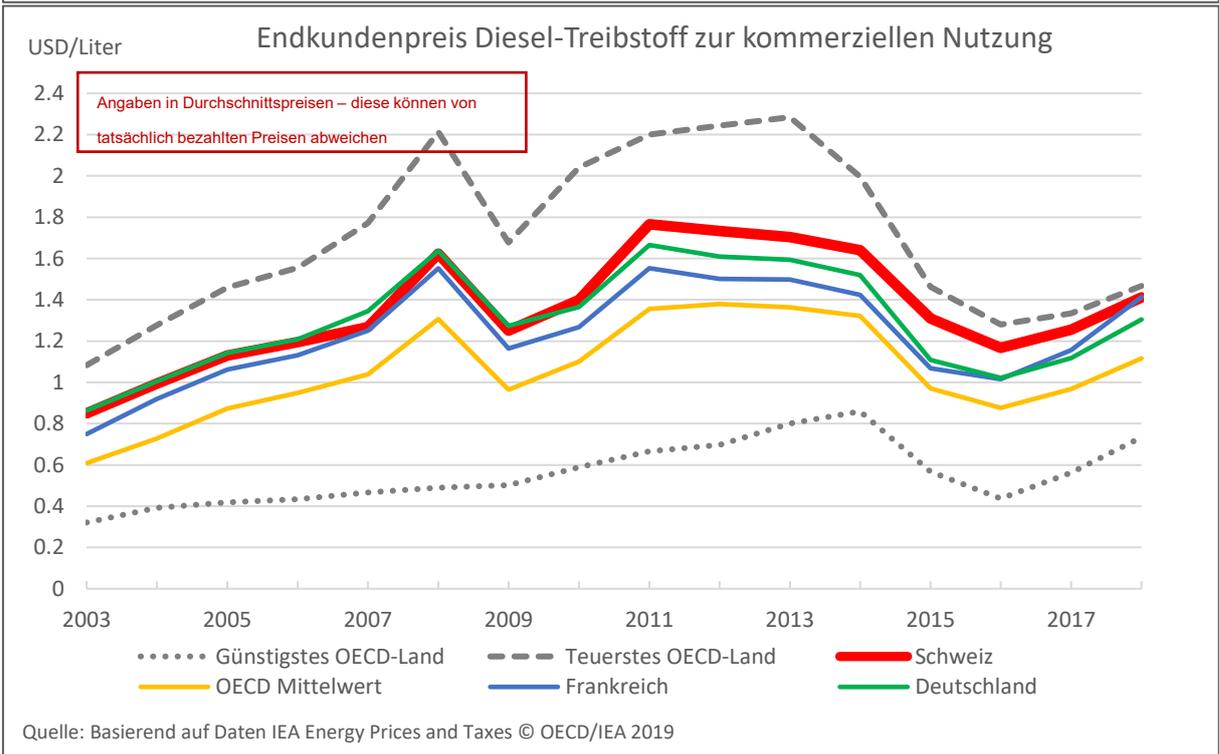
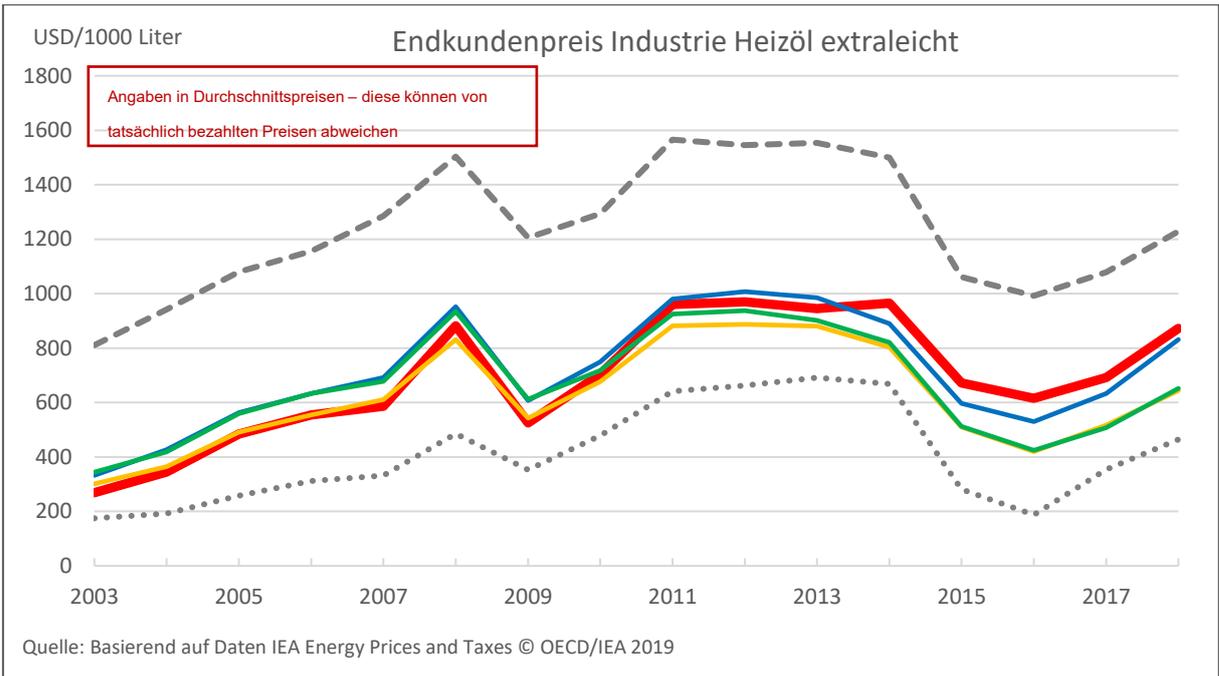


Abbildung 30: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwchselkurse umgerechnet)

Der Rohstoff Öl und die aus dessen Raffination entstehenden Energieträger **Heizöl** und **Diesel** werden global gehandelt. Dies erklärt teilweise die ähnliche Entwicklung der Preise in den meisten der dargestellten Länder (vgl. *Abbildung 30*). Der Preis für Schweizer Heizöl befindet sich 2018 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise sind in der OECD und der Schweiz gestiegen. Eine Erklärung für den Anstieg der

Schweizer Preise in den letzten Jahren im Verhältnis zu anderen Ländern könnte zumindest teilweise in der schrittweisen Erhöhung der CO₂-Abgabe seit deren Einführung im Jahr 2008 von 12 auf 96 Franken pro Tonne CO₂ im Jahr 2018 liegen; die Erhöhungen erfolgten, weil die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsverminderungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Das Preisniveau für Diesel ist in der Schweiz höher als in Deutschland oder durchschnittlich in der OECD – Frankreich hat im Jahr 2018 preislich zur Schweiz aufgeschlossen. Das Bild dürfte für den Treibstoff Benzin anders aussehen, weil in der Schweiz Diesel relativ stärker als Benzin besteuert wird im Vergleich zu anderen Ländern. Das Monitoring führt aber keine Information zum Benzinpreis im internationalen Vergleich auf, weil Benzin in der Industrie eine untergeordnete Bedeutung hat. Der Dieselpreis in der Schweiz ist deutlich näher am teuersten als am günstigsten OECD-Land (Quelle: OECD/IEA, 2019a).

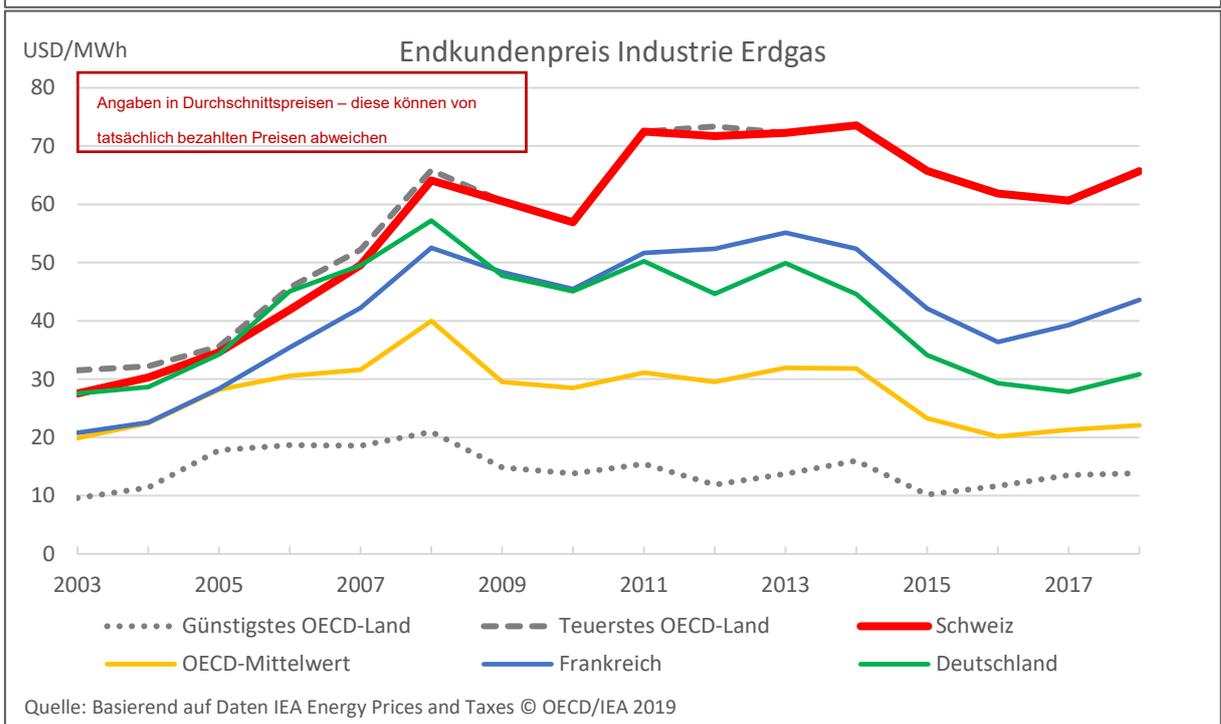
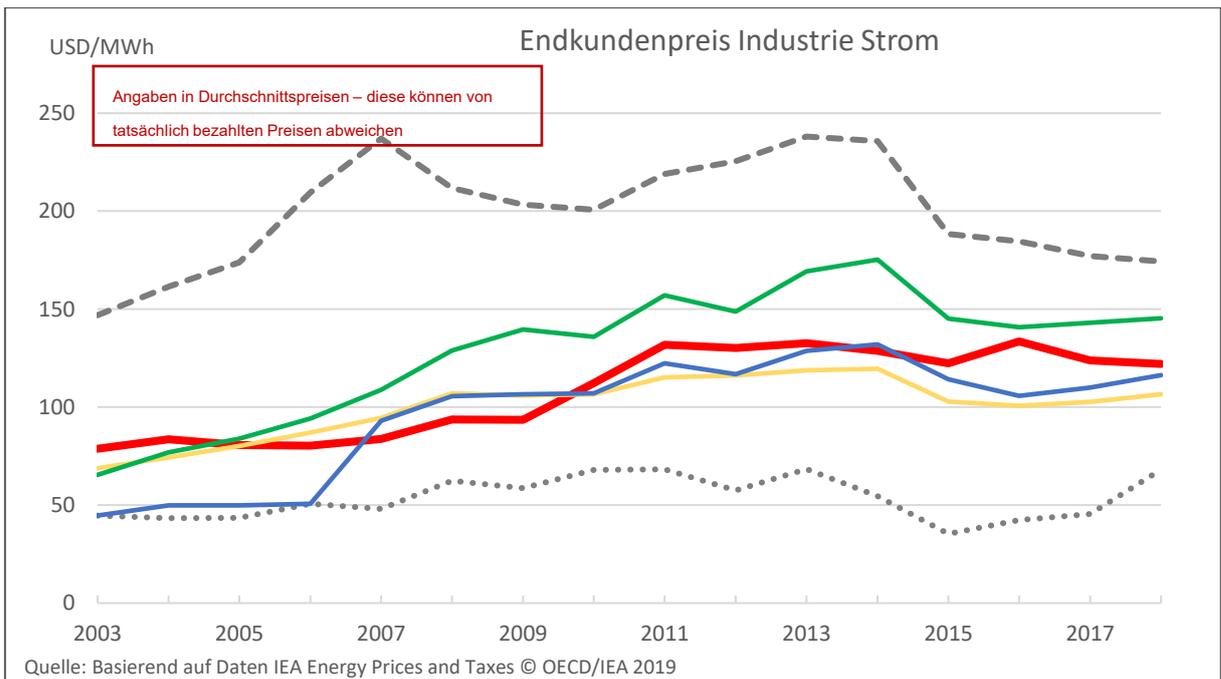


Abbildung 31: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)

Der **Strompreis** hängt von vielen Faktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, Produktions- und Transportkosten, Kapazitäten der Netze, Marktstrukturen sowie Abgaben. Die Entwicklung der Strompreise in der Schweiz weist im Vergleich zu Deutschland, Frankreich und dem Durchschnitt der OECD-Länder eine ähnliche Tendenz auf, im Jahr 2018 ist er jedoch entgegen dem Trend in anderen Ländern in der Schweiz leicht gesunken (vgl. *Abbildung 31*). Somit lässt sich sagen, dass

das Preisniveau in der Schweiz nahe am OECD-Durchschnitt liegt und tiefer ist als in Deutschland oder vor allem in Italien (Italien hat über die gesamte Zeitspanne den höchsten Strompreis). Die Niveauunterschiede sind aber mit Vorsicht zu interpretieren, weil stromintensive Unternehmen von den im Preis enthaltenen Abgaben befreit werden können und weil die Datenbasis unvollständig ist. Tatsächlich werden in der Schweiz die Preise für jene Industriekunden, die sich über den freien Markt eindecken, nicht erhoben. Der Anteil dieser Industriekunden ist seit der Teilmarktöffnung stetig gestiegen. Beim **Erdgas** liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder. 2010, 2011 und seit 2013 ist die Schweiz diesbezüglich das teuerste Land der OECD. Die Differenz zu anderen OECD-Ländern ist beträchtlich, insbesondere gegenüber den USA, dem günstigsten Land im Jahr 2018. Es gibt verschiedene mögliche Erklärungen für die Preisdifferenz: So wurde, wie oben erwähnt, die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen erhöht, was sich in den Zahlen niederschlägt. Dabei ist zu beachten, dass sich gewisse Unternehmen³¹ von der Abgabe befreien lassen können, wenn sie sich im Gegenzug zu einer Emissionsverminderung verpflichten – dies ist jedoch in den vorliegenden Zahlen nicht ersichtlich³². Diese Unternehmen bezahlen zwar auch den Endkundenpreis, können sich die Abgabe aber auf Gesuch hin zurückerstatten lassen. Die CO₂-Abgabe erklärt derweil den relativ hohen Preis nur teilweise und für die Jahre vor 2008 gar nicht. Weitere mögliche Erklärungen sind die höheren Netzkosten (bedingt etwa durch verhältnismässig wenige Anschlüsse pro Kilometer), sowie die Wettbewerbsintensität. So sind die Gasmärkte in den zum Vergleich herangezogenen Ländern geöffnet. In der Schweiz wurden 2012 mit einer Verbändevereinbarung die Konditionen für den Erdgasbezug von industriellen Grosskunden geregelt; gemäss dieser Vereinbarung können einige hundert Endkunden ihren Gasanbieter frei wählen. Der Bundesrat hat Ende Oktober 2019 in der Vernehmlassung zu einem Gasversorgungsgesetz derweil eine Teilmarktöffnung vorgeschlagen, bei der deutlich mehr Kunden (rund 40'000 Verbrauchsstätten) freien Marktzugang erhalten würden (Quellen: OECD/IEA, 2019a / Bundesrat, 2019e).

Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen

Nachfolgend wird die Entwicklung der Stromtarife und ihrer Komponenten für die Verbrauchsprofile Haushalte, Gross- und Kleinbetriebe aufgezeigt. Bei den Angaben handelt es sich um Durchschnittswerte; die Preise variieren innerhalb der Schweiz zwischen den Netzbetreibern zum Teil erheblich. Die Gründe dafür sind unterschiedliche Abgaben, Netzkosten und Energietarife. Die Tarife der einzelnen Gemeinden und Verteilnetzbetreiber sind auf der Strompreis-Webseite der ECom (www.strompreis.elcom.admin.ch) abrufbar.

³¹ U.a. Unternehmen bestimmter Sektoren, die eine hohe Abgabebelastung im Verhältnis zu ihrer Wertschöpfung aufweisen und deren internationale Wettbewerbsfähigkeit dadurch stark beeinträchtigt würde; vgl. CO₂-Verordnung, Anhang 7 (Tätigkeiten, die zur Abgabebefreiung mit Verminderungsverpflichtung berechtigen).

³² Im Jahr 2018 waren rund 1250 Unternehmen mit gut 4700 Standorten von der CO₂-Abgabe befreit; diese Unternehmen erhalten die CO₂-Abgabe auf Gesuch hin zurückerstattet. Grosse CO₂-intensive Unternehmen nehmen am Emissionshandelssystem teil und sind ebenfalls von der CO₂-Abgabe befreit.

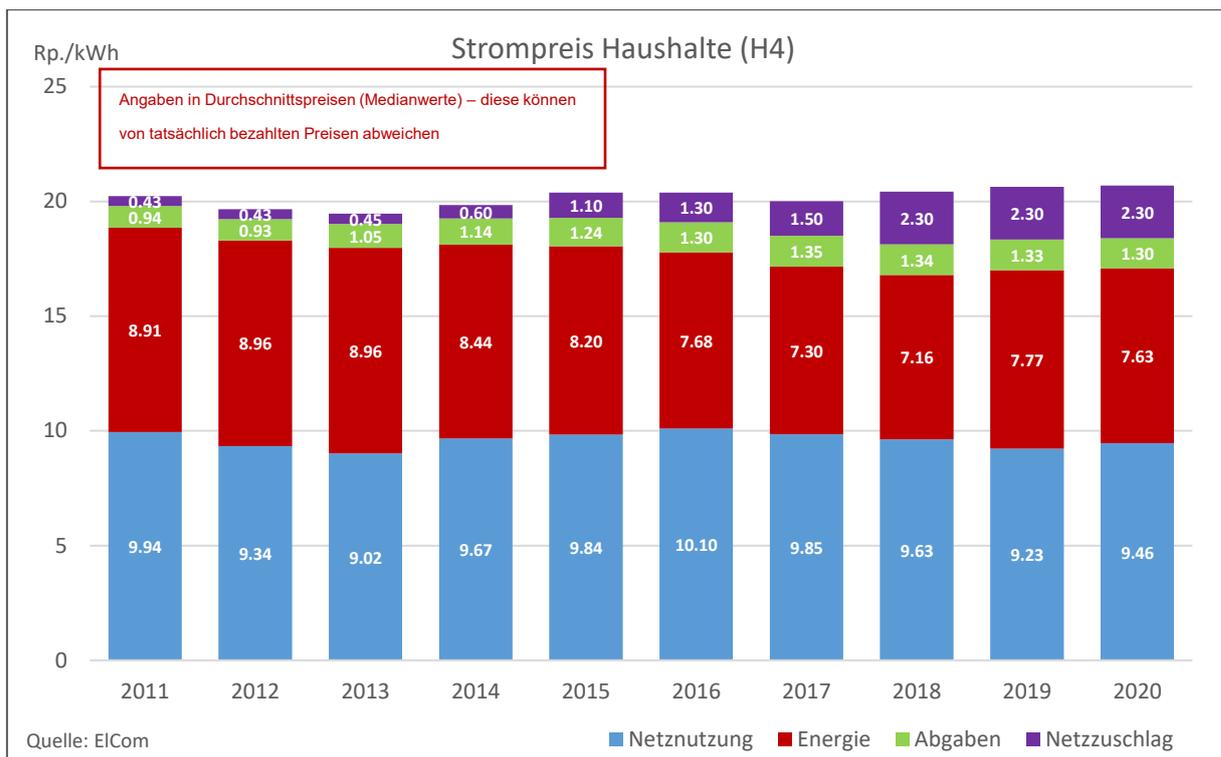


Abbildung 32: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh)

Abbildung 32 zeigt die Entwicklung des durchschnittlichen Strompreises und dessen Komponenten für das Konsumprofil H4 (ein Endverbraucher der Kategorie H4 entspricht einer 5-Zimmerwohnung ohne Elektroboiler mit einem Jahresverbrauch von 4500 kWh). Danach steigen 2020 die Gesamttarife für die Haushalte gegenüber dem Vorjahr leicht an (+0,1 Rp./kWh)³³. Grund sind vor allem die höheren Netznutzungstarife, welche von rund 9,2 auf 9,5 Rp./kWh zunehmen. Die Energiepreise sinken leicht von 7,8 auf 7,6 Rp./kWh und die Abgaben an das Gemeinwesen bleiben stabil bei 1,3 Rp./kWh. Der Netzzuschlag, welcher u. a. zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dient, bleibt 2020 gleich wie im Vorjahr bei 2,3 Rp./kWh. In einer längerfristigen Betrachtung seit 2011 sind die Energiepreise zurückgegangen, die Netznutzungstarife in etwa stabil geblieben und der Netzzuschlag ist deutlich angestiegen – insgesamt hat der Strompreis für die Haushaltskunden jedoch nur leicht von rund 20,2 auf 20,7 Rp./kWh zugenommen (Quelle: ECom, 2019b).

³³ 2020er-Werte: Stand September 2019. Die Netzbetreiber müssen die Tarife jeweils im Vorfeld für das kommende Jahr der ECom bekannt geben; deshalb können sie in diesen Bericht einfließen.

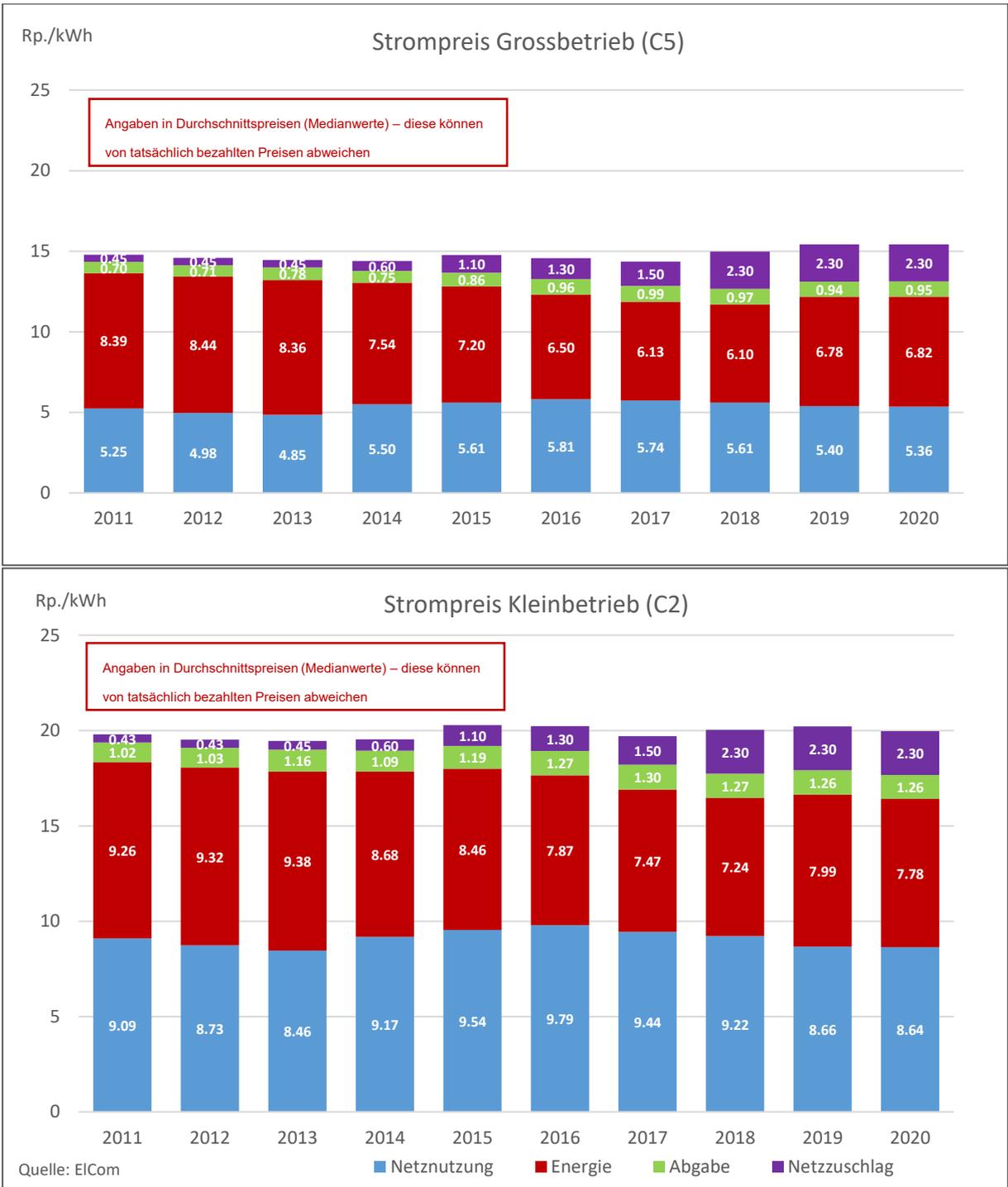


Abbildung 33: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbekunden (in Rp./kWh)

Abbildung 33 zeigt die Entwicklung bei den **Industrie- und Gewerbekunden**. Bei den Industrieprofilen C5 (Grossbetrieb mit einem Jahresverbrauch von 500'000 kWh) bleiben sowohl die Energiepreise wie auch die Netznutzungstarife stabil. Bei den Kleinbetrieben C2 (Kleinbetrieb mit einem Jahresverbrauch von 30'000 kWh) bleiben die Netznutzungstarife stabil und die Energiepreise sinken im Vergleich zu 2019 leicht (-0,2 Rp./kWh). Die Abgaben und der Netzzuschlag bleiben für beide Profile stabil. In der

Summe ergeben sich im Jahr 2020 für beide Profile stabile bzw. leicht tiefere Stromtarife als 2019. Hier gilt es zu beachten, dass die angegebenen Stromtarife für die Grossbetriebe (C5) nur für Stromkunden relevant sind, die sich nicht auf dem freien Markt versorgen. Die Energiepreise, welche von Kunden bezahlt werden, die im freien Markt ihren Strom beziehen, werden nicht erhoben, auch wenn der Anteil jedes Jahr zunimmt. Im Jahr 2019 waren rund 67 Prozent der Grossverbraucher am freien Markt. Sie konsumieren rund 80 Prozent der frei handelbaren Elektrizität. Mit den tiefen Preisen an den Strombörsen hat der Trend hin zum Markt stetig zugenommen. Zudem haben gewisse energieintensive Unternehmen zu bestimmten Bedingungen die Möglichkeit, sich den bezahlten Netzzuschlag teilweise oder vollumfänglich zurückerstatten zu lassen. 138 Unternehmen haben im Jahr 2017 für die von ihnen während dem vorangehenden Geschäftsjahr bezahlten Zuschläge eine solche Rückerstattung erhalten (Quellen: ECom, 2019b / BFE, 2019f).

Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte

Der Indikator zeigt die Entwicklung der Endkundenpreise für Heizöl, Benzin (Bleifrei 95) und Diesel sowie die Entwicklung der unterschiedlichen Preiskomponenten. Neben dem Anteil Energie (d.h. dem Mineralölprodukt) setzen sich die Endkundenpreise aus den vom Staat erhobenen Steuern und Abgaben (inkl. MWST und CO₂-Abgabe), sowie den auf die Kunden überwältigten Kosten zur Kompensation der durch den Verkehr verursachten Emissionen zusammen. Als «andere Abgaben» werden zudem die Pflichtlagerabgaben der Carburas und ein Fonds-Beitrag der Erdölvereinigung erhoben. Für Mineralölprodukte existieren weltweite Grosshandelsmärkte. Die beobachteten Preisschwankungen in der Schweiz sind im Wesentlichen auf die Wechselkursschwankungen (alle Mineralölprodukte werden importiert) und auf die Schwankungen der Weltmarktpreise zurückzuführen, welche von vielen Faktoren beeinflusst werden (u.a. gesteuerte Mengen durch Kartellsituation, geopolitische Lage in den Produktionsländern, Konjunkturlage, Temperatur, Markterwartungen).

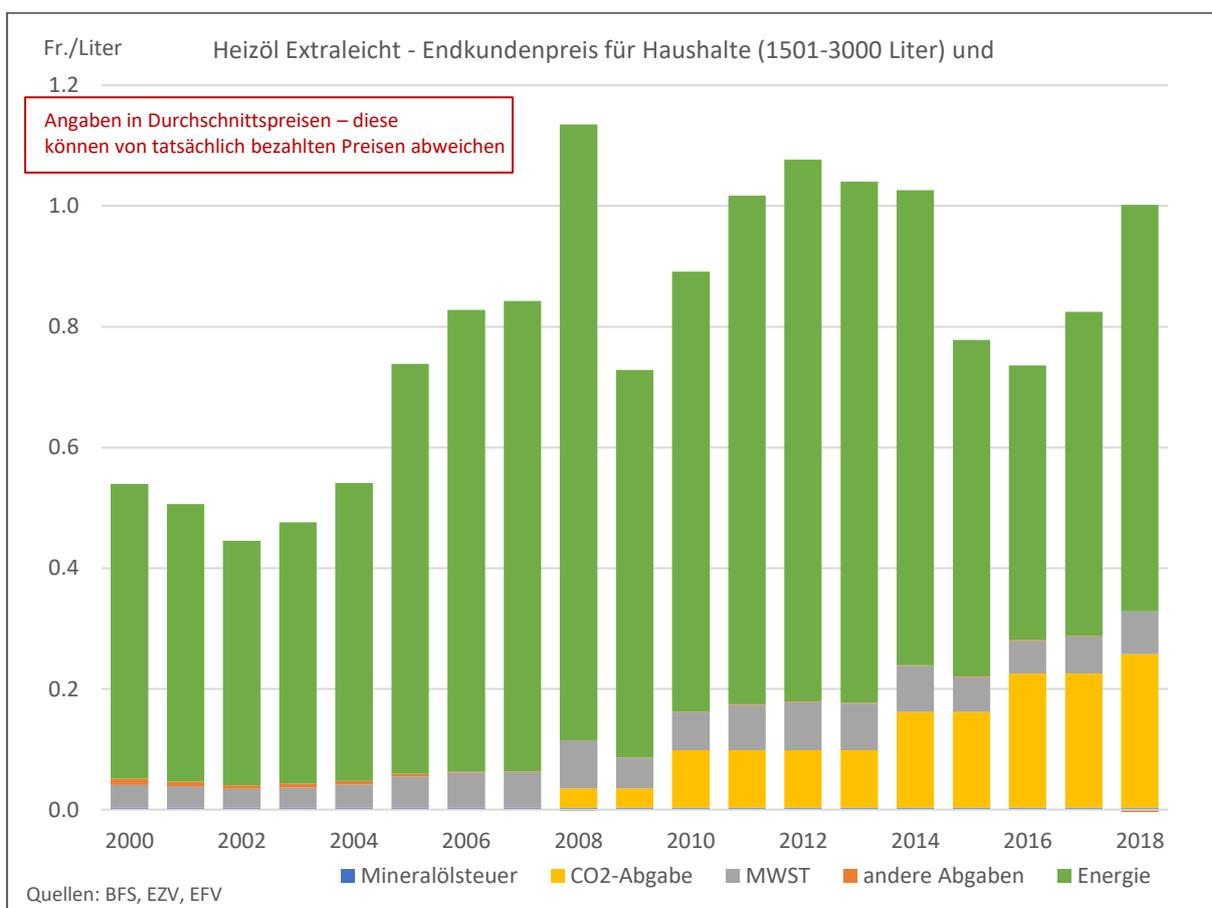


Abbildung 34: Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l)

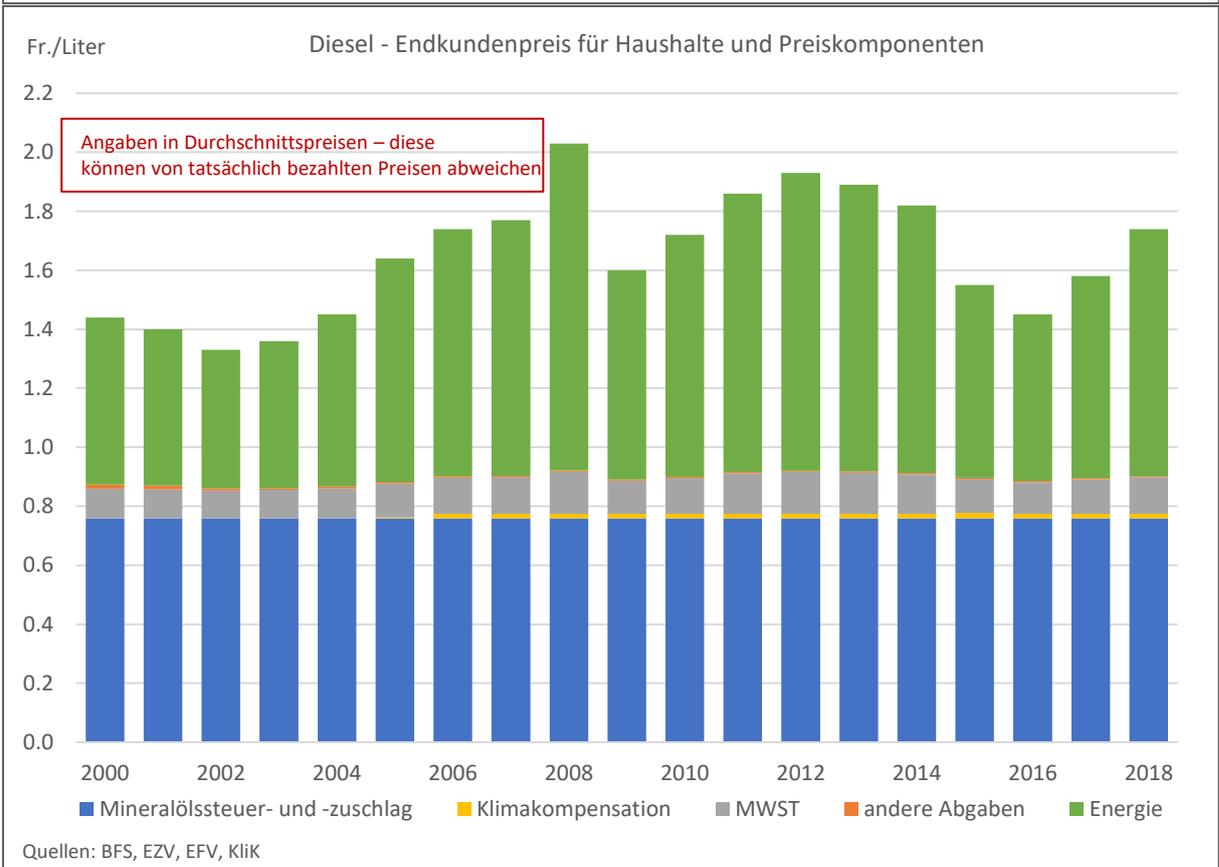
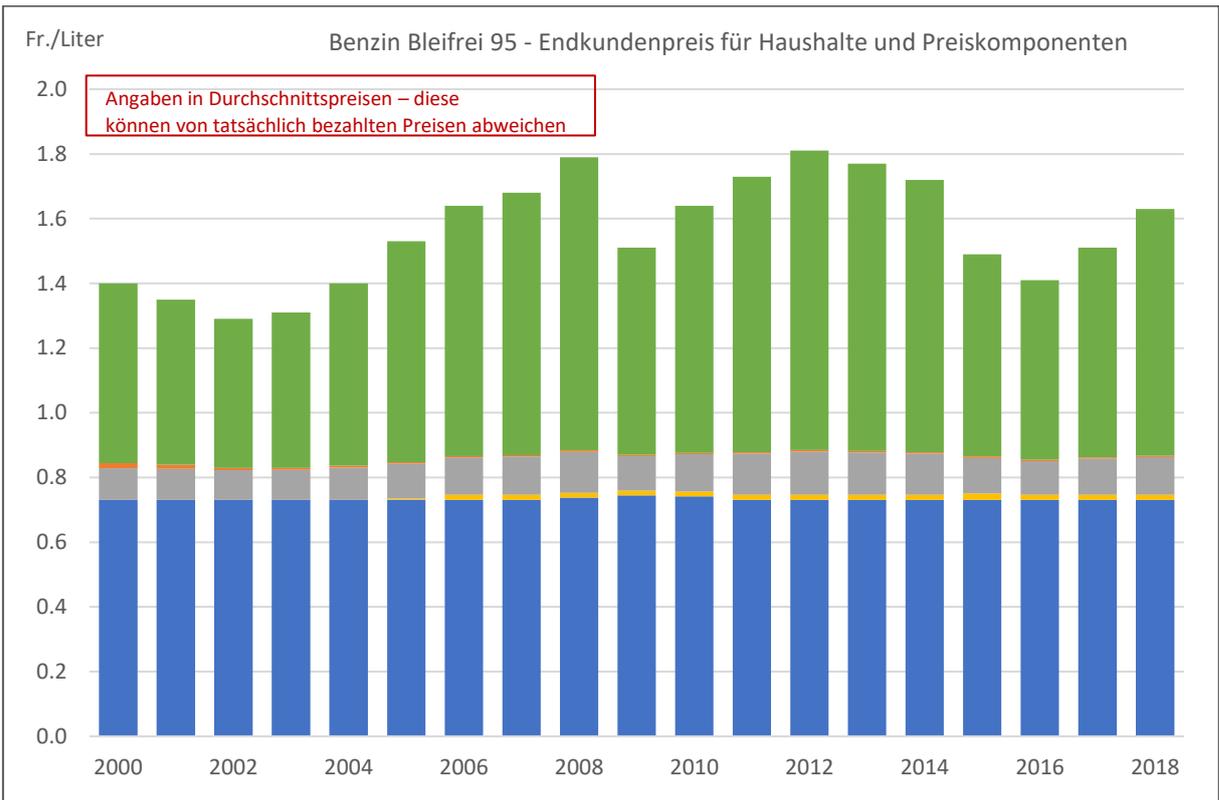


Abbildung 35: Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter)

Die Entwicklung der Steuern und Abgaben³⁴ ist für Treib- und Brennstoffe unterschiedlich. Bei den **Treibstoffen** (s. *Abbildung 35*) ist diese Komponente sehr stabil. Die leichten Schwankungen sind hauptsächlich auf die Mehrwertsteuer zurückzuführen, welche als Anteil des Verkaufspreises erhoben wird und aus diesem Grund mit den Preisschwankungen des Produkts zeitlich übereinstimmt. Bei den **Brennstoffen** trägt die CO₂-Abgabe insbesondere beim Heizöl (s. *Abbildung 34*) mittlerweile einen substantziellen Teil zum Endkundenpreis bei. 2008 wurde die CO₂-Abgabe auf fossilen Brennstoffen wie Heizöl und Erdgas eingeführt, als Massnahme zur Reduktion der CO₂-Emissionen. Die CO₂-Abgabe wurde seit 2008 schrittweise erhöht, da die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsvermindierungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Sie betrug im Jahr 2018 96 Franken pro Tonne CO₂ (25.4 Rp./l.). Auf Treibstoffen wird keine CO₂-Abgabe erhoben. Importeure sind hingegen verpflichtet, einen Teil der durch den Verkehr verursachten Emissionen zu kompensieren. Dazu wird eine Abgabe erhoben, die gemäss Jahresbericht der Stiftung Klimaschutz und CO₂-Kompensation (KliK) im Jahr 2018 etwa 1.5 Rp./l. ausmachte. Für die Versorgungssicherheit hat sich die Schweiz bei der IEA verpflichtet, ausreichend Lager zu halten, um für eine gewisse Zeit den Inlandverbrauch decken zu können. Um diese Lagerhaltung zu finanzieren, wird eine Abgabe erhoben. Diese wird mit einem Fonds-Beitrag der Erdölvereinigung zusammen erhoben, beide machten Ende 2018 für Treibstoffe 0.415 Rp./l. und für Heizöl -1.45 Rp./l.³⁵ aus (Quellen: BFS, 2019c / EZV/OZD, 2019 / EFV, 2019 / KliK, 2019).

³⁴Als Steuern und Abgaben betrachtet werden die Mehrwertsteuer, die Mineralölsteuer, der Mineralölsteuerzuschlag sowie staatlich verordnete und privat umgesetzte Pflichten zur Lagerhaltung sowie zur Kompensation der vom Verkehr verursachten CO₂-Emissionen.

³⁵Im April 2018 startete die Rückerstattung von Heizöl-Garantiefondsgeldern. Pro 100 Liter Heizöl werden dem Konsumenten 1.50 Franken zurückerstattet. Mit einer gemeinsamen Informationskampagne der Erdöl-Vereinigung (EV), Swissoil und Carbura wurden die Importeure, Händler und Heizöl-Konsumenten über diese Rückerstattung orientiert. Die vorliegende Lösung soll gewährleisten, dass die Rückerstattung bis auf die Stufe der Verbraucher wirkt. 2018 wurden per Saldo 27,6 Mio. Fr. zurückerstattet (vgl. Jahresbericht Carbura 2018).

Themenfeld CO₂-Emissionen

Zwischen Energie- und Klimapolitik besteht ein enger Zusammenhang, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Energiestrategie 2050 soll einen Beitrag zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien und damit der energiebedingten Treibhausgasemissionen leisten. Dies bezüglich der Klimapolitik bis 2030, die derzeit im Parlament im Rahmen der Totalrevision des CO₂-Gesetzes beraten wird, sowie im Hinblick auf die am 28. August 2019 beschlossene längerfristige Zielsetzung (Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050) und die langfristige Klimastrategie 2050, welche der Bundesrat gleichzeitig zur Konkretisierung dieser Zielsetzung in Auftrag gegeben hat (Bundesrat, 2017a+2019b). Das anteilmässig bedeutendste Treibhausgas ist Kohlendioxid (CO₂), welches vor allem bei der Verbrennung von fossilen Brenn- und Treibstoffen (Heizöl, Erdgas, Benzin, Diesel) entsteht. Das jährliche Monitoring verfolgt daher, wie sich die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf, insgesamt und in den einzelnen Sektoren sowie in Bezug zu anderen Grössen entwickeln. Wichtigste Quelle für die Indikatoren ist das Treibhausgasinventar der Schweiz, welches das Bundesamt für Umwelt (BAFU) jährlich nach den Vorgaben der UNO-Klimarahmenkonvention erstellt. Das Treibhausgasinventar wird jeweils im Frühling auf Basis der Daten des vorletzten Jahres aktualisiert; die Angaben in den folgenden Grafiken decken demnach den Zeitraum bis und mit 2017 ab.

Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf

Aktuell orientiert sich die Energiestrategie 2050 bei den energiebedingten CO₂-Emissionen langfristig am Szenario „Neue Energiepolitik“ der Energieperspektiven (Prognos, 2012). Demnach sollen die Endenergienachfrage – eingebettet in eine international abgestimmte Klima- und Energiepolitik – bis zum Jahr 2050 erheblich reduziert und die energiebedingten CO₂-Emissionen auf 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf gesenkt werden³⁶. *Abbildung 36* zeigt den Verlauf der energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf seit dem Jahr 2000.

³⁶ Diese Zielsetzung wird derzeit im Rahmen der Arbeiten an der Klimastrategie 2050, die der Bundesrat am 28. August 2019 in Auftrag gegeben hat, überprüft und voraussichtlich angepasst. Die laufende Aktualisierung der Energieperspektiven bildet dafür eine wichtige Grundlage.

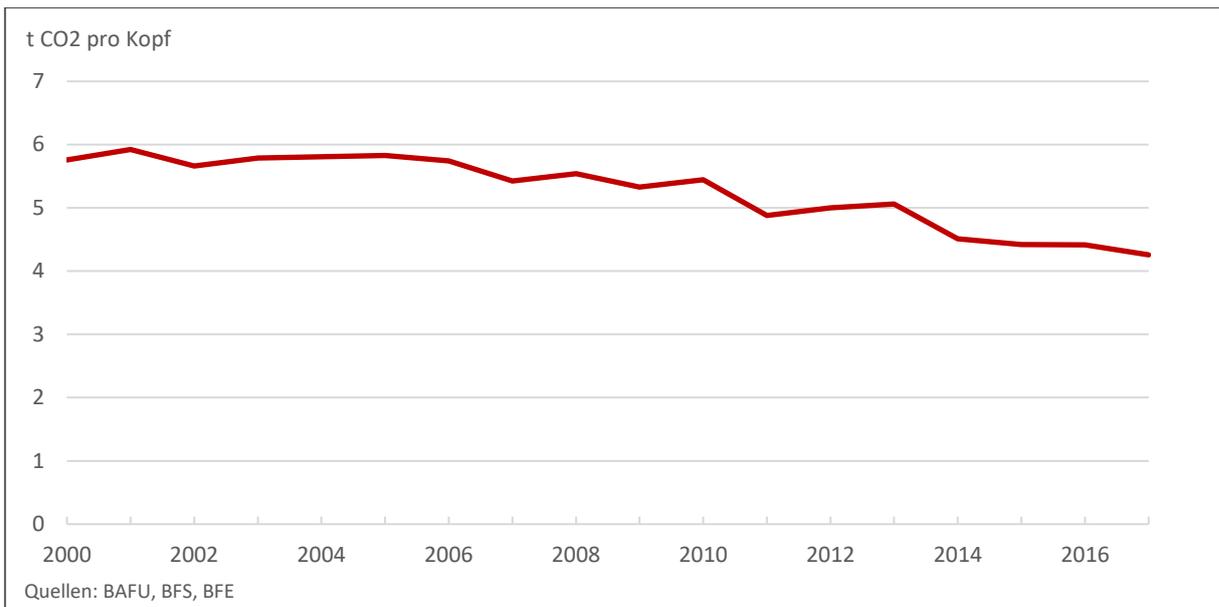


Abbildung 36: Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf (in t CO₂ pro Kopf)³⁷

Die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 kontinuierlich ab. Während die energiebedingten CO₂-Emissionen insgesamt seit 2000 leicht gesunken sind (vgl. nachfolgende Abbildung), ist die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig gewachsen. Es findet somit eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und CO₂-Emissionen statt. 2017 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 4,3 Tonnen und damit rund 26 Prozent unter dem Wert des Jahres 2000 (5,8 Tonnen). Im internationalen Vergleich ist dies ein eher tiefer Wert, bedingt durch die weitgehend CO₂-freie Stromproduktion und den hohen Anteil des Dienstleistungssektors an der Wertschöpfung in der Schweiz. Damit das langfristige strategische Oberziel gemäss Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Reduktion der CO₂-Emissionen auf 1 bis 1,5 Tonnen bis 2050, gemäss Zieldefinition ohne internationalen Luftverkehr) erreicht werden kann, müssen die Emissionen auf Pro-Kopf-Ebene pro Jahr durchschnittlich um rund 0,1 Tonnen abnehmen (Quellen: BAFU, 2019 / BFS, 2019a / BFE, 2019a).

Energiebedingte CO₂-Emissionen insgesamt und nach Sektoren

Die energiebedingten CO₂-Emissionen zeigen den CO₂-Ausstoss, der bei der Nutzung fossiler Brenn- und Treibstoffe entsteht. Damit kann die Klimawirkung der Energieversorgung insgesamt und in den einzelnen Sektoren beobachtet werden.

³⁷ Abgrenzung gemäss CO₂-Gesetz (ohne internat. Flugverkehr, inklusive statistische Differenz). Nicht klimakorrigiert. 70/98

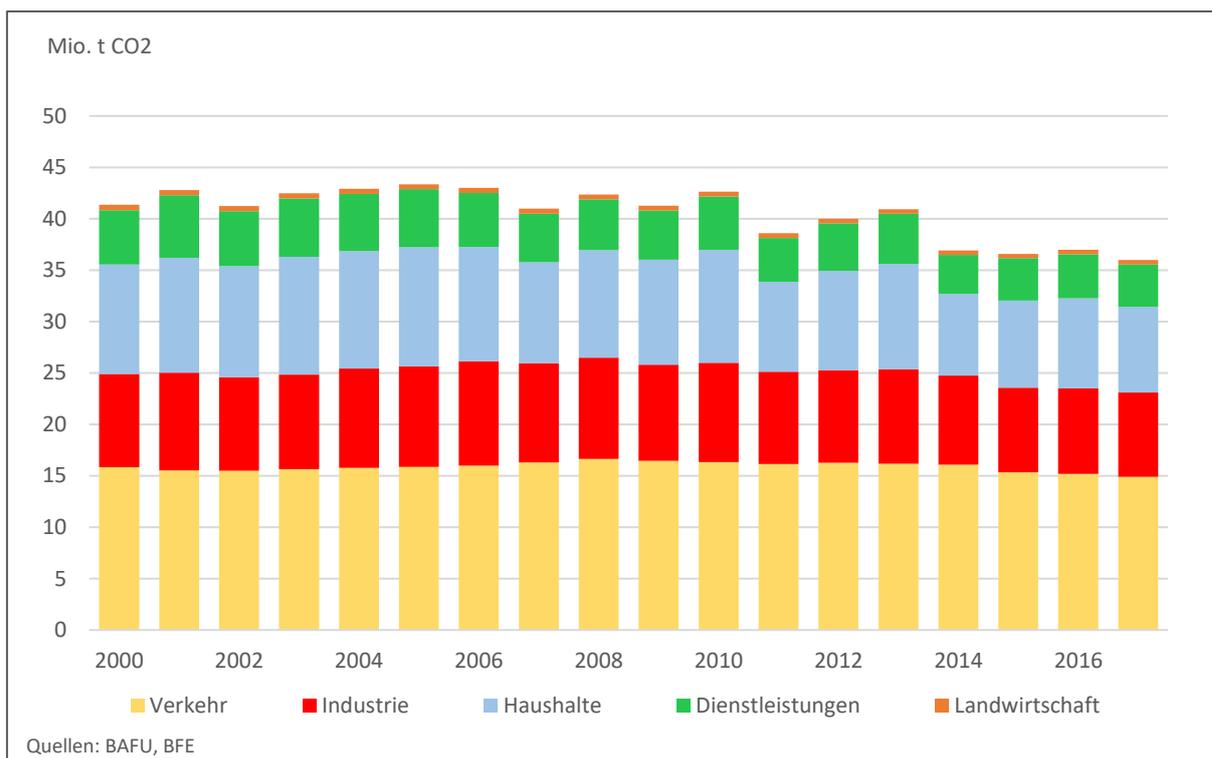


Abbildung 37: Energiebedingte CO₂-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO₂, ohne internat. Flugverkehr)

Die gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen (s. *Abbildung 37*) betragen 2017 knapp 36 Mio. Tonnen CO₂ und lagen damit 13 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Der grösste Anteil entfällt auf den *Verkehr* (Anteil 2017: 41%; ohne internationalen Flugverkehr), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden³⁸. Zwischen 2000 und 2017 sind die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor um rund 0,9 Mio. Tonnen gesunken. Ab 2015 ist ein grosser Teil des Rückgangs mit dem Wegfall des Tanktourismus erklärbar. Dieser war zum Erliegen gekommen, nachdem die Nationalbank die Aufhebung des Schweizerfranken-Mindestkurses gegenüber dem Euro beschlossen hatte. Eine zunehmend bedeutende Rolle spielt hingegen der internationale Flugverkehr. Dessen Emissionen sind nach einem Rückgang zu Beginn des Jahrtausends seit 2005 stetig angestiegen und betragen mittlerweile mehr als 5 Millionen Tonnen CO₂³⁹. In der *Industrie* (Anteil 2017: 23%) entstehen die CO₂-Emissionen vor allem durch die Produktion von Gütern und zu einem kleineren Teil durch Beheizung von Gebäuden. Seit 2000 ist eine leichte Abnahme zu verzeichnen, was unter anderem auf die gute Wirksamkeit der getroffenen Massnahmen, Effizienzsteigerungen sowie auf eine gewisse Entkopplung von industrieller Produktion und CO₂-Ausstoss hinweist. 2015 führte zudem der nach wie vor anhaltende Betriebsunterbruch einer Raffinerie zu einem sichtbaren Rückgang. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf sind konjunktur- und witterungsbedingt. Bei den *Haushalten* (Anteil 2017: 23%) gehen die Emissionen in erster Linie auf das Heizen und die Warmwasseraufbereitung zurück. Seit 2000 sind die Emissionen gesunken, obwohl sich die beheizte Wohnfläche vergrössert hat. Dies weist ebenfalls

³⁸ Das BFE weist in gewissen Publikationen jeweils den Anteil des Verkehrs an den gesamten Treibhausgasemissionen aus. Dieser Anteil beträgt aktuell rund ein Drittel (32%).

³⁹ Der internationale Flugverkehr wird in der internationalen Bilanzierung nicht eingerechnet und fliesst somit auch nicht in die Beurteilung der Erreichung der klimapolitischen Ziele mit ein. Würde man ihn einbeziehen, so betrüge sein Anteil an den gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen rund 13 Prozent. Wenn man ihn dem Verkehrssektor zuordnet, läge der Anteil bei gut einem Viertel.

auf eine Steigerung der Effizienz sowie auf vermehrte Substitution in Richtung CO₂-ärmerer Technologien hin. Die jährliche Emissionsentwicklung ist jedoch stark von der Witterung beeinflusst; die Abhängigkeit von fossilen Heizsystemen ist also nach wie vor gross. Ähnliches gilt für den Sektor *Dienstleistungen* (Anteil 2017: 11%). Auch hier sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 leicht rückläufig. In der *Landwirtschaft* schliesslich sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 in etwa konstant. Ihr Anteil an den gesamten CO₂-Emissionen ist indes sehr gering (Anteil 2017: 1%). Bedeutend sind in diesem Sektor nicht energiebedingte Treibhausgasemissionen, sondern vor allem Methan und Stickstoffdioxid. Insgesamt haben sich die Anteile der einzelnen Sektoren seit 2000 nur in geringem Ausmass verändert. Der Beitrag des Verkehrssektors hat sich erhöht (von 38 auf 41%), während Haushalte und Dienstleistungen nun einen weniger hohen Anteil beisteuern (Quellen: BAFU, 2019+2018 / BFE, 2019a / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

Energiebedingte CO₂-Emissionen Industrie und Dienstleistungen

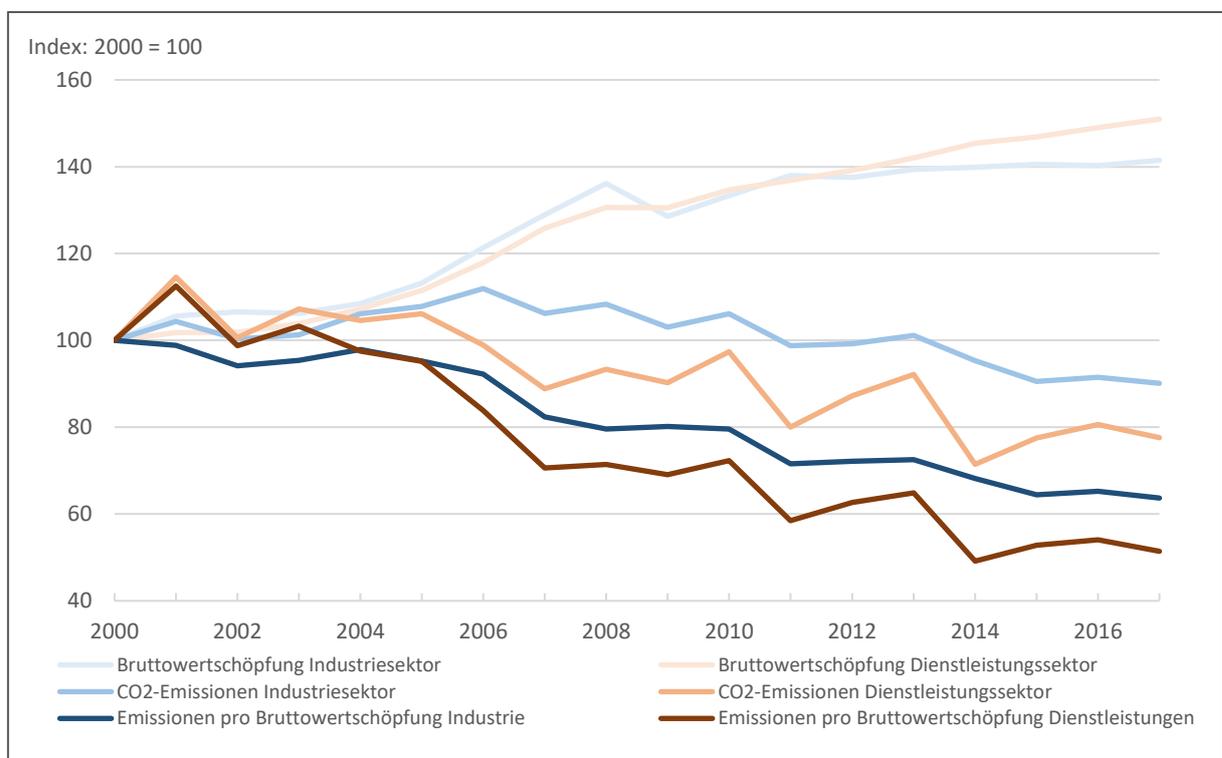


Abbildung 38: Energiebedingte CO₂-Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert)

Abbildung 38 zeigt die indexierte Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen sowie deren Relation zur Bruttowertschöpfung auf. Sie verdeutlicht die zunehmende Entkoppelung von Wertschöpfung und CO₂-Emissionen, sowohl in der Industrie als auch im Dienstleistungssektor. Während die Bruttowertschöpfung in beiden Sektoren seit 2000 deutlich angestiegen ist, sind die Emissionen in beiden Sektoren zurückgegangen. Als Folge davon ist die Wertschöpfung heute im Vergleich zu 2000 spürbar weniger CO₂-intensiv. Einen wichtigen Beitrag dazu dürfte nicht zuletzt die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen (inkl. Zielvereinbarungen für abgabebefreite Unternehmen) geleistet haben, die 2008 eingeführt und seither schrittweise erhöht wurde. Dies hat eine Evaluation der bisherigen Wirkung der Abgabe bestätigt. Die jährlichen Schwankungen sind wie erwähnt in erster Linie durch die Witterung und die Konjunktur bedingt (Quellen: BAFU, 2019 / BFS, 2019b / Ecoplan 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

Energiebedingte CO₂-Emissionen der Personenwagen

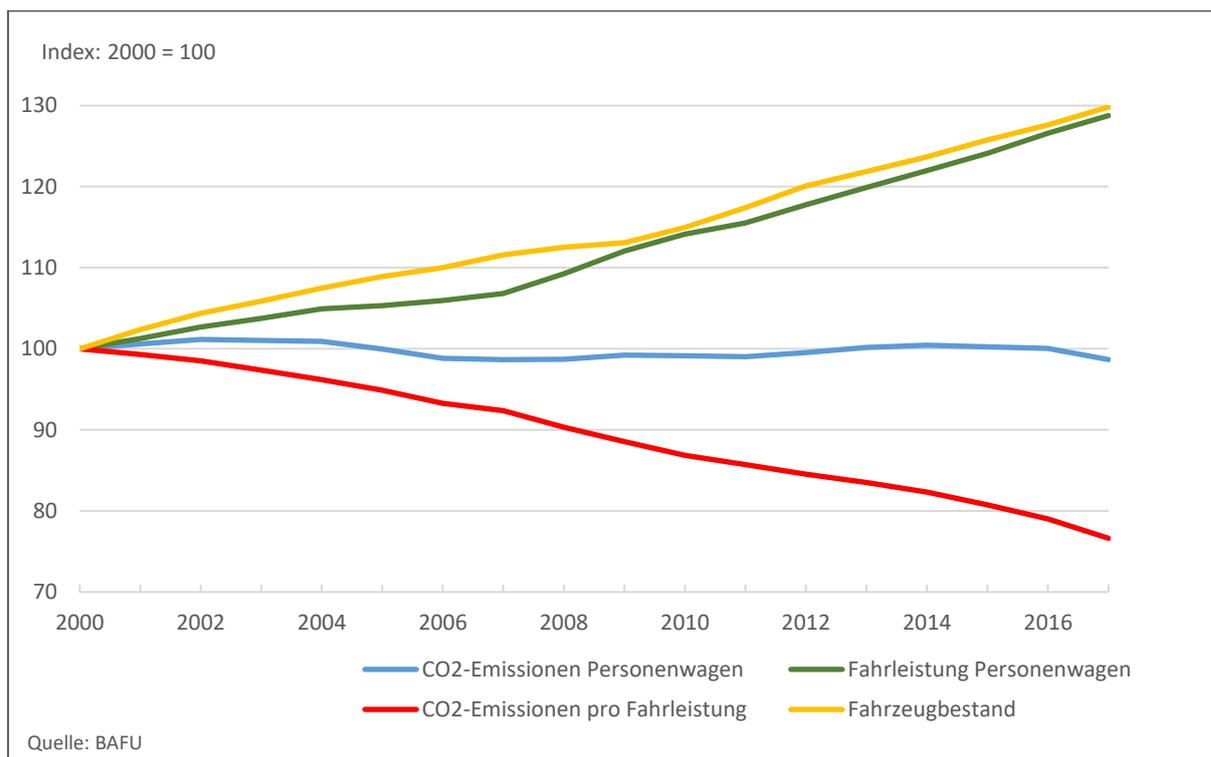


Abbildung 39: Energiebedingte CO₂-Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert)

Abbildung 39 zeigt die Entwicklung der energiebedingten CO₂-Emissionen von Personenwagen in Relation zum Fahrzeugbestand und der Fahrleistung (Fahrleistung als gesamthaft von allen PW zurückgelegten Wegstrecken, gemessen in Mio. Fahrzeugkilometern). Die Grafik zeigt, dass sich die CO₂-Emissionen der Personenwagen mittlerweile leicht unter dem Niveau des Jahres 2000 befinden. Gleichzeitig sind sowohl der Fahrzeugbestand wie auch die Fahrleistung weiter angestiegen. Die Emissionen pro Fahrleistung (d.h. die Emissionen pro Fahrzeugkilometer) haben seit 2000 abgenommen, was auf verbesserte Effizienz (weniger CO₂-Emissionen pro gefahrenem Kilometer) zurückzuführen ist. Die Emissionsvorschriften für neue Personenwagen⁴⁰, der technologische Fortschritt und die Verbreitung der Elektromobilität (die keine direkten Emissionen verursacht) tragen dazu bei, dass sich dieser abnehmende Trend fortsetzt. Insgesamt betragen die Emissionen der Personenwagen im Jahr 2017 rund 11,2 Mio. Tonnen CO₂ und damit nur etwa 150'000 Tonnen weniger im Jahr 2000. Die Zunahmen von Fahrzeugbestand und Fahrleistungen haben somit die erzielten Effizienzfortschritte fast vollständig kompensiert. Der Anteil der Emissionen des Personenverkehrs an den gesamten Verkehrsemissionen (ohne internationalem Flugverkehr) liegt aktuell bei rund drei Vierteln (Quelle: BAFU, 2019).

⁴⁰ Analog zur EU hat die Schweiz per Juli 2012 CO₂-Emissionsvorschriften für neue Personenwagen eingeführt. Bis Ende 2015 hätten die CO₂-Emissionen der erstmals zum Verkehr in der Schweiz zugelassenen Personenwagen im Durchschnitt auf 130 Gramm CO₂ pro Kilometer gesenkt werden müssen. Mit einem durchschnittlichen CO₂-Wert von 137,8 Gramm wurde diese Zielvorgabe 2018 erneut nicht erreicht. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurde der Zielwert per 2020 auf 95 Gramm CO₂ pro Kilometer verschärft. Zusätzlich wurde neu ein Zielwert von 147 Gramm CO₂ pro Kilometer für Lieferwagen und leichte Sattelschlepper eingeführt, der ebenfalls ab 2020 gilt.

Weitere Umweltauswirkungen

Die Umweltdimension der Energieversorgung ist in Energieartikel 89 der Bundesverfassung sowie in Artikel 1 des Energiegesetzes verankert, wonach eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung anzustreben ist. Die Treibhausgasemissionen im Allgemeinen und die energiebedingten CO₂-Emissionen im Speziellen sind zentrale Indikatoren zur Beurteilung der Umweltauswirkungen der Energieversorgung und der Energiestrategie 2050. Darüber hinaus haben die Energieversorgung und die Massnahmen der Energiestrategie 2050 weitere umweltrelevante Auswirkungen, beispielsweise auf die Gewässer, die Landnutzung, die Biodiversität oder die Landschaft. Diese weiteren Umweltaspekte sind insbesondere deshalb von Bedeutung, weil es mit dem neuen Energiegesetz zu einer Akzentverschiebung zu Gunsten der erneuerbaren Energien und damit des Ausbaus entsprechender Anlagen kommen soll, ohne dass namentlich das Umweltschutz- und Gewässerschutzgesetz gelockert werden. In den genannten Umweltbereichen fehlen indes oft aussagekräftige quantitative Indikatoren, die eine regelmässige Verfolgung der entsprechenden Auswirkungen ermöglichen würden. Wenn Indikatoren vorhanden sind, lassen sich in den wenigsten Fällen direkte Bezüge zur Energiestrategie 2050 herstellen. Die Auswirkungen in den genannten Bereichen müssen daher gezielt und für ausgewählte Einzelfälle oder Projekte betrachtet werden. Dazu sind vertiefte Analysen nötig, die im Rahmen des jährlichen Monitorings nicht geleistet werden können.

Themenfeld Forschung und Technologie

Bei den kurzfristigen Richtwerten gemäss Energiegesetz und Energiestrategie 2050 ist davon auszugehen, dass sie mit den heute bereits vorhandenen Technologien erreicht werden können. Die langfristigen Ziele jedoch setzen weitere technologische Entwicklungen voraus. Um diese gezielt anzukurbeln, haben Bundesrat und Parlament deutlich mehr Ressourcen für die Energieforschung gesprochen und es wurden neue Aktivitäten lanciert respektive bestehende verstärkt. Fortschritte in den Bereichen Forschung und Technologie lassen sich in aller Regel nicht mit einem Indikator direkt messen. Das jährliche Monitoring fokussiert deshalb auf die Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung, als Indikator für die Anstrengungen im Bereich der Energieforschung. Im Weiteren wird auf laufende Forschungsaktivitäten und -programme verwiesen. Im Bereich Technologiemonitoring werden schliesslich die entsprechenden Analysen zusammengefasst (s. *Exkurs*): Diese untersuchen Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionstechnologien und nehmen auch die im Kernenergiegesetz vorgeschriebene Berichterstattung über die Entwicklung der Kerntechnologie auf⁴¹.

Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung

Das BFE erhebt die Ausgaben der öffentlichen Hand für die Forschung im Energiebereich seit 1977. Die Erhebung basiert auf Projekten, die – ganz oder teilweise – von der öffentlichen Hand (Bund, Kantone, Gemeinden), vom Schweizerischen Nationalfonds (SNF), der Schweizerischen Agentur für Innovationsförderung (Innosuisse, früher Kommission für Technologie und Innovation KTI) oder von der Europäischen Kommission finanziert werden⁴². Die nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der gesamten Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung seit 1990 aufgeteilt nach den vier Forschungsgebieten, welche die Hauptstruktur der Schweizerischen Energieforschungsstatistik bilden. Empfänger dieser Gelder sind unter anderem der ETH-Bereich, Universitäten und Fachhochschulen, Forschungseinrichtungen von nationaler Bedeutung, nicht kommerzielle Forschungsstätten ausserhalb des Hochschulbereichs sowie die Privatwirtschaft.

⁴¹ Gemäss Kernenergiegesetz dürfen künftig keine Rahmenbewilligungen zum Bau neuer Kernkraftwerke mehr erteilt werden. Der Bundesrat erstattet der Bundesversammlung jedoch regelmässig Bericht über die Entwicklung der Kerntechnologie.

⁴² Die Erhebung erfolgt über Abfragen von Datenbanken des Bundes, des SNF und der EU, Analyse von Jahres- und Geschäftsberichten sowie über eine Selbstdeklaration der Forschungsverantwortlichen der Forschungsstätten. Quelle: Energieforschungsstatistik 2017 (Publikation 2019).

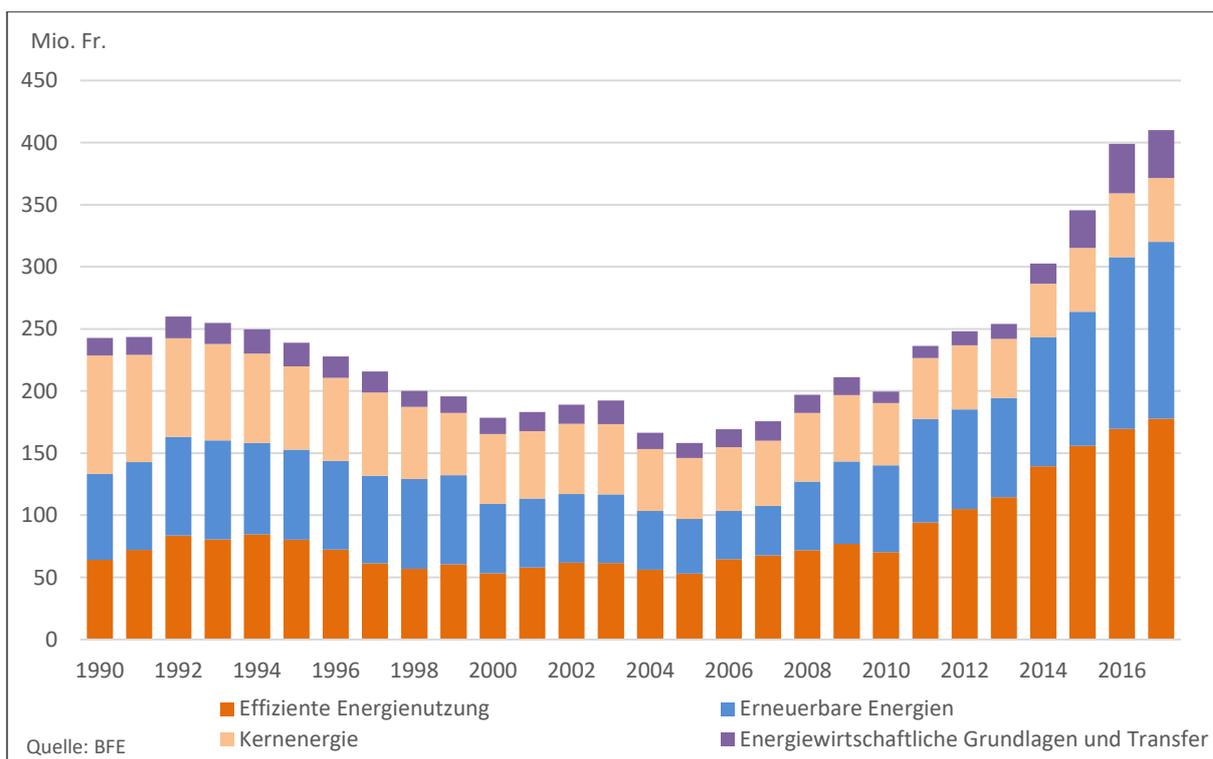


Abbildung 40: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)⁴³

Seit 2005 haben die für die Energieforschung aufgewendeten öffentlichen Mittel kontinuierlich zugenommen, wie *Abbildung 40* zeigt. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» eine deutliche Zunahme festzustellen. Stark zu diesem Ausbau beigetragen haben der Aufbau der nationalen Kompetenzzentren in der Energieforschung (SCCER) durch die Innosuisse, neue nationale Forschungsprogramme im Energiebereich (NFP 70 und 71) des Schweizer Nationalfonds sowie ein gezielter Ausbau der Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte des BFE. 2017 stiegen die Aufwendungen der öffentlichen Hand gegenüber dem Vorjahr insgesamt auf real knapp 410 Mio. Franken (2016: knapp 399 Mio. Franken.). Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fliesst der grösste Teil in die Forschungsgebiete *Effiziente Energienutzung* (Anteil 2017: 43,3%) und *Erneuerbare Energien* (Anteil 2017: 34,7%). Die absoluten Ausgaben für das Forschungsgebiet *Kernenergie* (*Kernspaltung/Fission und Kernfusion*) sind seit 2004 stabil geblieben, ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist jedoch gesunken und betrug 2017 noch 12,5 Prozent. Der Anteil des Forschungsgebiets *Energiewirtschaftliche Grundlagen* lag 2017 bei 9,4 Prozent (Quelle: BFE, 2019d).

⁴³ Die Ausgaben umfassen auch einen Anteil am Overhead (indirekte Forschungskosten) der Forschungsinstitutionen.

Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie

Mit dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» hat der Bundesrat 2012 den Aufbau von acht interuniversitären Energiekompetenzzentren, den **Swiss Competence Centers for Energy Research (SCCER)**, angestossen. Finanziert und gesteuert werden die SCCER durch ein Steuergremium von Innosuisse und SNF mit dem BFE als Beobachter. Dafür standen im Zeitraum 2013–2016 Mittel im Umfang von 72 Mio. Franken zur Verfügung. Die SCCER bearbeiten die sieben Aktionsfelder «*Energieeffizienz*» (je ein SCCER im Bereich Gebäude und Industrie), «*Netze*», «*Speicherung*», «*Strombereitstellung (Geothermie und Wasserkraft)*», «*Ökonomie, Umwelt, Recht, Verhalten*», «*Mobilität*» und «*Biomasse*». Für die zweite Phase 2017–2020 hat das Parlament im Rahmen der BFI-Botschaft 139,2 Mio. Fr. bewilligt. Die SCCER bearbeiten auch in dieser zweiten Förderperiode die gesamte Innovationskette vom Explorieren neuartiger Ansätze bis hin zur Übergabe von Lösungen an die Marktkräfte. Der Fokus soll jedoch auf der Umsetzung und Industrialisierung liegen: Projekte mit hohem Technologie-Reifegrad sind vermehrt in die Wirtschaft zu entlassen. Zu diesem Zweck verfügt jedes SCCER über ein Konzept für den Wissens- und Technologietransfer (WTT). Gegenüber der ersten Phase neu hinzugekommen sind sechs gemeinsame, SCCER-übergreifende Projekte, die Joint Activities. Sie wurden 2017 gestartet und haben zum Ziel, die interdisziplinäre Zusammenarbeit auszubauen, um die Gesamtwirkung zu verstärken. Zusätzlich werden die SCCER «*Netze*» und «*Mobilität*» ab 2019 mit einem verstärkten Fokus auf Digitalisierung weitergeführt. Drei Mio. Franken stehen für die Digitalisierungs-Massnahmen zu Verfügung. Per Ende 2018 waren in den geförderten SCCER und Joint Activities 1351 Forschende tätig (2017: 1263 Forschende), rund 74 Prozent entfielen auf den wissenschaftlichen Mittelbau mit Doktorierenden und Assistierenden. 2018 beurteilte die Innosuisse im Weiteren 59 Energie-Projektgesuche in Rahmen ihres **Förderprogramms Energie**. 38 Projekte mit einem kumulierten Bundesbeitrag von 14,5 Mio. Franken wurden bewilligt (Quellen: Bundesrat, 2012 / Innosuisse, 2019).

Im Auftrag des Bundesrats lancierte der Schweizerische Nationalfonds (SNF) 2013 die **Nationalen Forschungsprogramme «Energiewende» (NFP 70) und «Steuerung des Energieverbrauchs» (NFP 71)** mit einem Gesamtbudget von 45 Mio. Franken. Im Rahmen von insgesamt 107 Forschungsprojekten haben die beiden NFP die naturwissenschaftlich-technischen und gesellschaftlich-ökonomischen Aspekte für eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems beleuchtet. Mit diesen Erkenntnissen unterstützen sie die Gesellschaft, Wirtschaft und Politik, drängende energie- und klimapolitische Probleme zu lösen. Auf dem Webportal «NFP Energie» (www.nfp-energie.ch) sind die Ergebnisse der Forschungsprojekte verfügbar. Das Portal wird laufend ergänzt mit Synthesen, einschliesslich Handlungsempfehlungen für die jeweiligen Akteure zu den Themenschwerpunkten «*Akzeptanz*», «*Mobilitätsverhalten*», «*Gebäude und Siedlungen*», «*Energienetze*», «*Marktbedingungen und Regulierung*» sowie «*Wasserkraft und Markt*». Einzelne Synthesen wurden an spezifischen Schlussveranstaltungen präsentiert. Das gemeinsame Programmresümee wird im Januar 2020 verfügbar sein. Unter <https://nfp-energie.ch/de/notifications> kann eine Benachrichtigung über spezifische neue Inhalte eingerichtet werden (Quelle: SNF, 2019).

Das **BFE fördert die anwendungsorientierte Energieforschung**. Diese richtet sich nach dem Energieforschungskonzept des Bundes, welches von der Eidgenössischen Energieforschungskommission (CORE) alle vier Jahre überarbeitet wird und sowohl die wissenschaftliche Forschung als auch Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte umfasst. Die Förderung betrug 2017 für Forschungs- und Entwicklungsprojekte (über alle Technologien und Themen; inkl. Transfer- und Koordinationskosten) und Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte zusammen knapp 37,37 Mio. Franken. Eine Übersicht

über besonders wertvolle Ergebnisse aus den BFE-Forschungsprogrammen gibt die jährlich aktualisierte Broschüre «Energieforschung und Innovation» (Quelle: BFE, 2019e)⁴⁴.

Die Forschung auf dem Gebiet der **Kernenergie** wird weiterhin etwa im gleichen Umfang weitergeführt; 2017 wurden 51,43 Mio. Fr. Forschungsprojektmittel deklariert. Dies unter anderem, um sicherzustellen, dass die Schweiz auch künftig über die wissenschaftlichen und technischen Grundlagen verfügt, um die bestehenden Kernenergieanlagen sicher zu betreiben sowie die technologischen Entwicklungen auf dem Gebiet der Kernenergie mitverfolgen und sicher beurteilen zu können. Die regulatorischen Aspekte werden dabei durch das Eidgenössische Nuklearsicherheitsinspektorat (ENSI), die Fissionsforschung durch das Paul Scherrer Institut (PSI) und die Fusionsforschung durch die ETH Lausanne (EPFL) abgedeckt⁴⁵.

International spielt die Zusammenarbeit mit der Internationalen Energieagentur (IEA) eine besondere Rolle. Die Schweiz beteiligt sich über das BFE an 22 von 39 Forschungsprogrammen der IEA (Technology Collaboration Programmes TCP, früher Implementing Agreements). Auf europäischer Ebene wirkt die Schweiz über das Staatssekretariat für Bildung, Forschung und Innovation (SBFI) im Rahmen der Möglichkeiten aktiv in den Forschungsrahmenforschungsprogrammen (FRP) der EU mit. Das BFE koordiniert in Absprache mit dem SBFI auf institutioneller Ebene die Energieforschung namentlich mit dem Europäischen Strategieplan für Energietechnologie (SET-Plan, nicht Teil der FRP), den European Research Area Networks (ERA-NET), den europäischen Technologieplattformen und den gemeinsamen Technologieinitiativen (JTI). Daneben gibt es in einigen Bereichen der Energieforschung multilaterale Abkommen, z.B. in den Bereichen Netze oder Geothermie (Quelle: BFE, 2019e).

Exkurs: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionstechnologien

Das BFE lässt regelmässig die Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionstechnologien untersuchen. Es werden dabei auch Technologien untersucht, die zwar nicht als Optionen für die inländische Stromproduktion, aber für Stromimporte künftig von Bedeutung sein könnten. Eine 2017 publizierte Studie (für das Referenzjahr 2016), die vom Paul Scherrer Institut (PSI) im Auftrag des BFE erarbeitet wurde, weist die Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen jeweils für den Zeithorizont von heute bis 2050 aus. Folgende Technologien wurden berücksichtigt: Gross- und Kleinwasserkraftwerke, Windturbinen (on- und offshore), Photovoltaikanlagen (PV), Verstromung von Biomasse, Geothermie-Kraftwerke (petrothermal), Wellen- und Gezeitenkraftwerke, Anlagen zur solarthermischen Stromerzeugung, Kernkraftwerke, Erdgas- und Kohlekraftwerke sowie Erdgas-Blockheizkraftwerke, Brennstoffzellen und «neuartige» Technologien (hydrothermale Methanisierung von wässriger Biomasse, nicht konventionelle geothermale Technologien, Kernfusion und thermoelektrische Stromerzeugung zur stationären Abwärmenutzung). 2019 folgte bei jenen Technologien eine Aktualisierung, bei denen eine wesentliche Änderung gegenüber der 2017-er Studie zu erwarten waren. Bei den **Potenzialen** weisen unter den erneuerbaren Energien in der Schweiz Photovoltaikanlagen für 2035 und 2050 das grösste Potenzial auf. In der Aktualisierung 2019 wurden für PV-Dachanlagen zum ersten Mal Kosten-Potenzialkurven erstellt, welche zeigen, wie viel Strom mit diesen Anlagen zu welchen Kosten produziert werden kann. Dafür wurden die neuen Kostendaten mit den neu verfügbaren Informationen zu

⁴⁴ Weitere Informationen zu den einzelnen Projekten unter www.energieforschung.ch und www.aramis.admin.ch.

⁴⁵ www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung/ www.psi.ch/nes/ <https://spc.epfl.ch>

verfügbaren Dachflächen aus der Solarplattform «sonnendach.ch» kombiniert. Diese Kosten-Potenzialkurven repräsentieren technische Potenziale zur Stromproduktion mit Photovoltaikanlagen auf vorhandenen Dächern in der Schweiz, dies jeweils zu bestimmten Produktionskosten. Den Daten bzgl. verfügbarer Dachfläche zufolge beträgt das technische Potenzial zur Stromproduktion aus Sonnenenergie bis zu 63 TWh pro Jahr (noch ohne Fassaden). Das wirtschaftliche Potenzial wird sich dank abnehmender Kosten in Zukunft stark erhöhen: Setzt man die «Wirtschaftlichkeitsgrenze» bei 15 Rp./kWh an, dann ergibt sich mit heutigen Investitionskosten und spezifischem Flächenbedarf der Anlagen ein technisch-wirtschaftliches Potenzial auf Dächern von rund 10 TWh/a; dies wird zukünftig dank abnehmender Kosten und weniger Flächenbedarf ansteigen und für 2035 mit gut 50 TWh/a beziffert. Windenergieanlagen weisen ebenfalls ein beträchtliches Potenzial aus, auf lange Frist (2050) auch die Stromproduktion aus Tiefengeothermie. Allerdings ist diese Option mit grossen technischen Unsicherheiten verbunden. Auch die Stromproduktion aus Biomasse kann zunehmen, vor allem, wenn ein grösserer Teil der in der Landwirtschaft anfallenden Gülle energetisch genutzt wird. Auch bei der Wasserkraft besteht ein gewisses Potenzial, das jedoch stark von den wirtschaftlichen, politischen und gesellschaftlichen Rahmenbedingungen abhängt. Eine vom BFE im 2019 aktualisierte Wasserkraftpotenzialstudie zeigt, dass sich das Potenzial neuer Grosswasserkraftwerke (Leistung grösser als 10 MW) sowie von Erneuerungen und Erweiterungen bis 2050 gegenüber der 2012er-Studie kaum verändert hat, während jenes bei Kleinwasserkraftwerken deutlich tiefer liegt als bisher angenommen. In der Analyse nicht berücksichtigt wurden derweil das Potenzial von neuen Gletscherseen sowie das Potenzial von Projekten, welche die Elektrizitätswirtschaft aus Vertraulichkeitsgründen nicht offengelegte. Bei den **Kosten** weist die PSI-Studie die Gestehungskosten für erneuerbare Stromproduktionsanlagen (hauptsächlich in der Schweiz) und für konventionelle Stromproduktionsanlagen, wie sie mittelfristig eher im europäischen Ausland als in der Schweiz gebaut werden, aus. Die Kosten für Wasserkraft, Holz-Kraftwerke, landwirtschaftliche Biogasanlagen und die fossile Stromerzeugung werden bis 2050 eher steigen, während die Gestehungskosten für Photovoltaik um die Hälfte sinken, bei Windenergie etwas weniger. Bei den **Umweltauswirkungen** verursacht die Stromproduktion aus Wasser- und Kernkraftwerken sowie aus Windturbinen heute die geringsten Treibhausgasemissionen, Strom aus Kohlekraftwerken die höchsten. Treibhausgasemissionen von Gaskombi- und Kohlekraftwerken könnten in Zukunft mittels CO₂-Abscheidung substantiell reduziert werden. Sowohl die Emissionen der Kernenergie, als auch jene der fossilen Stromproduktion könnten in Zukunft wegen schlechterer Verfügbarkeit der Energieträger Uran, Erdgas und Kohle steigen. Im Gegensatz dazu kann davon ausgegangen werden, dass die Umweltbelastung durch Strom aus anderen Quellen in Zukunft dank technologischer Fortschritte abnehmen wird (Quelle: PSI, 2019+2017 / BFE, 2019g).

Themenfeld Internationales Umfeld

Das internationale Umfeld ist für die Schweiz bedeutend, weil sie einerseits eng in die internationalen Energiemärkte eingebunden und andererseits stark von Energieimporten abhängig ist. Auf der regulatorischen Ebene sind insbesondere die Weiterentwicklungen in Europa zentral. Eine wichtige Rolle spielen zudem die internationalen Klimaschutzbestrebungen. Die Veränderungen im internationalen Umfeld lassen sich nicht mit einem Indikator messen. Das jährliche Monitoring fokussiert deshalb auf einen deskriptiven Überblick wesentlicher Entwicklungen.

Entwicklung der globalen Energiemärkte

Erdöl: Die Internationale Energieagentur (IEA) erwartet in ihrer Mittelfristprognose, dass die globale Erdölnachfrage jährlich um durchschnittlich 1,2 Mio. Fass pro Tag wächst und 2024 rund 106,4 Mio. Fass pro Tag erreichen wird. Dies trotz geopolitischer Unsicherheiten und eines sich verlangsamenden Wirtschaftswachstums. Obwohl die USA im Jahr 2018 den grössten Anstieg der globalen Nachfrage verzeichneten, geht das Wachstum weiterhin weg von der Nachfrage in den Industrieländern hin zu einer Verlagerung Richtung Asien und einer erhöhten Nachfrage der Petrochemie. Gemäss IEA sollten die Upstream-Investitionen (Exploration und Förderung) 2019 das dritte Jahr in Folge wachsen, was angesichts der sich neigenden Reserven etwa in der Nordsee für die Versorgungssicherheit wichtig ist. Die USA dominieren mittelfristig weiterhin das Angebotswachstum und werden gemäss IEA bis 2024 Russland bezüglich Exportmengen überholen. Nach der beispiellosen Expansion im Jahr 2018, als die gesamte Produktion um den Rekordwert von 2,2 Millionen Fass pro Tag anstieg, werden die USA bis 2024 70 Prozent der Zunahme der globalen Produktionskapazität ausmachen und insgesamt 4 Mio. Fass pro Tag hinzufügen. Seit 2010 hat sich die Schieferölproduktion von praktisch null auf über 7 Mio. Fass pro Tag erhöht, was rund 7 Prozent der globalen Nachfrage entspricht. Wichtige Beiträge werden auch aus anderen Nicht-OPEC-Ländern kommen, darunter Brasilien, Kanada, Norwegen und Guyana, die in den nächsten fünf Jahren weitere 2,6 Mio. Fass pro Tag hinzufügen. Insgesamt soll die Nicht-OPEC-Produktion bis 2024 um 6,1 Mio. Fass pro Tag steigen. Unter den OPEC-Ländern haben nur der Irak und die Vereinigten Arabischen Emirate erhebliche Pläne zur Kapazitätserhöhung. Diese Gewinne müssen hohe Verluste aus dem Iran und Venezuela ausgleichen, die Sanktionen und politischen oder wirtschaftlichen Turbulenzen ausgesetzt sind. Infolgedessen sinkt die effektive Produktionskapazität der OPEC bis 2024 um 0,4 Mio. Fass pro Tag. Im Jahr 2018 erhöhte sich das globale Erdöl-Angebot gegenüber dem Vorjahr um 2,7 Mio. auf 100,3 Mio. Fass pro Tag. Die Nachfrage stieg um 1,1 Mio. auf 99,3 Mio. Fass pro Tag. Im Juli 2019 einigte sich die OPEC+ (OPEC und weitere Länder unter der Leitung Russlands) darauf, das seit Ende 2016 geltende Förderlimit um weitere neun Monate zu verlängern, um den Preis zu stützen. Die OPEC+ repräsentiert knapp die Hälfte der weltweiten Ölförderung. Bereits Ende September 2018 sprach sich die OPEC gegen eine Ausweitung der Fördermengen aus, woraufhin die Notierung für die Erdölsorte Brent zeitweise auf über 85 Dollar pro Fass stieg und so teuer war wie seit vier Jahren nicht mehr. Im Dezember 2018 sank die Notierung dann aber wieder auf unter 60 Dollar pro Fass und lag im 2019 bisher bei rund 60 bis 75 Dollar pro Fass; die Angriffe auf saudische Ölanlagen Mitte September führten derweil innerhalb dieser Preisspanne zu kurzfristigen Preishaussen und vorübergehenden Unsicherheiten an den Rohölmärkten (Quellen: OECD/IEA, 2019b+c).

Erdgas: Die IEA erwartet in ihrer Mittelfristprognose weiterhin, dass die globale Erdgas-Nachfrage jährlich um durchschnittlich 1,6 Prozent wächst und 2024 rund 4300 Mrd. Kubikmeter erreichen wird. China wird nach den Angaben in den nächsten fünf Jahren mehr als 40 Prozent zum globalen Nachfragewachstum beitragen, angetrieben durch die Bestrebungen der Regierung, sich von der Kohle als Energieträger wegzubewegen, um die Luftqualität zu verbessern. Ein starkes Gas-Nachfragewachstum sieht die IEA auch in anderen asiatischen Ländern, vor allem in Südasien. Global gesehen bleibt der Indust-

riesektor hauptsächlicher Nachfragetreiber. Am meisten Gas wird dabei bis 2024 für die Stromproduktion verbraucht; der Verbrauch wächst hier jedoch nicht mehr so stark, bedingt durch die starke Konkurrenz durch Erneuerbare. Auf der Angebotsseite geht die IEA davon aus, dass mehr als die Hälfte des Produktionszuwachses im Zeitraum 2018 bis 2024 in den USA und in China geschehen wird. Während China vorwiegend für den Eigenbedarf produziert, werden die USA, Australien und Russland die drei wichtigsten Exporteure sein. Die Erdgasförderung in Europa soll dagegen jährlich um 3,5 Prozent abnehmen, vor allem bedingt durch den Entscheid der Niederlande, eines der grössten europäischen Gasfelder, Groningen, bis 2022 stillzulegen. In Norwegen bleibt die Produktion bis 2024 relativ stabil. LNG wird einen zunehmenden Anteil am globalen Gas-Handel einnehmen (von rund einem Drittel im 2017 auf fast 60 Prozent im 2024). 2018 stieg die globale Erdgas-Produktion nach provisorischen Angaben der IEA gegenüber dem Vorjahr um 4,0 Prozent auf einen neuen Höchststand von 3937 Mrd. Kubikmeter. Die Nachfrage erhöhte sich um 4,9 Prozent auf 3922 Mrd. Kubikmeter. Damit setzte sich die kontinuierliche Zunahme seit 2009 fort. Die Erdgaspreise verharrten in der Periode 2015 bis Anfang 2018 auf relativ konstantem Niveau und lagen bei rund 2 bis 3 US-Dollar je Million British Thermal Unit (mmbtu) auf dem US-Markt (Henry Hub) und bei 4 bis 8 US-Dollar je mmbtu auf den europäischen Markt (TTF spot). Im Oktober 2018 stieg der TTF spot auf fast 30 Euro/MWh an, bis September 2019 sank er wieder auf 11 Euro/MWh; dies insbesondere bedingt durch die geringere Nachfrage wegen der mildereren Witterung sowie reichlichem LNG-Angebot (Quellen: OECD/IEA, 2019d+e / EU, 2019 / Argus Gas Connections⁴⁶).

Kohle: Die IEA geht in ihrer Mittelfristprognose davon aus, dass die globale jährliche Kohlenachfrage bis 2023 nahezu stagniert bei einem Stand von 5530 Mio. Tonnen. Während in Europa und den USA ein Rückgang erwartet wird, steigt die Nachfrage in Indien und anderen asiatischen Ländern weiter an. In China, dem wichtigsten Player im globalen Kohlemarkt, sinkt die Nachfrage nach den Angaben in den nächsten fünf Jahren um rund 3 Prozent, insbesondere bedingt durch die Massnahmen der Regierung zur Verbesserung der Luftqualität. Es wird erwartet, dass der Anteil von Kohle am globalen Energiemix von 27 auf 25 Prozent sinkt, vor allem wegen des Wachstums bei den Erneuerbaren und beim Erdgas. In Europa weist die IEA auf eine zweigeteilte Entwicklung hin: Westeuropa beschleunigt im Zuge der Klimaschutzbemühungen den Ausstieg aus Kohle insbesondere bei der Stromproduktion und baut gleichzeitig die Erneuerbaren aus. Im Gegensatz dazu bleibt die Kohlenachfrage in Osteuropa stabil. Die globale Kohleproduktion stieg gemäss IEA nach 2017 (+3,1%) auch im 2018 um 3,3 Prozent an, nachdem sie im 2014 zum ersten Mal gesunken war. Mit 7813 Mio. Tonnen lag sie 2018 indes immer noch um 162 Mio. Tonnen (oder 2,1 Prozent) unter dem Höchstwert von 2013. Die Kohleproduktion in China stieg 2018 um 4,5 Prozent, nachdem sie im 2014 gesunken war. Der Kohleverbrauch stieg im 2018 global um 1,2 Prozent, vor allem wegen des Zuwachses in Nicht-OECD Ländern, beispielsweise um 5,2 Prozent in Indien und um ein Prozent in China. China hat immer noch einen Anteil von 53 Prozent an der globalen Nachfrage und 45 Prozent Anteil an der globalen Produktion von Kohle und ist somit auch der weltgrösste Importeur. Der Kohleverbrauch in OECD-Ländern lag 2018 um 27 Prozent tiefer als im Jahr 2007, als er in diesen Ländern den Höchststand erreichte. In der EU ist die Nachfrage nach Braun- und Steinkohle weiter gesunken; der Verbrauch von Steinkohle lag bei 226 Mio. Tonnen, jener von Braunkohle bei 370 Mio. Tonnen⁴⁷. Deutschland und Polen bleiben die beiden wichtigsten Kohlenverbraucher in Europa mit einem Anteil von mehr als der Hälfte der Nachfrage. Deutschland hat im Juni 2018 die Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ eingesetzt, welche Anfang 2019 Empfehlungen für die schrittweise Reduzierung und Beendigung der Kohleverstromung bis spätestens 2038 vorlegte; diese sollen nun gesetzlich verankert und umgesetzt werden. Getrieben von der Marktdynamik in Asien und nachdem China Massnahmen zur Beschränkung der inländischen Kohleproduktion

⁴⁶ www.argusmedia.com

⁴⁷ Eurostat (Coal production and consumption statistics)

eingeführt hatte, stiegen die Kohlepreise in der zweiten Jahreshälfte 2016 deutlich an. Bis im Juli 2018 erreichte der CIF ARA Spotpreis mit 100 US-Dollar pro Tonne den höchsten Wert seit 2012, bevor er bis Mitte 2019 auf rund 50 Dollar pro Tonne fiel. Mit dem steigenden Kohlepreis und eher konstanten Gaspreisen hat sich der relative Wettbewerbsvorteil von Gas erhöht. Bei der Stromproduktion in Europa wird dies zudem durch den steigenden Preis für Emissionszertifikate verstärkt (Quellen: OECD/IEA, 2018a+2019f / Argus Gas Connections⁴⁸).

CO₂ im europäischen Emissionshandel: Nachdem der Preis für CO₂-Emissionsrechte im europäischen Emissionshandelssystem (EHS) seit 2013 bei rund 5 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalente (tCO₂e) lag, stieg dieser zwischen Mitte 2017 und September 2018 an und erreichte zwischenzeitlich über 25 Euro/tCO₂e. Ein möglicher Grund für das Anziehen der Preise ist die von Marktteilnehmern antizipierten Bestimmungen zur so genannten Marktstabilitätsreserve (MSR), die Anfang 2019 in Kraft trat, und das Überangebot von Emissionszertifikate verringern soll. Im zweiten Quartal 2019 war der CO₂-Preis relativ stabil und bewegte sich in einer Bandbreite zwischen 24 und 28 Euro/tCO₂e, nachdem er Anfang 2019 ziemlich volatil gewesen war. Die Unsicherheit über die weitere Beteiligung Grossbritanniens am europäischen Emissionshandelssystem war in den letzten Monaten ein Hauptfaktor, der die CO₂-Preise beeinflusste. Die wieder höheren CO₂-Preise und gleichzeitig tiefen Gaspreise haben dazu geführt, dass der Anteil der Stromproduktion aus Gas von knapp 13 Prozent im 2016 auf über 19 Prozent Anfang 2019 gestiegen ist, da von Kohle auf Gas umgestellt wurde. Im Juni 2019 fiel der Anteil der Stromproduktion aus Kohle in der EU auf den historisch tiefsten Wert von rund 14 Prozent (Quellen: EU, 2019 / EEX⁴⁹).

Strom: Global stieg die Stromproduktion zwischen 1974 und 2017 von 6298 auf 25'721 TWh, was nach Angaben der IEA einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 3,3 Prozent entspricht. 2017 lag die Produktion 2,5 Prozent über dem Vorjahr. Der Anteil der Produktion von Nicht-OECD-Ländern an der weltweiten Stromerzeugung lag bei 57,0 Prozent – mehr als das Doppelte des Anteils von 1974. Das jährliche Produktionswachstum zwischen 2000 und 2010 betrug in OECD-Ländern durchschnittlich 1,1 Prozent, verglichen mit 6,4 Prozent in Nicht-OECD-Ländern. In den USA verlor die Kohle bereits 2016 den Spitzenplatz bei der Stromproduktion: Den wichtigsten Anteil hat heute Erdgas mit 35,1 Prozent gefolgt von Kohle mit 27,4 Prozent, Kernenergie mit 19,3 Prozent und den erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 17,1 Prozent⁵⁰. Der Anteil erneuerbarer Energien am EU-Strommix erreichte im zweiten Quartal 2019 35,1 Prozent. Dies war niedriger als der Anteil von 36,6 Prozent ab dem zweiten Quartal 2018 und wurde hauptsächlich durch die schwache Erzeugung von Wasserkraft beeinflusst. Die Gesamtleistung der Erzeugung von Sonne, Wind und Biomasse stieg im zweiten Quartal 2019 gegenüber dem Vorjahr um 7,5 Prozent auf 145 TWh. Der European Power Benchmark (Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt) erreichte im zweiten Quartal 2019 43,3 Euro/MWh und lag damit ein Prozent unter dem Vorjahresquartal. Im 2018 wurde mit rund 40 Euro/MWh der tiefste Preis im April, der höchste Preis mit rund 65 Euro/MWh in den Monaten September bis November verzeichnet. Den tiefsten Wert seit 2007 erreichte der Power Benchmark im Februar 2016 mit 30 Euro/MWh. Auch der Preis für Baseload für die Schweiz (Swissix) folgte diesem Trend (Quellen: OECD/IEA, 2019g / EU, 2019).

⁴⁹ www.eex.com

⁵⁰ www.eia.gov

Entwicklungen in der EU

Energieunion

Seit 2015 bündelt die die EU alle Bereiche der Energiepolitik im Konzept der Energieunion. Die Energieunion ist eine energiepolitische Rahmenstrategie mit fünf Dimensionen: (1) Sicherheit, Solidarität und Vertrauen, (2) ein vollständig integrierter Energiebinnenmarkt, (3) Energieeffizienz (4) Klimaschutz – Umstellung auf eine Wirtschaft mit geringen CO₂-Emissionen (5) Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit. Die Kommission legt ungefähr einmal pro Jahr einen Bericht zum Stand der Energieunion vor, zuletzt am 9. April 2019. Mit der Verordnung über die Gouvernanz der Energieunion (s. *weiter unten*) ist das Konzept seit Ende 2018 auch rechtlich verankert (Quelle: COM(2019) 175 final).

Entwicklung gegenüber den Zielen 2020

Für das Jahr 2020 setzte sich die EU in Strategiepapieren und Rechtsakten quantitative Ziele für die Bereiche Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Stromverbund. Der Stand der Zielerreichung präsentiert sich wie folgt (Quellen: COM(2019) 225 final / COM(2019) 224 final / COM(2017) 718 final / Europäischer Rat, 2014):

- **Treibhausgasemissionen:** Auf Unionsebene gilt das verbindliche Ziel einer Senkung von 20 Prozent bis 2020 gegenüber dem Stand von 1990. Im Jahr 2017 lagen die Treibhausgasemissionen (inkl. Emissionen des internationalen Luftverkehrs) nach provisorischen Angaben rund 22 Prozent tiefer als 1990. Obwohl die Emissionen nach 2016 leicht anstiegen, ist die EU auf Kurs, das 2020-Ziel zu erreichen oder sogar zu übertreffen.
- **Erneuerbare Energien:** Bis 2020 sollen 20 Prozent der gesamten in der EU verbrauchten Energie aus erneuerbaren Quellen stammen. Dieses unionsweite Ziel ist verbindlich und wurde mit ebenfalls verbindlichen Zielen, die für die einzelnen Mitgliedstaaten gelten, ergänzt. Der Anteil der erneuerbaren Energien am Gesamtenergieverbrauch ist in der EU kontinuierlich angestiegen: 2017 lag er bei 17,5 Prozent. Damit ist die EU auf Kurs, das 2020-Ziel zu erreichen, auch wenn sich das Wachstum seit 2014 verlangsamt hat.
- **Energieeffizienz:** Die EU hat sich das unverbindliche Ziel gesetzt, die Energieeffizienz bis 2020 um 20 Prozent zu verbessern⁵¹. Nach einem allmählichen Rückgang zwischen 2007 und 2014 stieg der Energieverbrauch zwischen 2014 und 2017 wieder an. Der Primärenergieverbrauch nahm 2017 gegenüber dem Vorjahr um 0,9 Prozent zu, der Endenergieverbrauch stieg um 1,1 Prozent. Damit liegen beide Werte leicht über dem festgelegten Zielpfad und die Erreichung des 2020-Ziels ist noch nicht sicher.
- **Stromverbund:** Der Europäische Rat rief die EU-Mitgliedstaaten 2014 dazu auf, bis 2020 die grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen soweit auszubauen, dass pro Land mindestens 10 Prozent des im Inland erzeugten Stroms über die Grenze in die Nachbarstaaten transportiert wer-

⁵¹ Das Ziel für 2020 besteht darin, den Endenergieverbrauch in der EU-28 auf höchstens 1086 Mio. t und den Primärenergieverbrauch auf höchstens 1483 Mio. t Rohöl-Äquivalente zu senken.

den kann. Gemäss Kommission haben 17 Staaten das Ziel erfüllt, sieben weitere sind grundsätzlich auf Kurs (Stand 2017). Zusätzliche Anstrengungen sind für die Einbindung der iberischen Halbinsel und Irlands, in Südosteuropa sowie zwischen Polen und dem Baltikum notwendig.

Ziele für 2030 und darüber hinaus

Die EU einigte sich politisch im Oktober 2014 auf Ziele für die Klima- und Energiepolitik bis 2030, darunter zur verbindlichen Reduzierung der **Treibhausgasemissionen** um mindestens 40 Prozent (innerhalb des EU-Raumes) gegenüber dem Stand von 1990; die neue EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen kündigte derweil im Juli 2019 in ihren politischen Leitlinien ein ehrgeizigeres Ziel von mindestens 50 bis wenn möglich 55 Prozent an. Für den Zeitraum bis 2050 hatte die EU im Jahr 2011 einen Fahrplan für die Reduktion der Emissionen veröffentlicht. Bis 2050 sollte die EU demnach ihre Treibhausgasemissionen um 80 Prozent gegenüber dem Stand von 1990 senken. Ende November 2018 legte die Kommission eine neue Vision für ein klimaneutrales Europa bis 2050 vor. Das Europäische Parlament und der Europäische Rat hatte die Kommission zuvor aufgefordert, eine langfristige Strategie zur Verringerung der Treibhausgasemissionen der EU im Einklang mit dem Übereinkommen von Paris vorzulegen. Das Ziel lautet, Anfang 2020 eine ambitionierte Strategie zu verabschieden und diese gemäss dem Übereinkommen von Paris dem Sekretariat der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) zu übermitteln. Die Vision baut auf den Klima- und Energiezielen für 2030 auf, die in der EU bereits beschlossen wurde (Quellen: Europäischer Rat, 2014 / COM, 2018a / COM(2019) 175 final).

Der Anteil der **erneuerbaren Energien** am Endenergieverbrauch soll in der EU bis 2030 auf mindestens 32 Prozent erhöht werden. Dieses verbindliche Ziel hat die EU mit der Neufassung der Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RES-Richtlinie) beschlossen, die Ende 2018 in Kraft getreten ist. Die Mitgliedsstaaten sollen nationale Beiträge zum Unionsziel zu leisten. Der Mechanismus zur Festlegung der staatlichen Beiträge und Überwachung der Zielerreichung wird in der separaten Gouvernanz-Verordnung geregelt. Die **Energieeffizienz** in der EU soll bis 2030 um mindestens 32,5 Prozent erhöht werden. Dieses Ziel hat die EU in ihrer Anpassung der Energieeffizienz-Richtlinie beschlossen, die Ende 2018 in Kraft getreten ist (s. «*Clean Energy Package*»). Die **Stromverbundziele** wurden für 2030 derweil auf 15 Prozent der Inlandproduktion festgelegt.

Umsetzung der Network Codes im Strombereich

Seit den 1990er-Jahren entwickelt die EU ihren Energiebinnenmarkt, insbesondere in den Sektoren Strom und Gas. Namentlich die fortgeschrittene Entwicklung des EU-Strombinnenmarkts hat Auswirkungen auf die Schweiz: Auf den Strommarkt, den Netzbetrieb und den Stromhandel an den Grenzen. Eine der rechtlichen Grundlagentexte des Strombinnenmarkts ist die *Strombinnenmarkt-Verordnung* der EU. Diese legt auch den Grundstein für weitere Erlasse zur Regelung der grenzüberschreitenden Angelegenheiten im Stromhandel und im Übertragungsnetzbetrieb. 2015 sind auf dieser Basis in der EU mehrere so genannte Network Codes und Guidelines für den Strombereich in Form von Durchführungsverordnungen der Europäischen Kommission in Kraft getreten. Sie lassen sich in drei Bereiche einteilen: Netzbetrieb, Netzanschluss und Markt. Es handelt sich um sehr technische Erlasse, die aber prägend sind für die Entwicklung des Strombinnenmarkts.

Ein Beispiel ist die Einführung von Regeln für neue Handelsplattformen zwischen EU-Mitgliedstaaten: Mit den Network Codes werden mehrere solche Handelsplattformen für verschiedene Stromprodukte

eingeführt. Von besonderer Bedeutung für den Stromhandel an den Schweizer Grenzen sind die Regelungen über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement⁵², über die Vergabe langfristiger Kapazität⁵³ und über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem⁵⁴. Diese Regelungen schliessen die Schweiz ausdrücklich von den neuen Handelsplattformen aus, solange kein Stromabkommen mit der EU abgeschlossen wird.

Die Regelungen über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement führen im europäischen Strommarkt die Marktkopplung ein: Durch so genannte implizite Auktionen vereint die Marktkopplung im Kurzfristhandel (Day-Ahead und Intraday) die vorher getrennten Handelsgeschäfte der Vergabe der Übertragungskapazitäten und des Stroms zu einem integrierten Strommarkt. Die Schweiz kann ohne Stromabkommen respektive institutionellem Rahmenabkommen nicht an dieser Marktkopplung teilnehmen. Der Ausschluss aus der Marktkopplung hat in der Schweiz nicht nur für den Handel, sondern auch für den Betrieb des Übertragungsnetzes Konsequenzen: Namentlich seit Einführung der flussbasierten Marktkopplung im Day-Ahead-Handel in Zentral-West-Europa ist eine Zunahme von ungeplanten Ringflüssen durch die Schweiz, bedingt durch zusätzlichen Handel zwischen Deutschland und Frankreich, zu verzeichnen. Der Grund dafür liegt nicht direkt im Ausschluss der Schweiz aus der Marktkopplung, sondern in der Tatsache, dass die kritischen Elemente des Schweizer Übertragungsnetzes in den Kapazitätsberechnungen, die der Marktkopplung unterliegen, ungenügend berücksichtigt werden. Anzumerken ist, dass die Regelung zum Systemausgleich (sog. Balancing Code) der Schweiz eine Teilnahme an den geplanten Plattformen für den Austausch von Regelenergie in Aussicht stellt, falls der Ausschluss der Schweiz zu ungeplanten physischen Stromflüssen führen könnte, die die Systemsicherheit der Region gefährden. Ein Entscheid der Europäischen Kommission über die Teilnahme der Schweiz steht noch aus. Mit dem «Clean Energy Package» der EU ist Mitte 2019 eine Neufassung der Strombinnenmarkt-Verordnung in Kraft getreten (*vgl. unten*). Dies hat zur Folge, dass die Kommission die bisherigen Network Codes überprüfen und revidieren wird. Zusätzlich werden neue Network Codes entstehen, beispielsweise für Cybersicherheit.

Das „Clean Energy Package“

Zur Umsetzung der Energieunion hat die EU 2018 und 2019 ein umfangreiches Paket mit neuen Regeln zu Strombinnenmarkt, Erneuerbare Energien, Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und Gouvernanz in Kraft gesetzt. Das Paket mit insgesamt acht Verordnungen und Richtlinien unter dem Titel „Saubere Energie für alle Europäer“ („Clean Energy for All Europeans“) soll den Strombinnenmarkt und die Erneuerbaren Energien für die Zukunft ausrichten und die Erreichung der Klima- und Energieziele der EU sicherstellen. Kernelemente des Pakets sind:

- **Neugestaltung des Strommarkts:** Die Neufassung der *Strombinnenmarkt-Richtlinie*, die aus dem 2009 beschlossenen dritten Energiebinnenmarktpaket stammt, soll einen marktbasierten, verbraucherzentrierten und flexiblen Strommarkt schaffen. So sollen Konsumenten am Wandel der Energiemärkte teilhaben, indem Informationen verbessert, Wettbewerbshindernisse beseitigt sowie Möglichkeiten zur Eigenerzeugung und Vermarktung des Flexibilitätspotenzials geschaffen werden. Die Neufassung der *Strombinnenmarkt-Verordnung*, die ebenfalls aus dem dritten Energiebinnen-

⁵² Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

⁵³ Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität

⁵⁴ Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem

marktpaket stammt, stellt neue Regeln für den europäischen Strombinnenmarkt auf, der an die zunehmend dezentrale und fluktuierende Stromerzeugung angepasst wird. Die Verordnung zielt auf eine weitere Flexibilisierung des Strommarkts (Einspeisung von Erneuerbaren, Speicher, Demand-Side-Management). Die Neufassung sieht vor, dass die grenzüberschreitenden Übertragungsleitungen stärker für den grenzüberschreitenden Stromhandel geöffnet werden. Die Mitgliedstaaten müssen zudem Lösungen für ihre internen Netzengpässe finden: Sie müssen entscheiden, ob sie ihren Strommarkt in mehrere Preiszonen aufteilen oder einen Aktionsplan zum Abbau der Netzengpässe vorlegen. Die Versorgungssicherheit soll stärker grenzüberschreitend betrachtet werden, beispielsweise mit einem europäischen Versorgungssicherheitsbericht. Neu sind auch die europaweit verbindlichen Anforderungen für Kapazitätsreserven und Kapazitätsmärkte (s. *Kasten weiter unten*). Durch die dezentrale Stromerzeugung erhalten die Verteilnetze eine bedeutendere Rolle; die EU schafft deshalb eine europäische Organisation, welche die Verteilnetzbetreiber auf EU-Ebene vertritt. Auf der Übertragungsnetzebene werden zudem die regionalen Kooperationszentren aufgewertet. Die künftige Funktionsweise des EU-Strombinnenmarkts ist für die Schweiz von Bedeutung. Der wichtigste Grund hierfür ist die seit Jahrzehnten gepflegte enge Vernetzung der Strommärkte der Schweiz und der EU. Unklar ist für die Schweiz aus heutiger Sicht, ob sich die starke Öffnung der Grenzleitungen in der EU für den Stromhandel negativ auf die Netzstabilität auswirken könnte. Generell gilt aber: Gelingt es der EU, den europäischen Strommarkt zu stärken und flexibler zu machen, die Versorgungssicherheit zu gewährleisten sowie marktverzerrende nationale Alleingänge zurückzubinden, kommt dies über günstigere Preise (als bei weniger Marktintegration), stabile Rahmenbedingungen und erhöhte Versorgungssicherheit auch der Schweiz zu Gute. Ob und wie stark die Schweiz davon profitieren kann, hängt jedoch auch vom Vorhandensein eines Stromabkommens ab. Vor dem Hintergrund des offenen Brexit lässt sich heute nicht eindeutig sagen, wie die EU künftig mit Drittstaaten umgehen wird, die kein Abkommen für den Zugang zum Strombinnenmarkt der EU haben.

- **Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER):** Die Neufassung der *ACER-Verordnung* passt die Rolle der Agentur an den neuen Rechtsrahmen für den Strombinnenmarkt und die Strom-Versorgungssicherheit an. Ziel ist insgesamt eine Stärkung der Rolle von ACER. Da die Schweiz umgeben ist vom EU-Strombinnenmarkt, hat die Arbeit von ACER Auswirkungen auf den hiesigen Strommarkt und ist insbesondere für die EICom von Relevanz. Ohne Stromabkommen gibt es nur beschränkte Mitwirkung der Schweiz in ACER.
- **Energieeffizienz:** Mit dem Übereinkommen von Paris passte die EU die Ziele der *Energieeffizienz-Richtlinie* an den klima- und energiepolitischen Rahmen für 2030 an. Neu gilt ein unverbindliches Effizienzziel von 32,5 Prozent auf Unionsebene⁵⁵. Die aktualisierte *Gebäudeeffizienz-Richtlinie* soll Gebäude „intelligenter“ machen und Gebäudesanierungen stärker unterstützen. Die Schweiz ist von beiden Richtlinien nicht betroffen.
- **Erneuerbare Energien:** Mit einer Neufassung der *Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RES-Richtlinie)* soll der Anteil an erneuerbaren Energien am Energieverbrauch bis 2030 weiter gesteigert werden. Neu gilt ein verbindliches Erneuerbaren-Ziel von 32 Prozent auf Unionsebene. Die Mitgliedsstaaten sollen «nationale Beiträge» zum Unionsziel leisten (keine verbindlichen nationalen Ziele mehr wie bis 2020). Der Mechanismus zur Festlegung der «nationalen Beiträge» und Überwachung der Zielerreichung wird in der separaten Gouvernanz-Verordnung geregelt (vgl. *unten*). Die

⁵⁵ Das Ziel für 2030 besteht darin, den Endenergieverbrauch in der EU-28 auf 956 Mio. t und/oder den Primärenergieverbrauch auf 1273 Mio. t Rohöl-Äquivalente zu senken.

Richtlinie enthält unter anderem Vorgaben zur Förderung, zu Eigenerzeugung und Eigenverbrauch, zum Wärmemarkt, zu Herkunftsnachweisen (HKN) und zu Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie. Die Richtlinie ermutigt die Mitgliedstaaten auch zur grenzüberschreitenden Öffnung ihrer Fördersysteme. Ohne Stromabkommen fällt die Anerkennung der Schweizer HKN durch EU-Mitgliedstaaten weg, da das Clean Energy Package nur noch HKN aus Drittstaaten mit Abkommen akzeptiert. Bisher konnten die Mitgliedstaaten autonom entscheiden, welche HKN aus Drittstaaten sie akzeptieren.

- **Strom-Versorgungssicherheit:** Die neue *Verordnung zur Risikovorsorge im Elektrizitätsbereich* soll die Mitgliedstaaten auf Krisensituationen im Stromsektor vorbereiten, welche beispielsweise durch extreme Wettersituationen, Cyberangriffe oder Brennstoffmangel hervorgerufen werden. Die Verordnung stärkt die zwischenstaatliche Zusammenarbeit. Wichtige Inhalte sind regionale und nationale Stromkrisenszenarien, saisonale und kurzfristigere Ausblicke auf die Versorgungssicherheit, nationale Risikovorsorgepläne inkl. grenzüberschreitender Massnahmen, die Vereinbarung von zwischenstaatlichen Arrangements zur Unterstützung von Staaten in einer Krise sowie grundsätzliche Prozeduren in der EU bei Frühwarnungen und Ausrufungen von Krisen. Die Ausgestaltung und Umsetzung der neuen Verordnung ist aufgrund der engen Vernetzung im Strombereich auch für die Schweiz relevant. Die Schweiz kann sich derzeit nur parallel zu den EU-Entwicklungen im Rahmen des Pentilateralen Energieforums in die Diskussionen über die regionale Versorgungssicherheit einbringen, ohne aber Rechte einfordern zu können.
- **Gouvernanz der Energieunion:** Das Ziel der neuen *Gouvernanz-Verordnung* ist die Schaffung eines Mechanismus zur Planung, Berichterstattung und Überwachung der Ziele der Energieunion. Die Verordnung umfasst insbesondere die Bündelung eines Grossteils der bestehenden Berichts-, Planungs- und Monitoringpflichten der Mitgliedstaaten in umfassende so genannte integrierte nationale Energie- und Klimapläne für den Zeitraum 2021-2030. Die EU-Staaten haben per Ende 2018 erste Entwürfe dieser Pläne eingereicht, in denen sie ihre nationalen Ziele, Politiken und Massnahmen für die fünf Dimensionen der Energieunion darlegen. Die Kommission hat im Juni 2019 ihre Beurteilung der Entwürfe veröffentlicht: Sie fordert stärkere Anstrengungen, damit die EU ihre Ziele bis 2030 erreichen kann. Namentlich bei der Energieeffizienz seien die in den Entwürfen beschriebenen Ambitionen der Mitgliedstaaten klar ungenügend, aber auch bei den erneuerbaren Energien müssten die Pläne ehrgeiziger werden. Bis Ende 2019 müssen die Staaten die definitiven Pläne abliefern und danach regelmässig über ihre Energie- und Klimapolitik Bericht erstatten. Die Gouvernanz soll durch einen Überprüfungsmechanismus sicherstellen, dass die auf EU-Ebene beschlossenen Klima- und Energieziele für 2030 erreicht werden. Sie gibt der Kommission einige Kompetenzen zur Überwachung der Zielerreichung und zur Ergreifung von Massnahmen in die Hand.

Die neue Verordnung und die Richtlinie zum Strombinnenmarkt sowie die Verordnung über die Risikovorsorge im Elektrizitätsbereich und die ACER-Verordnung sind Mitte 2019 in Kraft getreten. Die Verordnung über das Governance-System für die Energieunion, die überarbeitete Energieeffizienz-Richtlinie, die überarbeitete Richtlinie über erneuerbare Energien und die Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden traten bereits 2018 in Kraft.

Die Verordnungen gelten in den EU-Mitgliedstaaten nach der Inkraftsetzung ab sofort (Geltungsbeginn der Strombinnenmarktverordnung: 1. Januar 2020). Die Richtlinien müssen innerhalb von 18 Monaten in nationales Recht umgesetzt werden.

(Quellen: COM(2016) 860 final / Rat der Europäischen Union, 2018 / COM, 2019b+c).

Aus Besorgnis, dass die Sicherheit der Stromversorgung im Energy-Only-Markt (EOM) nicht immer genügend gewährleistet ist, haben diverse Mitgliedstaaten der EU verschiedene Formen von **Kapazitätsmechanismen** eingeführt. Ein Kapazitätsmechanismus wird in der EU so verstanden, dass Stromerzeuger und andere Kapazitätsanbieter wie Lastmanagementanbieter eine Vergütung dafür erhalten, dass sie im Bedarfsfall zur Verfügung stehen. Die Zunahme solcher nationalen Mechanismen ist in der EU jedoch auch auf Kritik gestossen. Die Europäische Kommission hat deshalb 2016 den Abschlussbericht einer Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen vorgelegt. Sie zeigt auf, dass Kapazitätsmechanismen wettbewerbsverzerrend wirken, die Dekarbonisierungsziele gefährden und den Preis für die Versorgungssicherheit in die Höhe treiben können. Die Kommission stellte klar, dass die öffentliche Unterstützung für Kapazitätsanbieter grundsätzlich staatliche Beihilfen darstellten und deshalb den Beihilfavorschriften der EU entsprechen müssten. Mit der Anwendung der Beihilferegeln will die Kommission sicherstellen, dass Mitgliedstaaten nur dann Kapazitätsmechanismen einführen, wenn diese tatsächlich notwendig sind. Nationale Kapazitätsmechanismen dürfen aus Sicht der EU nicht dazu führen, dass der neu geschaffene EU-Binnenmarkt wieder in nationale Märkte zerfällt, die Konsumentinnen und Konsumenten die Kosten dafür zu tragen haben und zudem die Klimaziele gefährdet werden. Nichtsdestotrotz haben einige EU-Mitgliedstaaten Kapazitätsmechanismen mit der Zustimmung der EU-Wettbewerbsbehörde eingeführt. Zusätzlich zur Sektoruntersuchung hat die Kommission mit dem Clean Energy Package verbesserte Regeln für Kapazitätsmärkte im EU-Binnenmarkt vorgeschlagen. Diese Vorschläge sind Teil der *Strombinnenmarkt-Verordnung* (Quelle: C(2016) 2107 final).

Gasbinnenmarkt und Gasversorgungssicherheit

Im April 2019 hat die EU eine **Änderung ihrer Richtlinie für den Gasbinnenmarkt** beschlossen⁵⁶. Die Anpassung betrifft Gasleitungen, die aus der EU in Drittländer oder aus Drittländern in die EU führen. Demnach unterliegen solche Gasleitungen, soweit sie im Territorium der EU-Mitgliedstaaten liegen, dem EU-Gasmarktrecht (Zugang Dritter, Entgeltregulierung, eigentumsrechtliche Entflechtung und Transparenz). Für Gasleitungen, die vor 2019 fertiggestellt werden, können die EU-Mitgliedstaaten Ausnahmeregelungen schaffen. Für Ausnahmen muss der EU-Mitgliedstaat, in dem die Pipeline erstmals in die EU eintritt, das betreffende Drittland konsultieren, bevor er darüber entscheidet, ob eine Ausnahme von den EU-Vorschriften notwendig ist. Die Kommission hat dabei ebenfalls Kompetenzen. Bis auf Weiteres zeichnen sich keine unmittelbaren Auswirkungen dieser Neuerung auf die Schweiz ab. Für die Schweiz ist es aber relevant, wie die EU-Mitgliedstaaten mit Gasleitungen umgehen, die aus Drittstaaten in die EU oder aus der EU in Drittstaaten führen: Die Schweiz ist ein wichtiges Transitland für Gas, das von Frankreich und Deutschland nach Italien transportiert wird.

Revision der Verordnung zur Sicherung der Gasversorgung: Wegen der Abhängigkeit von Lieferanten aus Drittländern will sich die EU auf ihren Märkten für eventuelle Störungen der Gasversorgung besser wappnen. Kernpunkte der neuen Verordnung sind das Solidaritätsprinzip, bei dem benachbarte Mitgliedstaaten einander im schweren Krisenfall unterstützen, um die Energieversorgung der Haushalte und wesentlicher sozialer Dienste zu sichern, eine engere regionale Zusammenarbeit sowie mehr Transparenz zu ermöglichen, indem Erdgasunternehmen langfristige, für die Versorgungssicherheit relevante Verträge melden müssen. Die revidierte Verordnung ist seit dem 1. November 2017 in Kraft⁵⁷.

⁵⁶ Richtlinie (EU) 2019/692 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2019 zur Änderung der Richtlinie 2009/73/EG über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt.

⁵⁷ Verordnung (EU) 2017/1938 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 25. Oktober 2017 über Massnahmen zur Gewährleistung der sicheren Gasversorgung und zur Aufhebung der Verordnung (EU) Nr. 994/2010 88/98

Als Gas-Transitland bleibt für die Schweiz offen, ob und wie sie in den Krisenmechanismus der EU und die regionale Kooperation eingebunden werden könnte. Die Schweiz wird derweil weiterhin an den Sitzungen der Gas Coordination Group teilnehmen, welche die EU nach der russisch-ukrainischen Gas-krise von 2009 eingesetzt hatte; seit 2013 wird die Schweiz dazu fallweise eingeladen (s. *Kapitel Gas-versorgungssicherheit*).

Energieinfrastruktur und Cybersicherheit

In der **Mitteilung über die Stärkung der europäischen Energienetze** informierte die Kommission am 24. November 2017 über das für 2030 vorgegebene übergeordnete Ziel eines Verbundgrads von 15 Prozent (bis 2020 hatte die EU ein Ziel von mindestens 10 Prozent gesetzt, *vgl. oben*). Das bedeutet, dass jeder Mitgliedstaat seine Stromleitungen so auslegen sollte, dass mindestens 15 Prozent des in den jeweiligen Kraftwerken erzeugten Stroms grenzüberschreitend in Nachbarländer weitergeleitet werden kann. Die Kommission schlägt vor, das Verbundziel durch eine Reihe zusätzlicher und spezifischer Schwellenwerte zu operationalisieren, um festzustellen, wo der Ausbau von Verbindungskapazitäten dringlich ist. Die Schweiz, die mit ihren Nachbarstaaten im europäischen Vergleich besonders gut vernetzt ist, erfüllt nach den Angaben in der Mitteilung alle diese Kriterien. Das wichtigste Instrument der EU zur Verwirklichung der Verbundziele ist die Umsetzung der **Vorhaben von gemeinsamem Interesse (PCI)**. Die vierte solche Liste veröffentlichte die Kommission am 31. Oktober 2019. Für alle darin aufgeführten Vorhaben gelten beschleunigte Genehmigungsverfahren und bessere rechtliche Bedingungen; einige Projekte können von der EU finanzielle Unterstützung erhalten. Die aktuelle PCI-Liste umfasst auch grenzüberschreitende Projekte, welche das Schweizer Territorium betreffen (Quellen: COM(2017) 718 final / C(2019) 7772 final).

Am 3. April 2019 veröffentlichte die EU-Kommission **Empfehlungen für die Cybersicherheit im Energiesektor**. Die Empfehlungen richten sich an die Mitgliedstaaten, wobei letztlich vor allem die Netzbetreiber betroffen sind. Mit den Empfehlungen streicht die Kommission heraus, dass die Cybersicherheit im Energiebereich aus drei Gründen von besonderer Bedeutung ist: Die Komponenten der Energieinfrastruktur müssen in Echtzeit funktionieren, Probleme in der Energieversorgung können sich kaskadenartig ausbreiten, zudem besteht die Gesamtheit der Energieinfrastruktur sowohl aus älteren Technologien, bei deren Entwicklung die Cybersicherheit noch keine Rolle spielte, und neuerer Ausrüstung, die durch moderne Digitalisierung und intelligente Geräte gekennzeichnet ist. Zusätzlich zu den Empfehlungen hat die Kommission darauf hingewiesen, dass sie an einem Network Code für Cybersecurity arbeitet (Quelle: C(2019) 2400 final).

Klimapolitik, Energieeffizienz und weitere Themen

Wie oben erwähnt, hat sich die EU für die Periode 2021–2030 neue Emissionsverminderungsziele gesetzt. Zentrales Instrument dafür im Rahmen der **Klimapolitik ist das Emissionshandelssystem (EHS) der EU**, welches für diese Periode revidiert wurde. Die entsprechende Richtlinie (Richtlinie (EU) 2003/87) für das EHS der EU 2021-2030 trat am 8. April 2018 in Kraft (Änderungen gemäss Richtlinie (EU) 2018/410). Mit den Neuerungen soll in den Wirtschaftssektoren, die vom EU-EHS erfasst sind, bis 2030 eine Emissionsreduktion von 43 Prozent gegenüber 2005 erreicht werden. Die wichtigsten Änderungen betreffen die jährliche Reduktion der verfügbaren Menge an Emissionsrechten (2,2 Prozent im Vergleich zu den aktuellen 1,74 Prozent), aufdatierte und dynamischere Regeln für die kostenlose Zuteilung und ein Ausschluss von internationalen Emissionsminderungszertifikaten. Ausserdem soll die Marktstabilitätsreserve erhöht werden, indem bis 2023 doppelt so viele Emissionsrechte wie ursprünglich geplant aufgrund eines mengenabhängigen Mechanismus in diese überführt werden können. Die Weiterentwicklung des EHS ist auch für die Schweiz relevant, welche ihr Emissionshandelssystem mit

jenem der EU verknüpfen will. Das Schweizer EHS ist ein wichtiges marktwirtschaftliches Instrument für den Klimaschutz. Ab 2020 werden wie in der EU auch die CO₂-Emissionen der Zivilluffahrt und von allfälligen fossilen Kraftwerken ins Schweizer EHS einbezogen und damit gesamthaft laufend vermindert. Mit der Verknüpfung können Unternehmen in der Schweiz am grösseren und liquiden EU-Emissionsmarkt teilnehmen und von den selben Wettbewerbsbedingungen wie Unternehmen aus der EU profitieren. Dazu wurde am 23. November 2017 ein Abkommen mit der EU unterzeichnet. Das Parlament hat dieses Abkommen am 22. März 2019 genehmigt. Auch die EU hat der Verknüpfung zugestimmt. Für die Umsetzung der Beschlüsse musste die CO₂-Verordnung angepasst werden, welche zusammen mit der im März 2019 beschlossenen Anpassung des CO₂-Gesetzes und dem Abkommen mit der EU auf den 1. Januar 2020 in Kraft treten soll (Quellen: COM, 2017 / Bundesrat, 2017b+2019f).

Im Bereich **Mobilität** hat die Kommission in den Jahren 2017 und 2018 drei umfangreiche Mobilitätspakete präsentiert. Darunter befand sich der Vorschlag für eine Neufassung der Verordnung zur Festsetzung von *Emissionsnormen für neue Personenwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge* mit neuen Zielvorgaben für die CO₂-Emissionen von Fahrzeugen, die ab 2025 bzw. 2030 gelten sollen. Im Mai 2019 ist die entsprechende Verordnung (EU) 2019/631 in Kraft getreten. Demnach müssen die durchschnittlichen CO₂-Emissionen pro Kilometer von im Jahr 2030 in der EU neu zugelassenen Personenwagen 37,5 Prozent unter den Werten des Jahres 2021 liegen, bei leichten Nutzfahrzeugen sind es 31 Prozent. Die Regelung legt ebenfalls die Umrechnung der bestehenden Zielwerte aufgrund des neuen CO₂-Messverfahrens WLTP in den Jahren 2021-2024 fest. Im Weiteren hat die EU erstmals *CO₂-Emissionsvorschriften für schwere Nutzfahrzeuge* eingeführt. Die im August 2019 in Kraft getretene Verordnung (EU) 2019/1242 gibt vor, dass die Emissionen von neuen Lastwagen im Jahr 2030 um 30 Prozent unter den Emissionen von 2019 liegen müssen. In der Schweiz sollen die neuen Vorschriften für die Zeit ab 2021 im Rahmen der Totalrevision des CO₂-Gesetzes aufgenommen werden. Bis 2024 sollen die Zielwerte von 95 Gramm CO₂ pro Kilometer für Personenwagen und 147 Gramm CO₂ pro Kilometer für leichte Nutzfahrzeuge, ab 2021 gegebenenfalls umgerechnet auf das WLTP-Messverfahren, gelten (Quellen: COM(2017) 676 final / Bundesrat 2017a / Rat der Europäischen Union, 2019 / COM, 2018b / COM, 2019a).

Im Bereich **Energieeffizienz** für Geräte einigten sich am 21. März 2017 das Europäische Parlament und der Rat auf eine von der Kommission im 2015 vorgeschlagene **Rahmenverordnung zur Energieverbrauchskennzeichnung (Energieetikette)**. Die wichtigsten Änderungen sind Rückkehr zur klareren Skala von A bis G durch den Wegfall der unübersichtlichen Kennzeichnung mit A+ bis A+++ innerhalb einer vorgegebenen Frist und die Einführung einer Produktdatenbank. Die Verordnung trat am 1. August 2017 in Kraft⁵⁸. Am 11. März 2019 hat die Kommission zudem über das Format und das Aussehen der neuen Energieetikette von sechs Produktgruppen entschieden, die ab 1. März 2021 sichtbar sein müssen. Am 1. Oktober 2019 verabschiedete sie nach einem Konsultationsprozess im Weiteren zehn Durchführungsverordnungen zum Ökodesign, welche Energieeffizienz- und andere Anforderungen für folgende Produktgruppen enthalten: Geschirrspüler, Waschmaschinen, Kühlgeräte, Lichtquellen und separate Betriebsgeräte, externe Netzteile, Elektromotoren, externe Netzteile, Transformatoren und Schweißgeräte. Die Rahmenverordnung zur Energieverbrauchskennzeichnung wird von der

⁵⁸ Verordnung (EU) 2017/1369 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 4. Juli 2017 zur Festlegung eines Rahmens für die Energieverbrauchskennzeichnung und zur Aufhebung der Richtlinie 2010/30/EU

Schweiz nicht generell übernommen. Die Schweiz plant jedoch, die neuen Energieetiketten für die einzelnen Produktgruppen zeitgleich zu übernehmen und prüft, inwiefern die neuen Effizienzanforderungen analog zur EU übernommen werden können (Quelle: COM, 2019d).

Revision der Entscheidung über zwischenstaatliche Abkommen im Energiebereich: Die Kommission will mit Vorab-Prüfungen sicherstellen, dass zwischenstaatliche Abkommen, die EU-Mitgliedstaaten mit Drittstaaten schliessen und die für die Sicherheit der Energieversorgung der EU relevant sind, transparenter werden und in allen Punkten mit dem EU-Recht vereinbar sind. Anvisiert ist vor allem Russland. Die Vorabprüfung ist namentlich in den Bereichen Öl und Gas zwingend. Die Vorlage trat am 2. Mai 2017 in Kraft⁵⁹. Die Schweiz ist bisher nicht spürbar davon betroffen gewesen.

Zukunft der Energiesysteme in der Energieunion: Der EU-Energierat verabschiedete im Juni 2019 unverbindlichen Schlussfolgerungen dazu. Diese verweisen auf die Arbeiten für eine langfristige EU-Klimastrategie und heben drei Herausforderungen hervor: Entwicklung zuverlässiger und kosteneffizienter Energienetze, Entwicklung und Einführung innovativer Technologien sowie Förderung von Sektorkopplung und Sektorintegration⁶⁰. Die EU-Kommission wird dazu aufgerufen, bei künftigen Vorschlägen die in diesen Schlussfolgerungen hervorgehobenen Prinzipien zu berücksichtigen, die Technologien für Sektorkopplung und Sektorintegration zu analysieren (inkl. Wasserstoff) und bei der Revision der Leitlinien für staatliche Beihilfen zu beachten, dass die die EU ihre Energie- und Klimaziele für 2030 erreichen muss (Quelle: Rat der Europäischen Union, 2019).

Internationale Klimapolitik

Zur weiteren Umsetzung des Klimaübereinkommens von Paris fasste die Staatengemeinschaft Mitte Dezember 2018 an der Klimakonferenz im polnischen Katowice mehrere Beschlüsse und erarbeitete Richtlinien. Das Regelwerk soll unter anderem die für eine wirksame Umsetzung des Abkommens notwendige Transparenz sicherstellen. Das Übereinkommen von Paris, welches die internationale Gemeinschaft im Dezember 2015 nach jahrelangen Verhandlungen verabschiedet hatte, trat am 4. November 2016 in Kraft. Es knüpft an die zweite Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls an und verpflichtet alle Staaten, Massnahmen zur Verminderung der Treibhausgasemissionen zu ergreifen. Dies mit dem gemeinsamen Ziel, den globalen Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, wobei Anstrengungen für eine Beschränkung auf 1,5 Grad unternommen werden sollen. Die weiteren Ziele des Übereinkommens bestehen darin, die Anpassungsfähigkeiten gegenüber den nicht vermeidbaren Folgen des Klimawandels zu verbessern und die Finanzflüsse in Einklang zu bringen mit einem Weg hin zu einer treibhausgasarmen und gegenüber Klimaänderungen widerstandsfähigen Entwicklung. Mittlerweile sind alle 197 Vertragsparteien der Klimarahmenkonvention der Vereinten Nationen (UNFCCC) dem Übereinkommen beigetreten und 186 haben es ratifiziert. Am 1. Juni 2017 gab US-Präsident Donald Trump bekannt, dass die USA sich aus dem Übereinkommen von Paris zurückziehen wollen. Damit wären die USA die einzige Vertragspartei, die nicht am Übereinkommen teilnimmt. Aufgrund der Kündigungsfristen ist der formale Austritt jedoch erst auf November 2020 möglich. Bis dahin bleiben die USA de jure Vertragspartei.

⁵⁹ Beschluss (EU) 2017/684 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. April 2017 zur Einrichtung eines Mechanismus für den Informationsaustausch über zwischenstaatliche Abkommen und nicht verbindliche Instrumente zwischen Mitgliedstaaten und Drittländern im Energiebereich, und zur Aufhebung des Beschlusses Nr. 994/2012/EU

⁶⁰ In der EU-Energiepolitik hat sich eine begriffliche Unterscheidung zwischen Sektorkopplung und Sektorintegration entwickelt. Sektorkopplung scheint demnach Verbindung einzelner Sektoren der Energieversorgung zu bedeuten (z.B. Strom und Gas). Sektorintegration wäre ein darüberhinausgehender Zusammenschluss der Sektoren im Gesamtversorgungssystem (z.B. Strom, Gas, Mobilität, Wärme und Kälte etc.). Die Begrifflichkeiten sind allerdings weiter in Entwicklung.

Die Schweiz hinterlegte am 6. Oktober 2017 die Ratifikation, nachdem die Bundesversammlung das Übereinkommen am 16. Juni 2017 genehmigt hatte. Mit der Genehmigung des Übereinkommens stimmte die Bundesversammlung auch dem Gesamtreduktionsziel der Treibhausgase von 50 Prozent bis 2030 gegenüber 1990 zu. Dies mit der Ergänzung, dass die Aufteilung zwischen Inland- und Auslandanteil erst mit der nationalen Umsetzung bestimmt wird. Seit der Ratifikation ist die Schweiz zudem rechtlich verpflichtet, Massnahmen zur Eindämmung und zur Anpassung an den Klimawandel zu ergreifen. Sie muss zudem wie bis anhin mit dem so genannten Biennial Report alle zwei Jahre gegenüber dem Sekretariat der UNO-Klimarahmenkonvention Bericht erstatten über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, die geplanten Verminderungs- und Anpassungsmassnahmen sowie über die Beiträge für die internationale Klimafinanzierung. Das Übereinkommen von Paris muss nun in nationales Recht umgesetzt werden. Der Bundesrat legte dafür am 1. Dezember 2017 die Botschaft zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes vor, welche sich derzeit in der parlamentarischen Beratung befindet.

2018 zeigte der Weltklimarat in einem Sonderbericht die Folgen einer globalen Erwärmung um 1,5 Grad auf und verglich diese mit den Auswirkungen einer Erwärmung um 2 Grad. Der Bericht machte deutlich, dass bereits ab einer globalen Erwärmung um 1,5 Grad mit gravierenden Veränderungen der Ökosysteme gerechnet werden muss und dass die Veränderungen bei einer zusätzlichen Erwärmung auf 2 Grad noch deutlich zunehmen. Um die globale Erwärmung auf 1,5 Grad zu beschränken, muss bereits gegen Mitte des Jahrhunderts eine CO₂-Emissionsbilanz von Netto-Null erreicht werden. Der Bundesrat hat aufgrund dieser Erkenntnisse das BAFU beauftragt, die langfristigen Klimaziele neu zu prüfen und Handlungsmöglichkeiten auszuarbeiten. Am 28. August 2019 hat der Bundesrat nun beschlossen, dass die Schweiz bis 2050 nicht mehr Treibhausgase ausstossen soll, als natürliche und technische Speicher (sog. Senken) aufnehmen können. Dies bedeutet Netto-Null Emissionen bis zum Jahr 2050. Dieses Klimaziel stellt sicher, dass die Schweiz ihren Beitrag zur Begrenzung der weltweiten Klimaerwärmung auf maximal 1,5 Grad leistet.

(Quellen: Bundesrat, 2017a+2019b / UVEK, 2018 / IPPC, 2018 / BAFU, 2018).

Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich

Die Schweiz verhandelt mit der EU **über ein bilaterales Stromabkommen**. Es handelt sich im Wesentlichen um ein Abkommen zur Gewährung des gegenseitigen Strommarktzugangs. Inhalt und Umfang sind weitgehend bestimmt. Einige Fragen in verschiedenen Bereichen des Abkommens sind aber noch Gegenstand der Verhandlungen. Die Verhandlungen mit der EU ruhen seit Mitte 2018, weil die EU deren Fortführung an Fortschritte beim institutionellen Abkommen zwischen der Schweiz und der EU knüpft. Mit dem Clean Energy Package (CEP) hat sich der rechtliche Rahmen in der EU im Energiebereich umfassend weiterentwickelt. Dies wird voraussichtlich einer Anpassung des Verhandlungsmandats bedürfen, da die bisherige Verhandlungsgrundlage, das 3. Strombinnenmarktpaket, durch das CEP ersetzt wurde.

Die Schweiz nimmt im Hinblick auf die **regionale Zusammenarbeit** seit Februar 2011 als ständige und aktive Beobachterin am Pentilateralen Energieforum teil. In diesem Forum arbeiten die Energieministerien folgender Länder freiwillig zusammen: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich und Schweiz. Die Arbeit des Forums hat sich bisher um drei Themen gedreht: Strommarkt-Kopplung, Stromversorgungssicherheit und Flexibilität im Strommarkt. Neu führt das Forum auch Diskussionen zum Thema Wasserstoff. Anfang März 2019 unterzeichneten die Energieministerien der Penta-Länder eine unverbindliche politische Erklärung, wonach sie ein gemeinsames Kapitel über die

Zusammenarbeit im Forum über ihre nationalen Energie- und Klimapläne (NECP) verfassen werden⁶¹ sowie Energiethemen für die regionale Zusammenarbeit aufgreifen wollen. Demnach werden sie künftig in folgenden stromrelevanten Themen auf freiwilliger Basis kooperieren: Dekarbonisierung der Stromversorgung (gemeinsame Vision bis 2050, grenzüberschreitende Kooperation bei erneuerbaren Energien, Elektromobilität, Möglichkeiten für einen CO₂-Mindestpreis im Strombereich), Strommarkt (Marktkopplung und Flexibilität inkl. Wasserstoff), Stromversorgungssicherheit und Finanzierungsinstrumente für die Energiewende. Die Schweiz wird weiterhin im Penta-Forum mitwirken.

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen**. Im Berichtszeitraum wurden die Kontakte zu mehreren Ländern ausgebaut. Bei Gesprächen von Bundesrätin Simonetta Sommaruga in Dänemark und Schweden von Ende März 2019 kam zum Ausdruck, wie eng verknüpft die Energie- und Klimapolitik mit der Wirtschaftspolitik sind. Bei einem Arbeitsbesuch in Deutschland im April ging es um die künftige Energiepolitik, die Auswirkungen des deutschen Kohleausstiegs und die wichtige Rolle der Wasserkraft beim Umbau des Energiesystems. Im Rahmen des Besuchs des luxemburgischen Ministers für Energie- und Raumentwicklung von Mitte September 2019 in Bern diskutierten die beiden Länder über die Herausforderungen der Energiewende und die Aktivitäten der Schweiz in den Bereichen Elektromobilität, Energie in Gebäuden und Energieforschung. Im Oktober 2019 besuchte Bundesrätin Sommaruga in Begleitung einer Delegation aus den Schweizer Energie- und Cleantechbranchen Indien und traf dort u.a. den indischen Minister für Elektrizität und erneuerbare Energien.

Bei der **multilateralen Zusammenarbeit** engagierte sich die Schweiz im Rahmen der multilateralen Energieinstitutionen, darunter bei der Internationalen Energieagentur (IEA). Bei der Energiecharta hat sich die Schweiz dafür engagiert, dass ab 2020 Verhandlungen über die Modernisierung des Vertrags aufgenommen werden, insbesondere, dass der Vertrag an die heutigen Erfordernisse der Dekarbonisierung und der neueren Praxis bei Investitionsschutzabkommen angepasst wird. Im Januar 2019 organisierte die Schweiz am Rande der Jahresversammlung der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) einen Workshop zu Wasserkraft. Ferner hält die Schweiz 2019 und 2020 Einsitz im Rat der IRENA. Des Weiteren wirkte sie bei der Internationalen Atomenergie-Organisation der UNO mit. Im November 2017 führte die IEA ihre so genannte Tiefenprüfung der Schweizer Energiepolitik durch. Der Bericht wurde im Oktober 2018 vorgestellt, demnach erhält die Schweiz gute Noten für ihre Energiepolitik, die IEA empfiehlt jedoch, den Umbau des Energiesystems im Einklang mit der Klimapolitik voranzutreiben und den dafür nötigen regulatorischen Rahmen weiterzuentwickeln.

(Quellen: Bundesrat, 2019c / UVEK, 2018+2019 / OECD/IEA, 2018b).

⁶¹ Die Gouvernanz-Verordnung für die Energieunion verpflichtet die EU-Mitgliedstaaten, bis Ende 2019 einen nationalen Energie- und Klimaplan für den Zeitraum 2021-2030 zu verfassen und bei der Kommission abzuliefern (vgl. oben). Die Schweiz verfasst keinen solchen Plan, sie hat aber am gemeinsamen Kapitel des Pentilateralen Energieforums mitgewirkt.

Literatur- und Quellenverzeichnis

- Avenergy Suisse (2019): Jahresberichte 2013-2018.
- BAFU (2018): Bundesamt für Umwelt, Switzerland's seventh national communication and third biennial report under the UNFCCC.
- BAFU (2019): Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2017.
- BAZL (2019): Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2018 im Rahmen des Treibhausgasinventars.
- BFE (2014): Risikobewertung Erdgasversorgung Schweiz. Bericht in Anlehnung an die Verordnung (EU) Nr. 994/2010.
- BFE (2016): Bundesamt für Energie, Präventions- und Notfallpläne der Schweiz für Gas.
- BFE (2019a): Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2018.
- BFE (2019b): Bundesamt für Energie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2018.
- BFE (2019c): Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018.
- BFE (2019d): Bundesamt für Energie, Energieforschungsstatistik 2017.
- BFE (2019e): Bundesamt für Energie, Energieforschung und Innovation, Bericht 2018.
- BFE (2019f): Bundesamt für Energie, Rückerstattung Netzzuschlag – Zusammenstellung Kennzahlen 2016 und 2017.
- BFE (2019g): Bundesamt für Energie, Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050.
- BFE/Swissgrid (2019): Informationen zum Status von Netzprojekten.
- BFS (2019a): Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2018.
- BFS (2019b): Bundesamt für Statistik, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Schweiz 2018.
- BFS (2019c): Bundesamt für Statistik, Landesindex der Konsumentenpreise, Durchschnittspreise für Energie und Treibstoffe 2018.
- BFS/BAFU/ARE (2019): Indikatorensystem Monitoring Nachhaltige Entwicklung MONET.
- Bundesrat (2012): Botschaft zum Aktionsplan „Koordinierte Energieforschung Schweiz“ – Massnahmen in den Jahren 2013-2016, BBI 2012 9017.
- Bundesrat (2013): Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Revision des Energierechts) und zur Volksinitiative „Für den geordneten Ausstieg aus der Atomenergie (Atomausstiegsinitiative)“, BBI 2013 7561.
- Bundesrat (2016): Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Änderung des Elektrizitätsgesetzes und des Stromversorgungsgesetzes), BBI 2016 3865.
- Bundesrat (2017a): Botschaft zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes nach 2020, BBI 2018 247.
- Bundesrat (2017b): Botschaft zur Genehmigung des Abkommens zwischen der Schweiz und der Europäischen Union zur Verknüpfung der Emissionshandelssysteme und über seine Umsetzung (Änderung des CO₂-Gesetzes), BBI 2018 411.
- Bundesrat (2018): Vernehmlassungsvorlage zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung), BBI 2018 6391.
- Bundesrat (2019a): Medienmitteilung vom 3. Juli 2019 zum Paket zur Senkung des Treibhausgas-Ausstosses in der Bundesverwaltung.
- Bundesrat (2019b): Medienmitteilung vom 28. August 2019 zum Klimaziel 2050 (Netto-Null Emissionen) der Schweiz.
- Bundesrat (2019c): Medienmitteilung vom 7. Juni 2019 zum Europadossier.
- Bundesrat (2019d): Medienmitteilung vom 27. September 2019 zur Revision des Stromversorgungsgesetzes und des Energiegesetzes.
- Bundesrat (2019e): Vernehmlassungsvorlage zum Gasversorgungsgesetz.
- Bundesrat (2019f): Medienmitteilung vom 13. November 2019 zur Genehmigung der Anpassung der CO₂-Verordnung betreffend die Verknüpfung der Emissionshandelssysteme Schweiz-EU.
- C(2016) 2107 final: Zwischenbericht der Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen.

C(2019) 2400 final: Empfehlung (EU) 2019/553 der Kommission vom 3. April 2019 zur Cybersicherheit im Energiesektor.

C(2019) 7772 final: Annex to Commission Delegated Regulation (EU) .../... amending Regulation (EU) No 347/2013 of the European Parliament and of the Council as regards the Union list of projects of common interest.

COM(2016) 860 final: Mitteilung der Europäischen Kommission, Saubere Energie für alle Europäer.

COM(2017) 718 final: Mitteilung der Europäischen Kommission über die Stärkung der europäischen Energienetze.

COM(2017) 676 final: Stellungnahme des Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschusses zu dem „Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Festsetzung von Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge im Rahmen des Gesamtkonzepts der Union zur Verringerung der CO₂-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 715/2007“.

COM(2019) 175 final: Stellungnahme des Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschusses zu dem „Bericht der Kommission an das Europäische Parlament, den Rat, den Europäischen Wirtschafts- und Sozialausschuss, den Ausschuss der Regionen und die Europäische Investitionsbank – Vierter Bericht zur Lage der Energieunion“.

COM(2019) 225 final: Fortschrittsbericht Erneuerbare Energien.

COM(2019) 224 final: Fortschrittsbericht Energieeffizienz.

COM (2017): Medienmitteilung der Europäischen Kommission vom 9. November 2017, EU Emissions Trading System: Landmark agreement between Parliament and Council delivers on EU's commitment to turn Paris Agreement into reality.

COM (2018a): Medienmitteilung der Europäischen Kommission 28. November 2018, Kommission fordert klimaneutrales Europa bis zum Jahr 2050.

COM (2018b): Medienmitteilung vom 18. Dezember 2018, Europe accelerates the transition to clean mobility: Co-legislators agree on strong rules for the modernisation of the mobility sector.

COM (2019a): Medienmitteilung der Europäischen Kommission vom 18. Februar 2019, Kommission begrüsst erste EU-Norm zur Verringerung der Schadstoffbelastung durch Lastkraftwagen.

COM (2019b): Medienmitteilung vom 26. März 2019, Kommission begrüsst Annahme neuer Vorschläge für die Gestaltung des Strommarkts durch das Europäische Parlament.

COM (2019c): Medienmitteilung vom 18. Juni 2019, Kommission fordert Mitgliedstaaten zu ambitionierterer Umsetzung des Übereinkommens von Paris auf.

COM (2019d): Medienmitteilung vom 1. Oktober 2019 zu neuen Vorschriften für nachhaltigere Haushaltgeräte sowie Factsheet vom 11. März 2019 zu den neuen Energieeffizienzlabels.

Ecoplan/EPFL/FHNW (2015): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe. I.A. des BAFU.

Ecoplan (2017): Wirkungsabschätzung CO₂-Abgabe, Aktualisierung bis 2015. I.A. des BAFU.

EFV (2019): Eidgenössische Finanzverwaltung, Entwicklung der Mehrwertsteuersätze 2018.

Eicher + Pauli (2019): Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien 2018. I. A. des BFE.

EICom (2018): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2018 (inkl. punktuelle Nachführung 2019).

EICom (2019a): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2018.

EICom (2019b): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tarif- und Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber.

EICom (2019c): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Stromversorgungsqualität 2018.

EU (2019): European Commission, Directorate-General for Energy: Market Observatory for Energy.

Europäischer Rat (2014): Schlussfolgerungen Tagung vom 23. und 24. Oktober.

EZV/OZD (2019): Eidgenössische Zollverwaltung, Oberzolldirektion: Belastung der Treib- und Brennstoffe 2018.

Innosuisse (2019): Tätigkeitsbericht 2018.

IPCC (2018): Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report: Global Warming of 1.5°C.

KliK (2019): Stiftung Klimaschutz und CO₂ Kompensation KliK, Jahresbericht 2018.

Noailly, J., Wurlod, J.-D. (2016): "The impact of Green Innovation on Energy Intensity: An Empirical Analysis for 14 Industrial Sectors in OECD Countries", Final report.

OECD/IEA (2018a): International Energy Agency, Coal 2018: Analysis and Forecasts to 2023.

OECD/IEA (2018b): International Energy Agency, Energy Policies of IEA Countries: Switzerland 2018 Review.

OECD/IEA (2019a): International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2018.

OECD/IEA (2019b): International Energy Agency, Oil 2019: Analysis and Forecasts to 2024.

OECD/IEA (2019c): International Energy Agency, Oil Market Reports, Annual Statistical Supplement 2018.

OECD/IEA (2019d): International Energy Agency, Gas 2019: Analysis and Forecasts to 2024.

OECD/IEA (2019e): International Energy Agency, Natural Gas Information: Overview 2019.

OECD/IEA (2019f): International Energy Agency, Coal Information: Overview 2019.

OECD/IEA (2019g): International Energy Agency, Electricity Information: Overview 2019.

Prognos (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. I. A. des BFE.

Prognos (2015): Witterungsbereinigung auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung. I. A. des BFE.

Prognos/TEP/Infras (2019a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2018 nach Bestimmungsfaktoren. I. A. des BFE.

Prognos/TEP/Infras (2019b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2018 nach Verwendungszwecken. I. A. des BFE.

Pronovo (2019): Cockpit über Stand Einspeisevergütungssystem und Einmalvergütungen per Ende des 3. Quartals 2019.

PSI (2017): Paul Scherrer Institut, Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies. I. A. des BFE.

PSI (2019): Paul Scherrer Institut, Potentials, costs and environmental assessment of electricity generation technologies – an update of potentials and electricity generation costs. I. A. des BFE.

Rat der Europäischen Union (2018): Diverse Mitteilungen.

Rat der Europäischen Union (2019): Diverse Mitteilungen.

Rodríguez-Gómez N., Zaccarelli N., Bolado-Lavín R. (2015): Improvement in the EU gas transmission network between 2009 and 2014.

SNF (2019): Schweizerischer Nationalfonds, Nationale Forschungsprogramme im Energiebereich (NFP 70, 71).

Swissgas und VSG (2018): Datenlieferung Berechnung Infrastrukturstandard N-1.

Swissgrid (2015): Strategisches Netz 2025.

Universität Basel/ETHZ (2017): Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung Universität Basel, Forschungsstelle Energienetze ETHZ, Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom. I. A. des BFE.

Universität Basel/ETHZ (2019): Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung Universität Basel, Forschungsstelle Energienetze ETHZ, Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom. I. A. des BFE (noch nicht publiziert).

UVEK (2018): Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.

UVEK (2019): Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.

Voigt S. et al. (2014): Energy Intensity Developments in 40 Major Economies: Structural Change or Technology Improvement?

VSG (2019): Verband der schweizerischen Gasindustrie, Jahresstatistik 2018.

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Richtwerte Energiegesetz sowie langfristige Zielsetzung Energiestrategie 2050	9
Abbildung 2: Themenfelder u. Indikatoren jährlicher Monitoring-Bericht (ausführliche Fassung)	12
Abbildung 3: Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)	14
Abbildung 4: Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)	15
Abbildung 5: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)	16
Abbildung 6: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000 sowie Aufschlüsselung nach Kraftwerktyp im Berichtsjahr	18
Abbildung 7: Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)	19
Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs (in TJ) total und nach Sektoren (Verbrauchergruppen)	20
Abbildung 9: Anteil Erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %)	22
Abbildung 10: Entwicklung des inländischen Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken ...	23
Abbildung 11: Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP (in MJ/Franken)	24
Abbildung 12: Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2019) .	28
Abbildung 13: Kumulierte Dauer der Projektphasen ausgewählter Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2019 in Jahren	29
Abbildung 14: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)	34
Abbildung 15: Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz	35
Abbildung 16: Investitionen (fett) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.)	36
Abbildung 17: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch	38
Abbildung 18: Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Energieträgern	39
Abbildung 19: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %)	40
Abbildung 20: Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2018	43
Abbildung 21: Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW)	44
Abbildung 22: Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes	45
Abbildung 23: Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI)	46
Abbildung 24: Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %)	48
Abbildung 25: Entwicklung Infrastrukturstandard N-1 für verschiedene Nachfragekategorien (Quellen: Swissgas und VSG, Berechnungen BFE)	49
Abbildung 26: Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %)	50
Abbildung 27: Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %)	52
Abbildung 28: Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte	53
Abbildung 29: Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger	56

Abbildung 30: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet).....	59
Abbildung 31: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet).....	61
Abbildung 32: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh).....	63
Abbildung 33: Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbekunden (in Rp./kWh)	64
Abbildung 34: Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l)	66
Abbildung 35: Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter)	67
Abbildung 36: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Kopf (in t CO ₂ pro Kopf)	70
Abbildung 37: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO ₂ , ohne internat. Flugverkehr)	71
Abbildung 38: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert)	72
Abbildung 39: Energiebedingte CO ₂ -Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert)	73
Abbildung 40: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)	76