



**Bericht** vom November 2020

---

# **Energiestrategie 2050**

## Monitoring-Bericht 2020<sup>1</sup> (ausführliche Fassung)

---

---

<sup>1</sup> Mit Daten mehrheitlich bis 2019.

**Datum:** November 2020

**Ort:** Bern

**Herausgeber:** Bundesamt für Energie BFE

**Internet:** [www.energiemonitoring.ch](http://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](mailto:contact@bfe.admin.ch) · [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch)

# Inhaltsverzeichnis

<b>Wichtiges in Kürze .....</b>	<b>5</b>
<b>Einleitung .....</b>	<b>8</b>
Rechtliche Grundlage und Zweck des Monitorings.....	8
Bezugsrahmen für das Monitoring .....	9
Stossrichtungen der Energiestrategie 2050 .....	10
Themenfelder und Indikatoren des Monitorings.....	12
<b>Themenfeld Energieverbrauch und -produktion.....</b>	<b>15</b>
Überprüfung der Richtwerte gemäss Energiegesetz .....	15
Endenergieverbrauch pro Person und Jahr .....	16
Stromverbrauch pro Person und Jahr .....	17
Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) .....	18
Stromproduktion aus Wasserkraft.....	19
Vertiefende Indikatoren zum Energie- und Stromverbrauch.....	21
Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs .....	21
Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren .....	22
Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch.....	24
Endenergieverbrauch nach Verwendungszwecken.....	24
Energie- und Stromintensität.....	26
PV-Anlagen im Eigenverbrauch .....	27
<b>Themenfeld Netzentwicklung.....</b>	<b>29</b>
Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz .....	29
Erdverlegung von Leitungen .....	38
Netzinvestitionen und -abschreibungen .....	40
Investitionen ins Übertragungsnetz und Abschreibungen.....	40
Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen .....	41
Entwicklung der intelligenten Netze .....	42
Intelligente Zähler (Smart Meter) .....	42
Spannungsregelungsinstrumente (Transformation).....	43
Steuer- und Regelsysteme (Flexibilität) .....	44
<b>Themenfeld Versorgungssicherheit.....</b>	<b>45</b>
Energieübergreifende Sicht.....	45
Diversifizierung der Energieversorgung .....	45
Auslandabhängigkeit .....	47
Stromversorgungssicherheit.....	49
System Adequacy .....	49
Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf .....	51
Importkapazität.....	53
Belastung N-1 im Übertragungsnetz.....	53
Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit .....	55
Gasversorgungssicherheit.....	56
Zweistoffanlagen .....	56
Infrastrukturstandard .....	57

Ölversorgungssicherheit.....	59
Diversifikation der Transportmittel.....	59
Importportfolio von Rohöl .....	60
Importe von Rohöl und Erdölprodukten .....	62
<b>Themenfeld Ausgaben und Preise .....</b>	<b>64</b>
Endverbraucherausgaben für Energie .....	64
Energiepreise .....	66
Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich .....	67
Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen.....	71
Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte.....	75
<b>Themenfeld CO<sub>2</sub>-Emissionen .....</b>	<b>78</b>
Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen pro Kopf .....	78
Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen insgesamt und nach Sektoren.....	79
Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen Industrie und Dienstleistungen.....	81
Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen der Personenwagen .....	82
Weitere Umweltauswirkungen.....	83
<b>Themenfeld Forschung und Technologie.....</b>	<b>84</b>
Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung .....	84
Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie .....	86
Exkurs: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen von Stromproduktionstechnologien .....	88
<b>Themenfeld Internationales Umfeld .....</b>	<b>90</b>
Entwicklung der globalen Energiemärkte.....	90
Entwicklungen in der EU .....	93
Langfristige Energie- und Klimapolitik.....	93
«European Green Deal» .....	93
Europäisches Klimagesetz.....	95
Integration des Energiesystems und Wasserstoff.....	95
Energie- und Klimaziele bis 2030.....	96
Das „Clean Energy Package“ .....	97
Entwicklung gegenüber den Zielen 2020 .....	99
Umsetzung der Network Codes im Strombereich .....	99
Gasbinnenmarkt und Gasversorgungssicherheit.....	101
Energieinfrastruktur .....	101
Weitere Themen.....	102
Internationale Klimapolitik .....	103
Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich.....	104
<b>Literatur- und Quellenverzeichnis .....</b>	<b>106</b>
<b>Abbildungsverzeichnis .....</b>	<b>110</b>

## 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 2020** zeigt die Situation per Ende 2019. Die wichtigsten Ergebnisse sind<sup>2</sup>:

- **Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft):** Diese steigt seit 2000 an, seit 2010 hat sich das Wachstum verstärkt. 2019 lag die erneuerbare Stromproduktion bei 4186 Gigawattstunden (GWh) oder bei 6,2 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion. Der Richtwert 2020 beträgt 4400 GWh. Vom angestrebten Zuwachs von 3000 GWh zwischen dem Basisjahr 2010 und 2020 war 2019 ein Anteil von 92,9 Prozent erreicht. 2019 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 309 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt ebenfalls bei 309 GWh pro Jahr. Im kommenden Jahr ist ein Nettozuwachs von 214 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 451 GWh pro Jahr erforderlich (*Seite 18*).
- **Stromproduktion aus Wasserkraft:** Diese ist seit 2000 kontinuierlich angestiegen. 2019 lag die mittlere Netto-Produktionserwartung bei 36'137 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 2019 ein Anteil von 38,3 Prozent erreicht. 2019 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 151 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 79 GWh notwendig (*Seite 19*).
- **Endenergieverbrauch pro Kopf:** Dieser hat seit 2000 abgenommen. 2019 lag er 19,1 Prozent unter dem Basisjahr 2000 (witterungsbereinigt -18,1%). 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 16*).
- **Stromverbrauch pro Kopf:** Dieser nahm bis 2006 zu, seither ist der Trend rückläufig. 2019 lag er 8,3 Prozent unter dem Wert von 2000 (witterungsbereinigt -8,0%). 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 17*).
- **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 2019 bei 24,1 Prozent (2018: 23,6 Prozent; 2000: 17,0 Prozent) (*Seite 24*).
- **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

---

<sup>2</sup> Die angegebenen Richtwerte beziehen sich auf die Werte gemäss geltendem Energiegesetz. Mit der Ausrichtung des Energiesystems auf das neue Klimaziel «Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050» werden diese Werte derzeit im Rahmen der laufenden Revision des Energiegesetzes überprüft, dies auf Basis der aktualisierten Energieperspektiven.

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 26*).

- **Diversifizierung und Auslandabhängigkeit:** Erdölprodukte machten 2019 immer noch knapp 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 74,6 Prozent (2018: 75,0%) weiterhin auf hohem Niveau (*Seiten 45+47*).
- **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 der ETH und der Universität Basel umfasst den Zeithorizont bis 2040. Für die erwarteten politischen Entwicklungen der Referenzszenarien zeigen sich dabei keine Lastabwürfe<sup>3</sup> in der Schweiz, unabhängig von der nationalen Angebotsstruktur. Lokale Probleme treten erst bei einem deutlichen Auseinanderdriften von Nachfrage und Angebot auf. In Kombination mit weiteren netz- und angebotsseitigen Variationen führte die erhöhte Nachfrage auch zu erhöhten Versorgungsproblemen. Unter diesen Bedingungen kann der Ausbau lokaler Schweizer Erneuerbaren-Kapazität einen Beitrag zur Schweizer Versorgungssicherheit leisten. Gemäss der SA-Studie 2019 sollte zudem ein regelmässiges Monitoring der möglichen Entwicklungen in der Schweiz und in Europa fortgesetzt werden, um langfristig potenziell kritische Trends rechtzeitig identifizieren und entsprechende notwendige Massnahmen ergreifen zu können. Im Weiteren hat der Bundesrat mit den Revisionen des Energie- und des Stromversorgungsgesetzes vorgeschlagen, das Förderinstrumentarium für Strom aus Wasserkraft und den neuen erneuerbaren Energien anzupassen und so zu den notwendigen Investitionen beizutragen; ausserdem soll eine Speicherreserve eingerichtet werden, um die Schweiz auch in unvorhersehbaren Extremsituationen sicher zu versorgen. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission (ElCom) publizierte im 2020 ihrerseits eine SA-Studie mit Zeithorizont 2030. Aus den numerischen Resultaten lässt sich nach den Angaben folgern, dass die System-Adäquanz in den wahrscheinlichen Szenarien durch den Markt gewährleistet werden kann. Die Resultate der Stressszenarien für 2030 zeigen aber auch, dass bei einer Verkettung unglücklicher Umstände Situationen mit nicht gelieferter Energie im Winterhalbjahr nicht ausgeschlossen werden können. Versorgungsprobleme ergeben sich bei den getroffenen Annahmen am ehesten im Winter, insbesondere wenn die beiden grossen Kernkraftwerke nicht verfügbar sein sollten (*Seite 49*).
- **Netzentwicklung:** Mehrere Vorhaben des Übertragungsnetzes, welche noch vor 2013 initiiert worden waren, durchliefen jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen. Bei jüngeren Verfahren kann tendenziell eine kürzere Verfahrensdauer festgestellt werden, weil 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*).

---

<sup>3</sup> Beim Unterschreiten einer bestimmten Netzfrequenz werden mit einem Lastabwurf einzelne Versorgungsgebiete abgeschaltet. Dadurch wird das Netz gesamthaft entlastet, weil die Anzahl der Stromverbraucher verringert wird. Diese Massnahme schützt das Stromnetz als Ganzes und verhindert so überregionale oder gar länderübergreifende Stromausfälle.

- **Energieausgaben und -preise:** Die *EndverbraucherAusgaben für Energie* sind in der Schweiz von rund 23,8 Mrd. im Jahr 2001 auf rund 28,2 Mrd. Franken im Jahr 2019 angestiegen. Dies entspricht einer Zunahme von durchschnittlich 0,9 Prozent pro Jahr. Rund die Hälfte sind Ausgaben für Erdölprodukte (14,7 Mrd. Fr.), die Ausgaben für Strom machen gut ein Drittel aus (9,8 Mrd. Fr.), 10 Prozent wird für Gas (knapp 2,9 Mrd. Fr.) und der Rest für feste Brennstoffe sowie für Fernwärme ausgegeben (0,8 Mrd. Fr.). In den Energieausgaben enthalten sind Ausgaben für die Energie und den Transport sowie sämtliche Steuern und Abgaben. Beim internationalen Vergleich der *Energiepreise für Industriekunden* zeigt sich, dass die Schweiz beim *Strom* im Vergleich zu Deutschland, Frankreich und dem Durchschnitt der OECD-Länder eine ähnliche Entwicklung aufweist; das Preisniveau in der Schweiz liegt nahe am OECD-Durchschnitt und demjenigen von Frankreich und tiefer als in Deutschland oder vor allem in Italien. Bei *Heizöl und Diesel* liegen die Preise etwas über dem OECD-Mittelwert. Beim *Erdgas* liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder (*ab Seite 64*).
- **CO<sub>2</sub>-Emissionen:** Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 stetig ab. 2018 lagen sie bei rund 4,1 Tonnen (2019er-Daten liegen erst im Frühling 2021 vor) und damit knapp 30 Prozent tiefer als im Jahr 2000 (5,8 Tonnen). Auch hier deutet sich eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungsentwicklung und energiebedingtem CO<sub>2</sub>-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 orientiert<sup>4</sup>, erreicht werden kann, müssen die Pro-Kopf-Emissionen pro Jahr durchschnittlich um rund 0,08 Tonnen abnehmen (*Seite 78*).
- **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, auch wenn sich 2018 eine gewisse Stabilisierung beobachten lässt. 2018 betragen die Aufwendungen real gut 404 Mio. Franken (2017: knapp 414 Mio. Fr.); 2019er-Daten liegen erst Anfang 2021 vor (*Seite 84*).
- **Internationales Umfeld:** Im Berichtszeitraum 2019-2020 zeigten sich einerseits die deutlichen Auswirkungen der Covid-19-Pandemie auch auf die globalen Energiemärkte. Bei den Entwicklungen in der EU erwähnenswert ist der «European Green Deal», mit dem die EU eine umfassende Strategie vorgelegt hat, um bis 2050 zum ersten klimaneutralen Kontinent der Welt zu werden (*ab Seite 90*).

---

<sup>4</sup> 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.

# 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 CO<sub>2</sub>-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 seit Anfang 2018 in Kraft ist.

Der Bundesrat schlägt im Weiteren mit einer Änderung des Stromversorgungsgesetzes vor, den Strommarkt für alle Kunden zu öffnen, um die dezentrale Stromproduktion zu stärken und die erneuerbaren Energien besser in den Strommarkt zu integrieren. Zudem möchte der Bundesrat im Rahmen einer vorgeschlagenen Revision des Energiegesetzes die Förderung für einheimische erneuerbare Energien verlängern und wettbewerblicher ausgestalten; damit soll der Strombranche die nötige Planungs- und Investitionssicherheit gegeben sowie die Versorgungssicherheit gestärkt werden (Bundesrat, 2020b+c+2018).

Bezüglich Kernenergieausstieg erwähnenswert ist, dass das Kernkraftwerk Mühleberg am 20. Dezember 2019 als erstes der fünf Schweizer Kernkraftwerke seinen Leistungsbetrieb nach 47 Jahren einstellte und Mitte September 2020 endgültig ausser Betrieb genommen wurde (BKW, 2020+2019).

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 CO<sub>2</sub>-Gesetzes (Bundesrat, 2017a), die das Parlament in der Herbstsession 2020 verabschiedet hat 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 im Weiteren 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). Der Bundesrat hat Anfang September 2019 in der Vernehmlassung zum direkten Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative zudem vorgeschlagen, das bisher indikative Netto-Null Ziel als verbindliche Zielsetzung in die Verfassung aufzunehmen (Bundesrat, 2020e).

Da der vorliegende Monitoringbericht der Energiestrategie 2050 mehrheitlich Daten bis Ende 2019 enthält, sind die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie auf den Energiesektor in den Indikatoren mit Ausnahme der globalen Energiemärkte noch nicht enthalten.

## 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 bei 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 2020 (mit Daten mehrheitlich bis 2019) 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 Massnahmen zu beschliessen oder bestehende anzupassen. 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 (*vgl. Abbildung 1*). Diese sind im EnG und der zugehörigen Botschaft des Bundesrates festgehalten (Bundesrat, 2013). Basis dafür bildeten die Szenarien der Energieperspektiven 2050 (Prognos, 2012). Mit der Ausrichtung des Energiesystems auf das neue Klimaziel «Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050» werden diese Werte derzeit im Rahmen der laufenden EnG-Revision überprüft, dies auf Basis der aktualisierten Energieperspektiven (Bundesrat, 2020b+c). Für das Monitoring relevant sind 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 ist<sup>5</sup>. Weiter besteht wie eingangs erwähnt ein enger Bezug zur Klimapolitik und damit zum CO<sub>2</sub>-Gesetz und dessen Weiterentwicklung (Bundesrat, 2017a+2019b).

---

<sup>5</sup> Einige Bestimmungen im Zusammenhang mit den Mehrjahresplänen zur Netzentwicklung werden erst per Juni 2021 in Kraft gesetzt.

Bereich	2020 (kurzfristig) im EnG verankert	2035 (mittelfristig) im EnG verankert	2050 (langfristig) gemäss Botschaft erstes Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050
Durchschnittlicher Energieverbrauch pro Person und Jahr	minus 16%	minus 43%	minus 54%
Durchschnittlicher Stromverbrauch 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 im geltenden Energiegesetz sowie langfristige Zielsetzungen der Energiestrategie 2050<sup>6</sup>

## 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 mittels Wärmekraftkopplung sowie gegebenenfalls durch vermehrte Importen von Strom zu decken;

<sup>6</sup> 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. Da mit der Ausrichtung des Energiesystems auf das neue Klimaziel «Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050» mit einem erhöhten Strombedarf gerechnet werden muss, werden die Richtwerte derzeit im Rahmen der laufenden Revision des Energiegesetzes überprüft, dies auf Basis der aktualisierten Energieperspektiven.

- *Energieversorgung sichern:* Wichtig ist der ungehinderte Zugang zu den internationalen Energiemärkten. Neben dem Ausbau der inländischen erneuerbaren Energien und den Verbesserungen bei der Energieeffizienz ist der Stromaustausch mit dem Ausland 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 stärken:* Zur Unterstützung des Umbaus des Energiesystems ist eine gezielte Stärkung der Energieforschung nötig. Dazu verabschiedete das Parlament 2013 den Aktionsplan „Koordinierte Energieforschung Schweiz“ (Bundesrat, 2012). Im September 2020 genehmigte das Parlament das Forschungsförderungsinstrument «Swiss Energy Research for the Energy Transition» (SWEET), mit dem der Bundesrat die Forschung in den für die Energiestrategie 2050 zentralen Bereichen weiter vorantreiben will (Bundesrat, 2020a);
- *EnergieSchweiz:* Die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz fördern zusammen mit den Kantonen, Gemeinden und Marktpartnern Energieeffizienz und erneuerbare Energien. Die Mittel sind Projektförderung, Information, branchenspezifische Lösungsentwicklung, Aus- und Weiterbildung, 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 und Energie-Region sowie die Gebäudelabel-Familie spielen hier eine wichtige Rolle. Im Weiteren verabschiedete der Bundesrat 2019 das «Klimapaket Bundesverwaltung», 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 44 Indikatoren sowie deskriptive Teile 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 CO<sub>2</sub>-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](http://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 Händen 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"> <li>• Endenergieverbrauch pro Person und Jahr</li> <li>• Stromverbrauch pro Person und Jahr</li> <li>• Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)</li> <li>• Stromproduktion aus Wasserkraft</li> <li>• Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs</li> <li>• Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren</li> <li>• Anteil erneuerbare Energien am Gesamtenergieverbrauch</li> <li>• Energieverbrauch nach Verwendungszwecken</li> <li>• Endenergie- und Stromverbrauch im Verhältnis zum BIP (Energie-/Stromintensität)</li> <li>• PV-Anlagen im Eigenverbrauch</li> </ul>
Netzentwicklung	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Status und Dauer der Vorhaben im Übertragungsnetz</li> <li>• Erdverlegung von Leitungen (Verkabelung)</li> <li>• Netzinvestitionen und -abschreibungen (Übertragungs- und Verteilnetz)</li> <li>• Intelligente Zähler (Smart Meter)</li> <li>• Spannungsregelungsinstrumente (Transformation)</li> <li>• Steuer- und Regelsysteme (Flexibilität)</li> </ul>
Versorgungssicherheit	<p><i>Energieübergreifend</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Endenergieverbrauch nach Energieträgern (Diversifizierung)</li> <li>• Stromproduktion nach Energieträgern (Diversifizierung)</li> <li>• Einfuhrüberschuss an Energieträgern und Kernbrennstoffen sowie inländische Produktion (Auslandabhängigkeit)</li> </ul> <p><i>Strom</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• System Adequacy (deskriptiv)</li> <li>• Stromproduktion, Importe und Verbrauch im Jahresverlauf</li> <li>• Importkapazität (Net Transfer Capacity)</li> <li>• Netzstabilität (N-1-Verletzungen)</li> <li>• Versorgungsqualität/Netzverfügbarkeit (SAIDI)</li> </ul> <p><i>Erdgas</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Zweistoffanlagen</li> <li>• Infrastrukturstandard/N-1-Kriterium</li> </ul> <p><i>Erdöl</i></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Diversifikation Transportmittel</li> <li>• Import-Portfolio Rohöl</li> <li>• Einfuhr Rohöl und Erdöl-Produkte</li> </ul>
Ausgaben und Preise	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entwicklung und Treiber der Endverbraucherausgaben für Energie</li> <li>• Energiepreise für Industrie-sektoren im internationalen Vergleich</li> <li>• Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen</li> <li>• Entwicklung der Preise für Brenn- und Treibstoffe für Haushalte</li> </ul>
CO <sub>2</sub> -Emissionen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf</li> <li>• Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt und nach Sektoren</li> <li>• Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen Industrie u. Dienstl. pro Bruttowertschöpfung</li> <li>• Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen Personewagen in Relation zu Fahrzeugbestand und -leistung</li> </ul>
Forschung und Technologie	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausgaben der öffentlichen Hand für Energieforschung</li> <li>• Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie (deskriptiv)</li> <li>• Exkurs: Potenziale, Kosten und Umweltauswirkungen v. Stromproduktionstechnologien (deskriptiv)</li> </ul>
Internationales Umfeld	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Entwicklung der globalen Energiemärkte (deskriptiv)</li> <li>• Entwicklungen in der EU (deskriptiv)</li> <li>• Internationale Klimapolitik (deskriptiv)</li> <li>• Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich (deskriptiv)</li> </ul>

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 Zählern (Smart Meter) und intelligenten Steuer- und Regelsystemen**. Der vorliegende Monitoringbericht enthält in den Themenfeldern «Energieverbrauch und -produktion» sowie «Netzentwicklung» erstmals entsprechende Indikatoren. Da die Umfrage nach der ersten Erhebung überarbeitet wurde, sind die 2018er- und teilweise die 2019er-Daten noch zu wenig robust – das Monitoring publiziert deshalb mit wenigen Ausnahmen erst Daten ab

2019. Diese können nicht vollständig plausibilisiert werden. Im Rahmen der Datenerhebung sind weitere Bereiche im Aufbau.

# 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 sowie die Richtwerte für den Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien und für Wasserkraft 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 vertiefende Indikatoren zum Energieverbrauch und zur Stromproduktion angefügt.

## Überprüfung der Richtwerte gemäss Energiegesetz

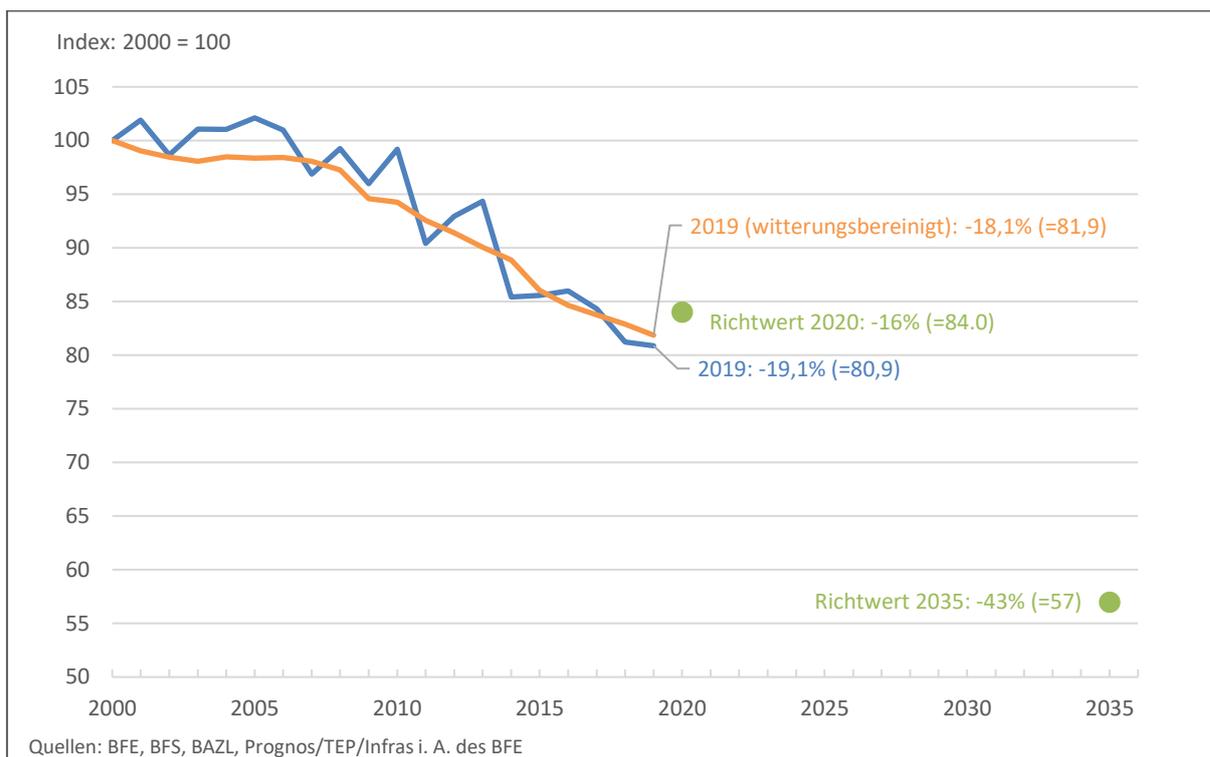
Das geltende EnG schreibt ausgehend vom Basisjahr 2000 relative Energie- und Stromverbrauchsrichtwerte für die Jahre 2020 und 2035 fest (Art. 3, Abs. 1 und 2). Für die Verbrauchs-Indikatoren bildet der Endenergie- beziehungsweise Stromverbrauch der Sektoren Haushalte, Industrie, Dienstleistungen und 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<sup>7</sup>. 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 abhängig<sup>8</sup>. Mit dem korrigierten Verbrauchswert lässt sich im Berichtsjahr eine von der Witterung unabhängige Aussage über den Verbrauch ableiten. Die Pro-Kopf-Betrachtung erlaubt 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*).

---

<sup>7</sup> Die nachfolgend angegebenen Richtwerte beziehen sich auf die Werte gemäss geltendem Energiegesetz. Mit der Ausrichtung des Energiesystems auf das neue Klimaziel «Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050» werden diese Werte derzeit im Rahmen der laufenden Revision des Energiegesetzes überprüft, dies auf Basis der aktualisierten Energieperspektiven.

<sup>8</sup> 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



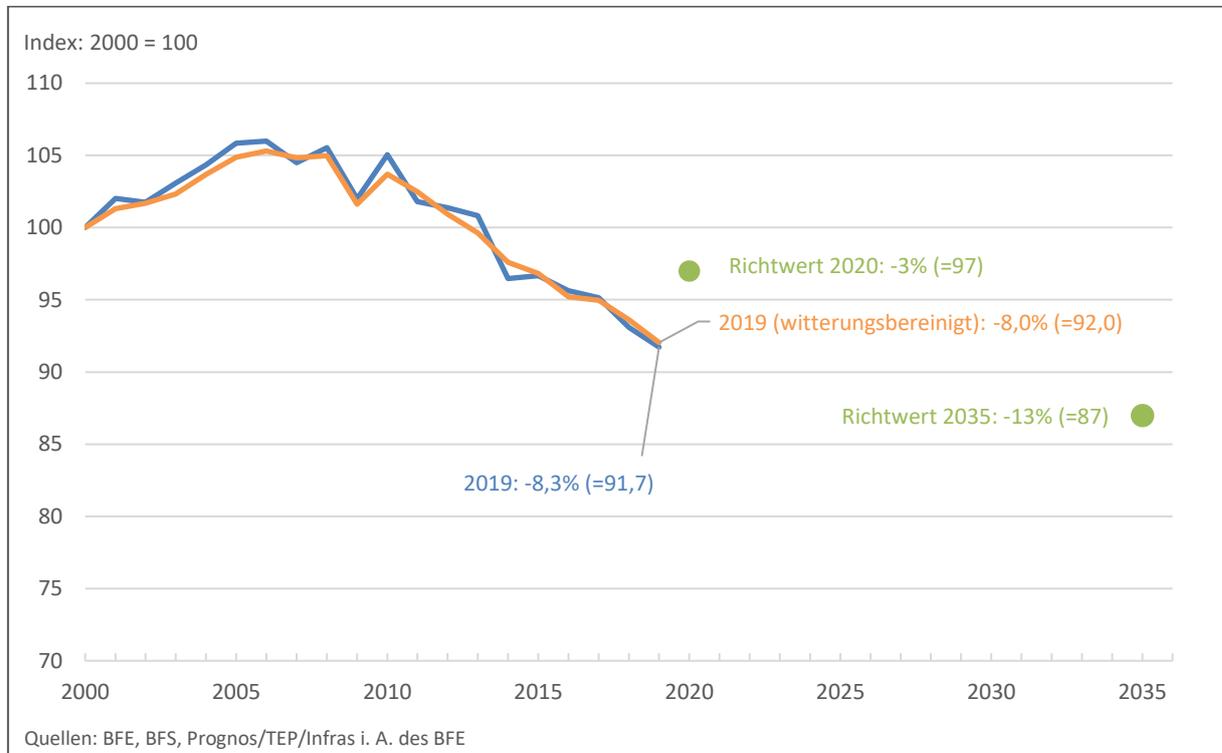
**Abbildung 3:** Entwicklung des Endenergieverbrauchs<sup>9</sup> pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Kopf hat seit 2000 abgenommen, wie *Abbildung 3* zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Endenergieverbrauch 2019 um 1,5 Prozent tiefer lag als im Jahr 2000, während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 19,4 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. 2019 lag der Energieverbrauch pro Kopf bei 87,1 Gigajoule (0,024 GWh) und damit 19,1 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Wetterbereinigt betrug der Rückgang 18,1 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 mittlere Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,4 Prozent pro Jahr. Der absolute Endenergieverbrauch hat im Jahr 2019 gegenüber dem Vorjahr um 0,3 Prozent zugenommen. Das ist vorwiegend auf die kühlere Witterung zurückzuführen, entsprechend nahm die Nachfrage nach Raumwärme gegenüber dem Vorjahr zu. Über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2019 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 2019 auch die Substitution von Heizöl durch Erdgas und zuneh-

<sup>9</sup> Ohne internat. Flugverkehr, ohne Gasverbrauch Kompressoren Transitleitung Erdgas, ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft.  
16/111

mend 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 von geringerer Bedeutung (Quellen: BFE, 2020a / BFS, 2020a / BAZL, 2020 / Prognos/TEP/Infras 2020a+b).

## Stromverbrauch pro Person und Jahr



**Abbildung 4:** Entwicklung des Stromverbrauchs<sup>10</sup> pro Kopf seit 2000 (indexiert)

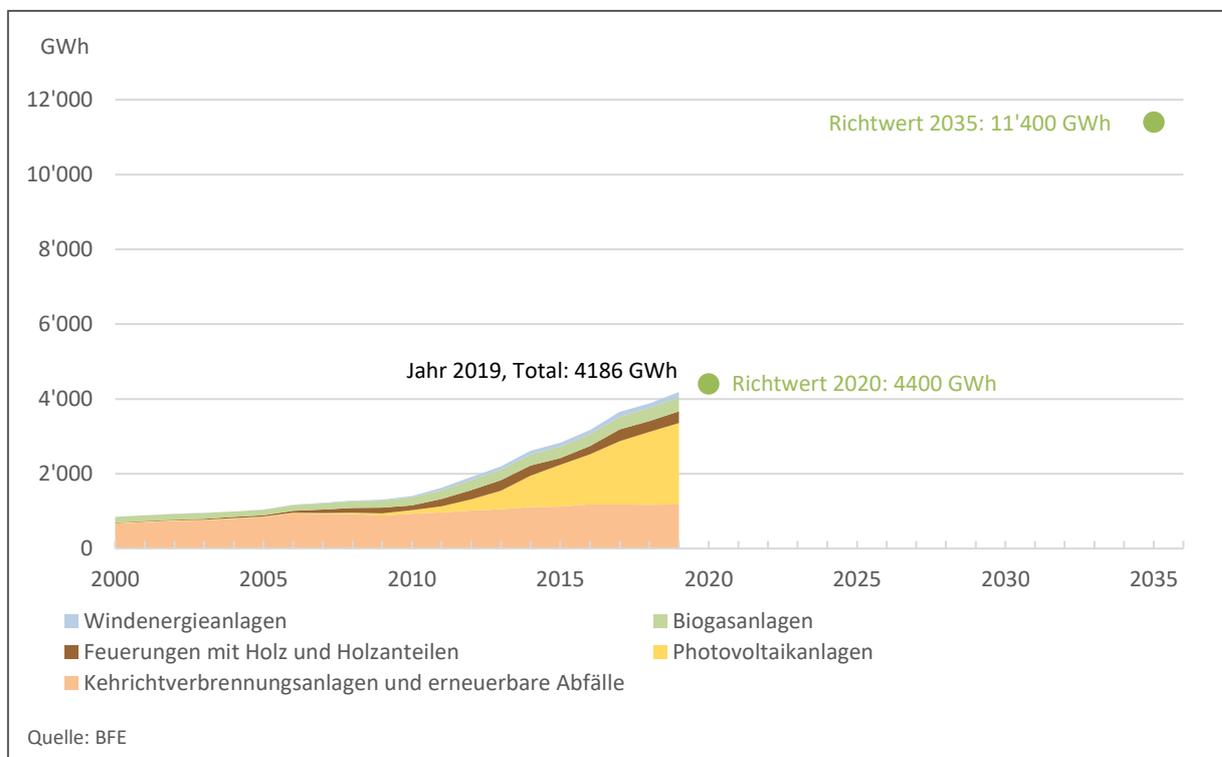
Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,4 Prozent stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2 Prozent wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie *Abbildung 4* zeigt. Der Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2019 um 1,0 Prozent abgenommen, während die Bevölkerung im gleichen Zeitraum um 14,6 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. 2019 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 23,6 Gigajoule (0,007 GWh) und damit 8,3 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 8,0 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. Der mittlere Rückgang betrug in den letzten 10 Jahren rund 1,0 Prozent pro Jahr. 2019 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vorjahr um 0,8 Prozent abgenommen. Verantwortlich für diesen Rückgang sind hauptsächlich der technologische Fortschritt und politische Massnahmen. Die kühlere Witterung hatte nur eine leicht verbrauchssteigernde Wirkung auf den Stromverbrauch. Zum langfristigen

<sup>10</sup> ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft

Anstieg des Stromverbrauchs über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2019 trugen hauptsächlich Mengeneffekte und in geringerem Ausmass Struktureffekte bei (z.B. unterschiedliche Wachstumsraten einzelner Branchen). 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, 2020a / BFS, 2020a / Prognos/TEP/Infras 2020a+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. 2019 betrug die Produktion 4186 Gigawattstunden (GWh), das entspricht 6,2 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 92,9 Prozent erreicht. 2019 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 309 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt ebenfalls bei 309 GWh pro Jahr. Im kommenden Jahr ist ein Nettozuwachs von 214 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 451 GWh pro Jahr

erforderlich. Die Aufteilung nach Technologien zeigt, dass seit 2010 insbesondere die Photovoltaik (PV) absolut gesehen stark zugelegt hat. Rund 52 Prozent trägt sie heute zur neuen erneuerbaren Stromproduktion bei. Ebenfalls zugenommen hat die Stromproduktion aus Kehrichtverbrennungsanlagen und erneuerbaren Abfällen, welche mit 28,1 Prozent nach der Photovoltaik am meisten zur erneuerbaren Stromproduktion beiträgt. Die Stromproduktion aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen erhöhte sich ebenfalls seit 2010 (Anteil 2019: 7,5%). Nur leicht geringer ist der Zuwachs bei der Stromproduktion aus Biogas (Anteil 2019: 8,9%). Die Windenergie ihrerseits hat seit 2010 ebenfalls zugenommen, sie macht mit 3,5 Prozent jedoch nach wie vor einen geringen Anteil der erneuerbaren Stromproduktion aus. Zurzeit wurde noch keine Geothermie-Anlage für die Stromproduktion realisiert (Quelle: BFE, 2020a).

Ein Blick auf Projekte zur erneuerbaren Stromproduktion ergibt folgendes Bild (wobei zu beachten ist, dass deren Realisierung von vielen Faktoren abhängig ist; Stand Ende September 2020):

- Insgesamt befinden sich 12'145 **PV-Anlagen** mit einer voraussichtlichen Produktion von rund 217 GWh pro Jahr auf der Abbauliste für Einmalvergütungen. 193 GWh davon wurden bereits realisiert.
- Über alle Technologien gesehen gibt es insgesamt 660 Anlagen mit einem **positiven Bescheid** zur Aufnahme ins Einspeisevergütungssystem, das entspricht voraussichtlich einer Produktion von rund 2638 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 430 Anlagen/1701 GWh auf der Liste).

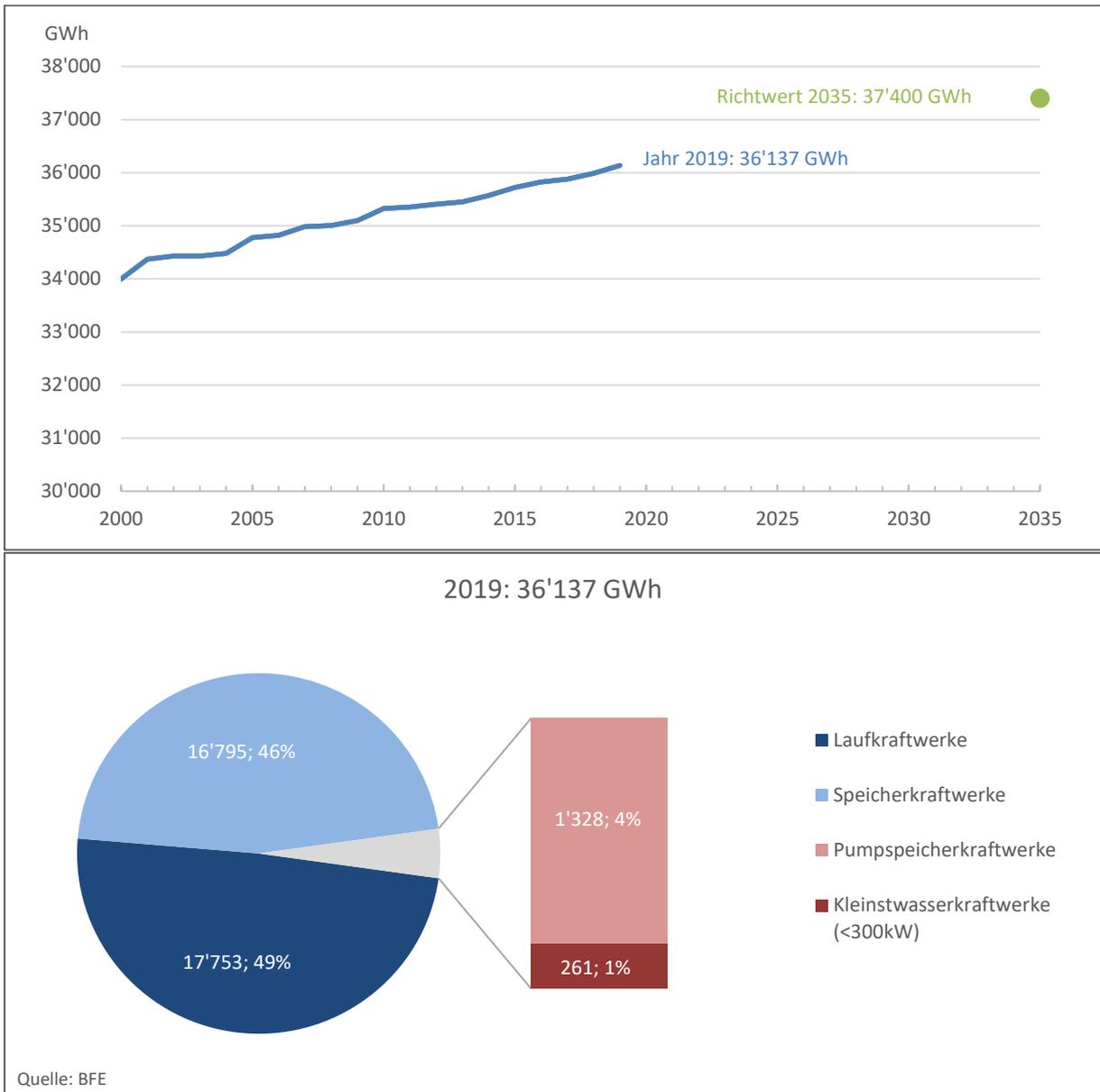
(Quelle: Pronovo, 2020)

## 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 geltenden 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 Produktionserwartung<sup>11</sup> auf Basis der Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA). Dies, weil damit jährliche klimatische oder marktbedingte Schwankungen geglättet sind.

---

<sup>11</sup> 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). 2019 (Stand 1.1.2020) lag die mittlere Produktionserwartung bei 36'137 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 38,3 Prozent erreicht. 2019 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 151 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 79 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 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 (Kreisdiagramm) 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 hat per Stichtag 31. August 2020 zwei Anträge um Investitionsbeiträge für Grosswasserkraftanlagen bekommen, welche künftig eine Gesamtproduktion von 473 GWh bzw. eine zusätzliche Produktion von rund 20 GWh liefern könnten. Die zwei Gesuche werden voraussichtlich bis Ende 2020 fertig geprüft sein. Die Kleinwasserkraftanlagen, denen im Berichtsjahr ein Investitionsbeitrag zugesichert wurde, weisen eine Zunahme der Produktion von knapp 20 GWh aus. Per Mitte September 2019 gibt es zudem noch nicht bewilligte Anträge für Investitionsbeiträge für Kleinwasserkraftprojekte mit einem voraussichtlichen Produktionszuwachs von 5 GWh. Aktuell im Bau sind 125 GWh, darunter das Gemeinschaftskraftwerk Inn (GKI) mit 58 GWh (Schweizer Anteil, Inbetriebnahme ca. 2021), Oberwald (Gere) mit 22 GWh (Inbetriebnahme 2020) und Mitlödi (Föhnen/Sool) mit 21,8 GWh (Inbetriebnahme 2020) (Quellen: BFE, 2020b+2019).

## 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). Im Weiteren werden PV-Anlagen im Eigenverbrauch näher beleuchtet.

## Entwicklung und Treiber des Endenergie- und Stromverbrauchs

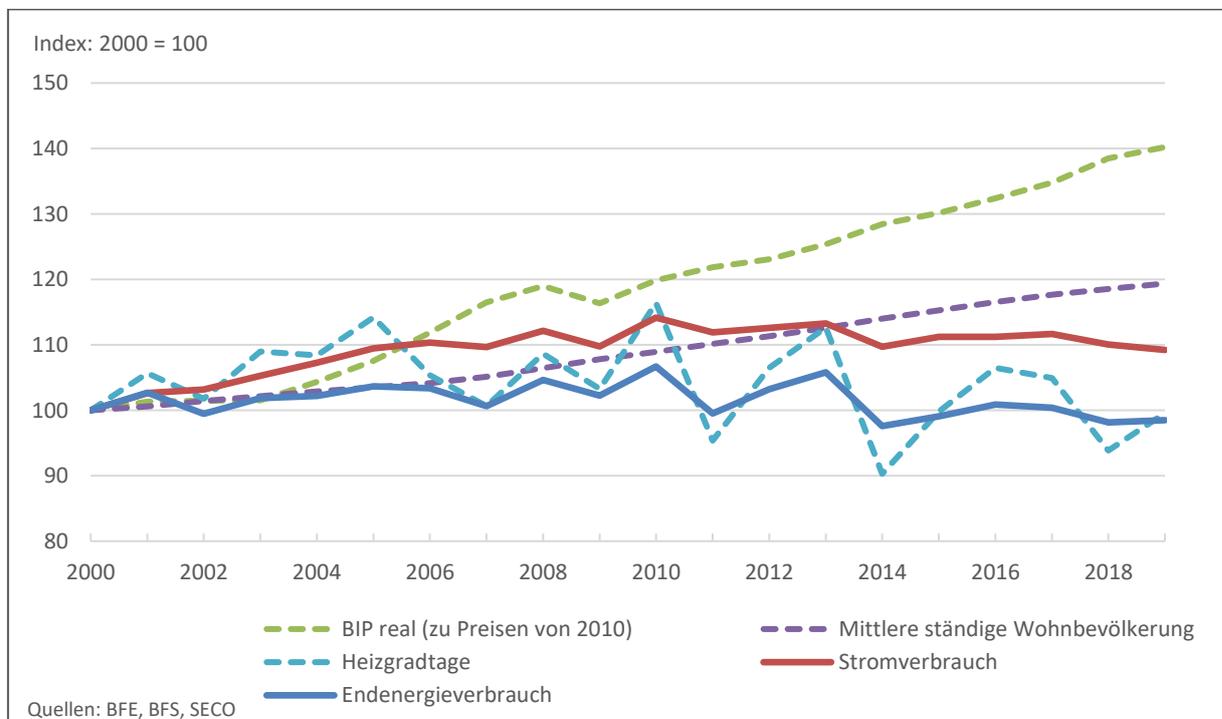


Abbildung 7: Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert)

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 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 2000-2019 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, 2020a).

## Endenergieverbrauch insgesamt und nach Sektoren

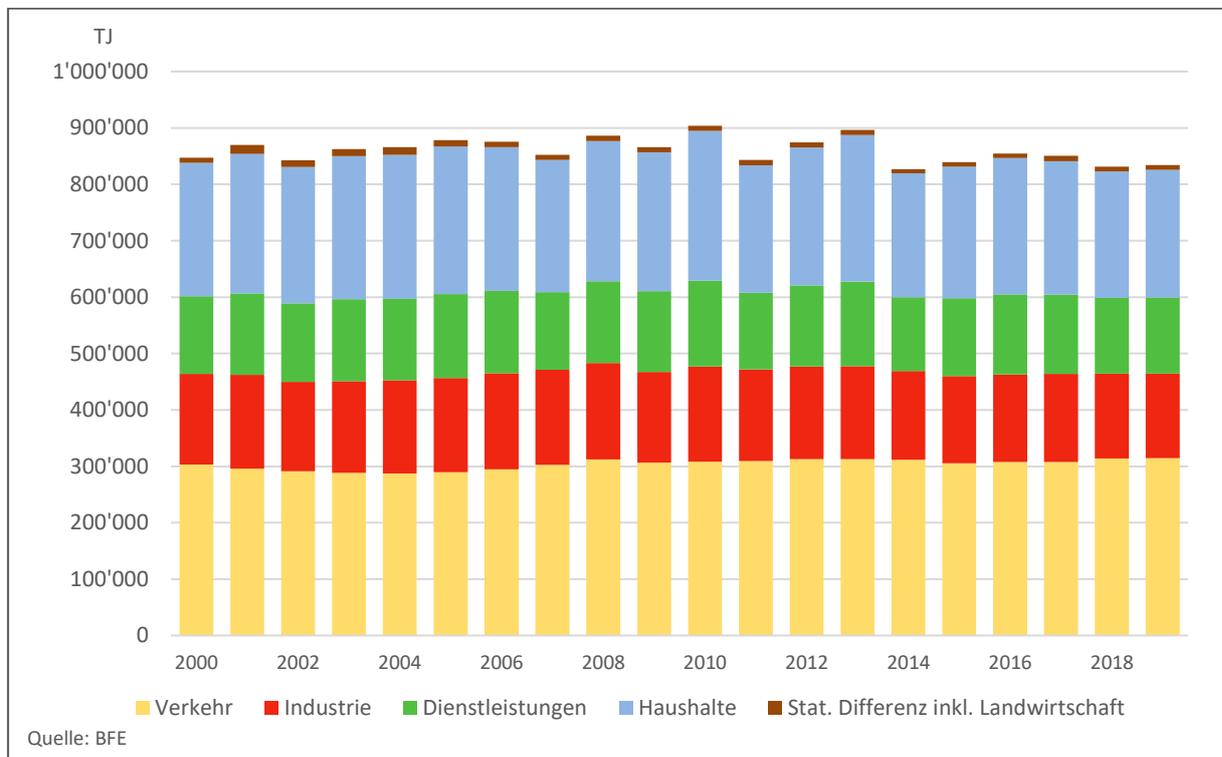


Abbildung 8: Entwicklung des Endenergieverbrauchs (in TJ) total und nach Sektoren (Verbrauchergruppen)

Gemäss Schweizerischer Gesamtenergiestatistik lag der Endenergieverbrauch der Schweiz im Jahr 2019 bei 834'210 Terajoule (TJ). Gegenüber 2018 stieg der Endenergieverbrauch um 0,3 Prozent; dies ist in erster Linie auf die etwas kühlere Witterung im Jahr 2019 zurückzuführen. Seit 2000 hat der Endenergieverbrauch um 1,5 Prozent abgenommen (2000: 847'160 TJ), obwohl die Bevölkerung um rund 19,4 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. 2019 betrug der Anteil 37,7 Prozent (2000: 35,8%). Der Anteil des internationalen Flugverkehrs am Verbrauch des Verkehrssektors betrug 25,8 Prozent (2000: 22,4%). Der Anteil des

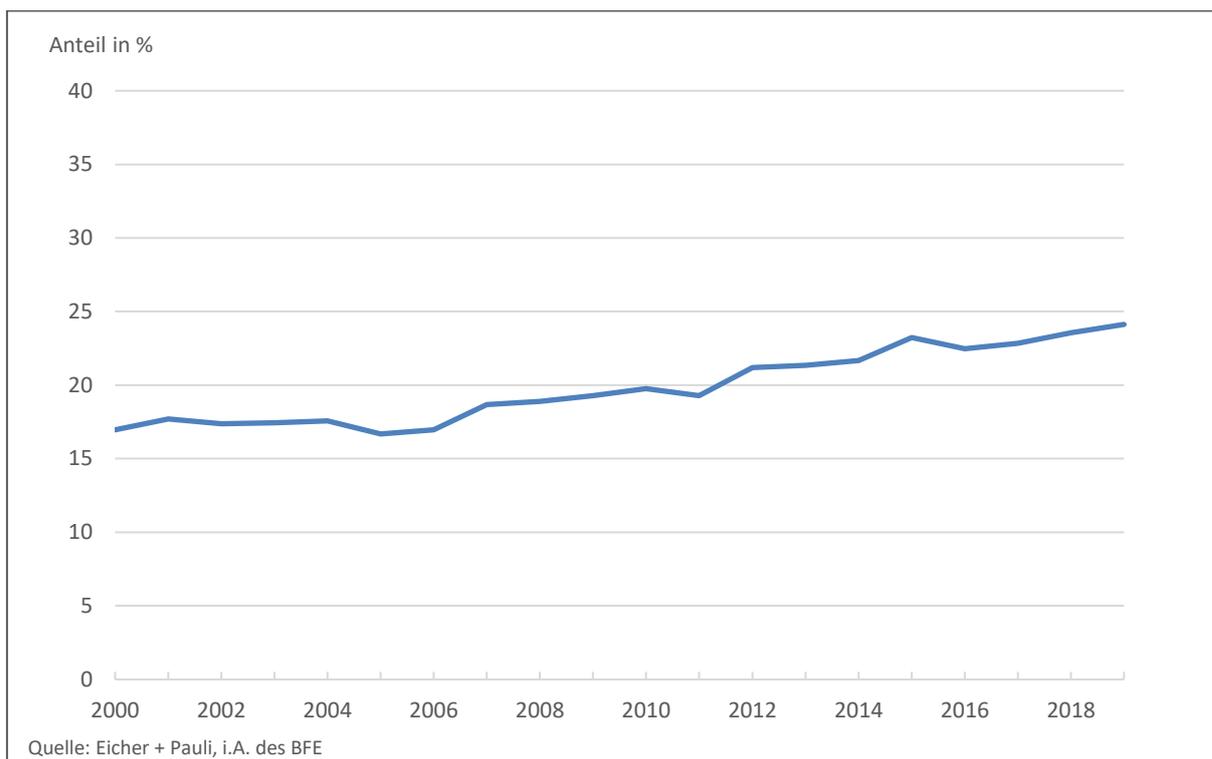
22/111

**Industriesektors** am gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich 2019 auf 18,0 Prozent (2000: 19,0%), derjenige des **Dienstleistungssektors** auf 16,1 Prozent (2000: 16,2%). Der Anteil der **Haushalte** am gesamten Endenergieverbrauch beläuft sich auf 27,2 Prozent (2000: 27,9%). Die kühlere Witterung im 2019 gegenüber 2018 schlägt sich hauptsächlich in einem Verbrauchsanstieg bei den privaten Haushalten (+2'800 TJ, +1,2%) und im Dienstleistungssektor (+560 TJ, +0,4%) nieder. Das sind diejenigen Sektoren, deren Energieverbrauch in der kurzen Frist stark von der Witterung abhängig ist. Eine Abnahme des Endenergieverbrauchs zeigt sich im Industriesektor (-400 TJ, -0,3%). Der Endenergieverbrauch des Verkehrssektors hat gegenüber 2018 leicht zugenommen (+270 TJ, +0,1%), was hauptsächlich auf die Flugtreibstoffe (+820 TJ, +1,0%) zurückzuführen ist. Gegenüber 2000 hat der Endenergieverbrauch in allen Sektoren mit Ausnahme des Verkehrssektors abgenommen (Haushalte: -9'400 TJ, -4,0%; Industrie: -10'450 TJ, -6,5%; Dienstleistungen: -3'250 TJ, -2,4%; Verkehr: +11'010 TJ, +3,6%).

**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 beiden Sektoren ist seit 2000 ein deutlicher Anstieg der Treiber zu verzeichnen: Bevölkerung (+19,4%), Energiebezugsflächen in Wohngebäuden (+33,3%), Motorfahrzeugbestand (+34,4%). 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 und im Industriesektor vollständig kompensiert werden. 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 wirkten 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. Deshalb hat der Endenergieverbrauch gegenüber 2000 abgenommen, trotz einer deutlichen Zunahme von Bevölkerung, BIP, Motorfahrzeugbestand und Energiebezugsflächen (Quellen: BFE, 2020a / Prognos/TEP/Infras 2020a+b).

## Anteil erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch

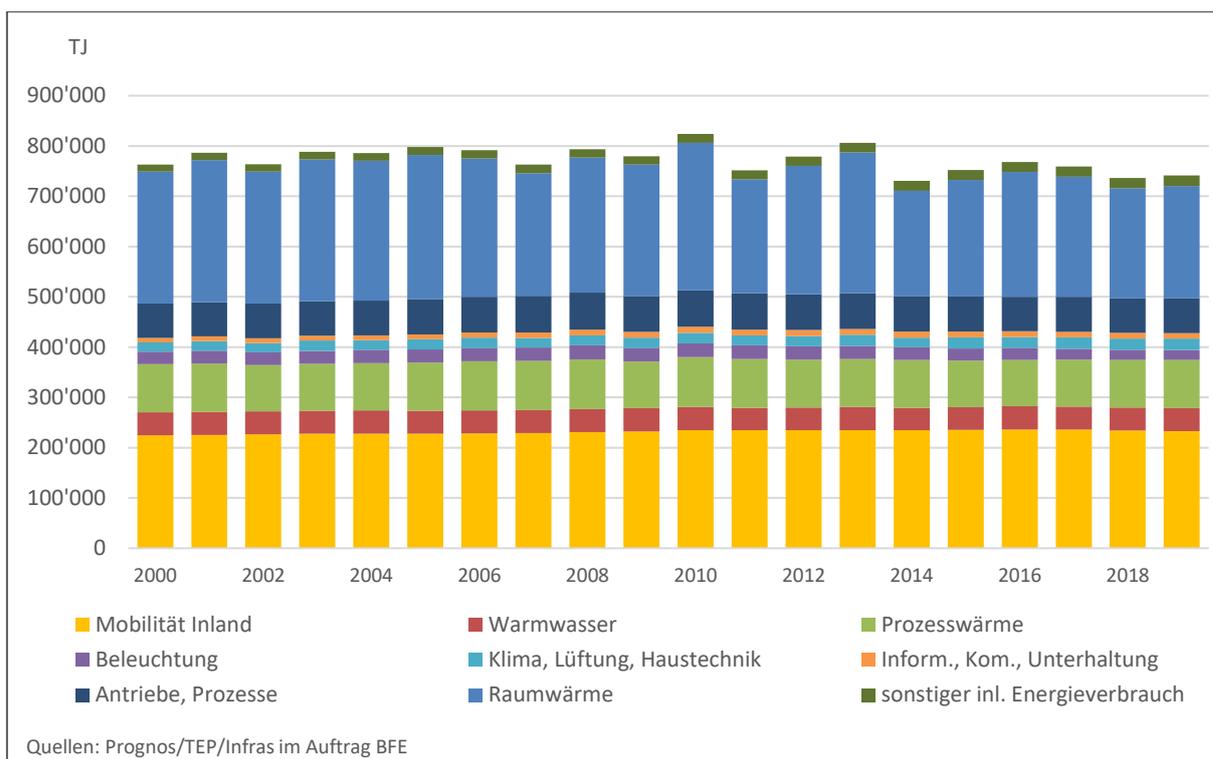


**Abbildung 9:** Anteil Erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %)

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 2019 insgesamt bei 24,1 Prozent (2018: 23,6 Prozent; 2000: 17,0 Prozent) (Quelle: Eicher + Pauli, 2020).

## 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. Andererseits sind weitere Bereiche relevant, 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 nicht berücksichtigt werden, dies im Unterschied zum Endenergieverbrauch gemäss Gesamtenergiestatistik.



**Abbildung 10:** Entwicklung des inländischen Endenergieverbrauchs<sup>12</sup> nach Verwendungszwecken

Abbildung 10 zeigt, dass der inländische Endenergieverbrauch 2019 gegenüber 2018 zugenommen (+0.7%) hat. Dies ist hauptsächlich auf die die kühlere Witterung zurückzuführen. Die Zahl der Heizgradtage hat um 6,1% Prozent zugenommen. Der Raumwärmeverbrauch ist um 2,0 Prozent gestiegen. Des Weiteren waren im Jahr 2019 die Verbräuche für Warmwasser (+0.5 %), Prozesswärme (+1.6 %), Klima, Lüftung und Haustechnik (+0.7 %), Antriebe und Prozesse (+0.7 %) sowie für sonstige Verwendungszwecke (+2.3 %) gegenüber dem Vorjahr leicht steigend. Rückläufig hingegen waren die Verbräuche der Beleuchtung (-3,7%) und der inländischen Mobilität (-0,6%). Der jährliche Raumwärmebedarf schwankt auf Grund der Witterung stark. Insgesamt hat er jedoch gegenüber 2000 deutlich abgenommen (-14,9%; witterungsbereinigt -11,4%). Ebenfalls abgenommen gegenüber 2000 haben die Verbräuche für Warmwasser (-1,3%) und Beleuchtung (-20,4%). Zugenommen haben hingegen die Verbräuche für inländische Mobilität (+3,8%), für Klima, Lüftung und Haustechnik (+23,1%), für Prozesswärme (+0,5%), für Antriebe und Prozesse (+1,9%) sowie die sonstigen Verbräuche (+46,0%)<sup>13</sup>. Eine Zunahme gegenüber 2000 zeigt sich auch bei Information, Kommunikation und Unterhaltung (+20,7%), seit 2011 ist dieser Verbrauch aber wieder rückläufig. Der inländische Endenergieverbrauch wird im Jahr 2019 dominiert durch die Verwendungszwecke Raumwärme (Anteil 30,1%) und Mobilität Inland (31,4%). Von grösserer Bedeutung waren auch die Prozesswärme (12,9%) sowie die Antriebe und Prozesse (9,4%). Im Zeitraum 2000 bis 2019 ist der Anteil der Raumwärme am inländischen Endenergieverbrauch um

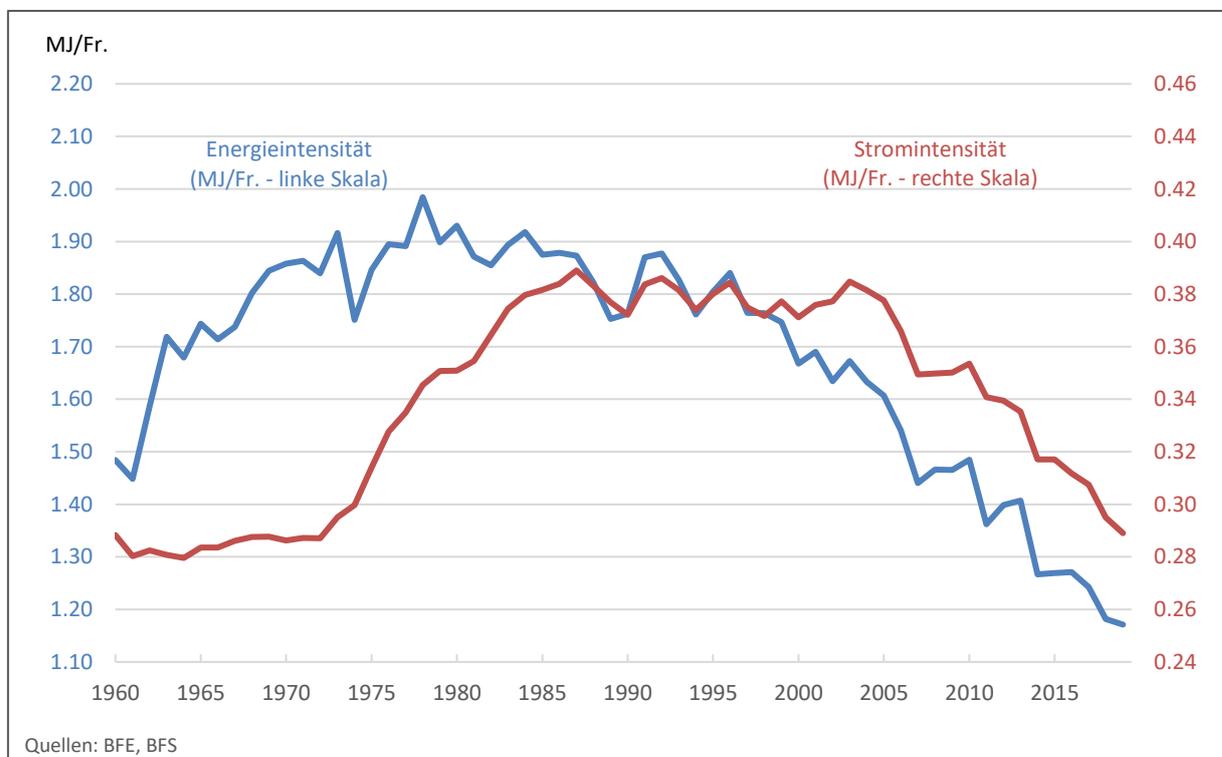
<sup>12</sup> Der inländische Endenergieverbrauch entspricht bei der Darstellung nach Verwendungszwecken dem gesamten Endenergieverbrauch abzüglich sonstiger Treibstoffe. In den sonstigen Treibstoffen sind der internat. Flugverkehr und der Tanktourismus enthalten.

<sup>13</sup> 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, Tunnels).

4,3 Prozentpunkte gesunken, jener der Mobilität um 2,0 Prozentpunkte gestiegen. Die Anteile der übrigen Verwendungszwecke sind vergleichsweise gering und haben sich nur wenig verändert (Quelle: Prognos/TEP/Infras, 2020b).

## 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 und hin zu einem größeren Dienstleistungssektor entwickelt oder durch die Delokalisierung der Schwerindustrie. Welcher Faktor die Energieintensität in welchem Umfang beeinflusst hat, kann beim 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 BIP<sup>14</sup> (in MJ/Franken)

<sup>14</sup> BIP zu Preisen von 2010 (Stand August 2020).

Abbildung 11 zeigt die Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität im Langfristvergleich. Die Energieintensität (blaue Kurve, linke Skala) stieg bis Ende der 1970er-Jahre auf 1,98 MJ/Fr. und nimmt seither kontinuierlich ab (2019: 1,17 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 (2019: 0,29 MJ/Fr.) (Quellen: BFE, 2020a / BFS, 2020b)<sup>15</sup>.

## PV-Anlagen im Eigenverbrauch

Der Eigenverbrauch von Strom ermöglicht Einsparungen der Energiebezugskosten und bildet damit einen Anreiz, selber Energie zu produzieren. Dem Eigenverbrauch kommt deshalb im Rahmen der Energiestrategie 2050 eine wichtige Bedeutung zu, indem er ein Treiber für den Ausbau und die Dezentralisierung der Stromversorgung darstellt. Ein hohes Potenzial, die produzierte Energie dezentral zu nutzen, weisen so genannte Zusammenschlüsse zum Eigenverbrauch (ZEV) auf: Sie ermöglichen es, dass mehrere Verbraucher in einer gewissen räumlichen Nähe zur Erzeugungsanlage den vor Ort produzierten Strom gemeinsam nutzen können. Intelligente Steuer- und Regelsysteme können hier eingesetzt werden, um so etwa den Verbrauch aktiv gemäss dem Dargebot der elektrischen Energie anzupassen (vgl. entsprechende Indikatoren im Themenfeld Netzentwicklung). Bei Anlagen im Eigenverbrauch stehen Photovoltaik-Anlagen (PV-Anlagen) im Vordergrund; das Monitoring publiziert deshalb vorerst Indikatoren zu dieser Stromproduktionstechnologie. Die Daten basieren auf einer Umfrage des BFE bei den Verteilnetzbetreibern (VNB) und sind provisorisch (Plausibilisierungen sind soweit möglich noch im Gange; Erhebungen zu anderen Anlagen sind im Aufbau).

Art der Anlage	Bestand am 31.12.	Installierte Leistung (AC)	Überschussenergie
PV-Anlagen im Eigenverbrauch (Einzelanlagen)	73'840 Anlagen	1154 MW	695'825 MWh
PV-Anlagen im Eigenverbrauch (ZEV)	3079 Anlagen	124 MW	50'899 MWh
PV-Anlagen ohne Eigenverbrauch	21'450 Anlagen	980 MW	917'394 MWh

**Abbildung 12:** PV-Anlagen im Eigenverbrauch im Jahr 2019 (Quelle: VNB-Umfrage)<sup>16</sup>

Abbildung 12 zeigt PV-Anlagen, welche 2019 für den Eigenverbrauch eingesetzt wurden; aufgeteilt nach Einzelanlagen und Zusammenschlüssen zum Eigenverbrauch (ZEV). Ende 2019 gab es inklusive ZEV gemäss den Umfrageergebnissen (provisorische Angaben, nicht vollständig plausibilisierbar) insgesamt 76'919 PV-Anlagen im Eigenverbrauch (das sind rund 78% aller PV-Anlagen) mit einer installierten Leistung<sup>17</sup> von rund 1278 MW. Diese Anlagen speisten nach den Angaben insgesamt 746'724 MWh Strom ins Verteilnetz ein. 3079 dieser Anlagen sind in einem ZEV organisiert, welche insgesamt eine installierte Leistung von 124 MW aufweisen und rund 51'000 MWh ins Verteilnetz einspeisen. Wenn

<sup>15</sup> Studien zu anderen Ländern zeigen, dass die sinkende Energieintensität stark von einer verbesserten Energieeffizienz innerhalb der Sektoren herrührt, und nicht nur vom Strukturwandel (Voigt et al., 2014). Noailly und Wurlod (2016) schätzen zudem für den Zeitraum 1975-2005 mit einer Stichprobe von 18 OECD Ländern (inkl. Schweiz), 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.

<sup>16</sup> Provisorische Daten, nicht vollständig plausibilisierbar.

<sup>17</sup> Leistung des Wechselrichters (AC-Leistung). Entspricht 80 bis 90% der Modulleistung (DC-Leistung).

ZEV einen Jahresverbrauch von mehr als 100'000 kWh erreichen, haben sie freien Marktzugang. 2019 haben 36 solche ZEV mit PV-Anlagen ihren Strom am Markt beschafft (Quelle: VNB, 2020).

Für kleine Erzeugungsanlagen < 30 kVA ist keine Produktionsmessung vorgeschrieben, weshalb der spezifische Eigenverbrauch nicht exakt beziffert werden kann, da nur die Überschussenergie (nicht selbst verbrauchte, sondern gegen Entgelt ins Netz eingespeiste Energie) erhoben wird. Mit der installierten Leistung und der Überschussenergie kann jedoch bei PV-Anlagen der durchschnittliche Eigenverbrauch geschätzt werden. Eine PV-Anlage erzeugte im Jahr 2019 etwa 960 kWh pro installierte kWp Leistung, wobei diese Werte je nach Ausrichtung und Region sehr unterschiedlich sein können. **So geschätzt betrug im 2019 der PV-Eigenverbrauch (alle PV-Anlagen, inkl. kleine Anlagen und ZEV) rund 0,48 Mrd. kWh. Das sind etwa 0,8 Prozent des Gesamtstromverbrauchs der Schweiz von 57,2 Mrd. kWh im Jahr 2019. Der durchschnittliche Eigenverbrauchsgrad bei PV-Anlagen lag bei rund 39 Prozent, d.h. dieser Anteil des Stroms wird insgesamt direkt vor Ort verbraucht, der Rest wird ins Verteilnetz eingespeist** (Quellen: VNB, 2020 / BFE, 2020c / Swissolar, 2020 / Berechnungen BFE).

# 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)<sup>18</sup> ab, welches Teil der Energiestrategie 2050 ist, aber in einer separaten Vorlage erarbeitet wurde (Bundesrat, 2016). Das Monitoring fokussiert aktuell auf die Stromnetze und verfolgt die Netzentwicklung mit den Indikatoren Status und Dauer der Netzvorhaben, Erdverlegung von Leitungen, Investitionen und Abschreibungen sowie Indikatoren zur Entwicklung des intelligenten Netzes.

In der Schweiz versorgen derzeit rund 630 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.

### 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 in der Regel mit der

<sup>18</sup> vgl. [www.netzentwicklung.ch](http://www.netzentwicklung.ch)

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 in der Regel mit der Festsetzung des Planungskorridors (entspricht dem Ende der SÜL-Phase) und endet mit der Einreichung des Plangenehmigungsgesuchs von Swissgrid beim Eidgenössischen Starkstrominspektorat (ESTI). 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 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 vorgelegt<sup>19</sup>, 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 (Ziffern 1 bis 10) sowie von weiteren, teilweise von Dritten initiierten Projekten (vgl. Abbildung 13):

Netzvorhaben	Beschreibung und Hauptzweck	Aktueller Status <sup>20</sup>	Gepl. Inbetriebnahme <sup>21</sup>
<b>1. Chamoson-Chippis</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neue 380-kV-Freileitung auf 30 km zw. Chamoson und Chippis</li> <li>• Rückbau von fast 89 km Leitungen in der Rhône-Ebene</li> <li>• Abführen der Produktion der Wasserkraftwerke aus dem Wallis</li> <li>• Verbesserte Anbindung des Wallis an das schweizerische und europäische Höchstspannungsnetz</li> <li>• Beitrag an die Netzsicherheit in der Schweiz</li> </ul>	Realisierung	2022
<b>2. Bickigen-Chippis (Gemmileitung)</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anpassung Unterwerke Bickigen und Chippis und bestehende Trasse auf 106 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV</li> <li>• Installation eines Kuppeltransformators 220/380 kV in der Schaltanlage Chippis</li> <li>• Verbesserter Abtransport der Stromproduktion aus dem Wallis</li> <li>• Beitrag an die Versorgungssicherheit</li> </ul>	PGV BFE	2027
<b>3. Pradella-La Punt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV der bisherigen Trasse auf 50 km</li> <li>• Umbau Schaltanlage Pradella und Erweiterung für 380 kV</li> <li>• Eliminierung bestehender Engpass</li> <li>• Beitrag an die schweizerische und europäische Netzsicherheit</li> </ul>	Realisierung	2023
<b>4. Chippis-Lavorgo</b> 4.1. Chippis-Mörel 4.2. Mörel-Ulrichen (Gommerleitung) 4.3. Chippis-Stalden 4.4. Airolo-Lavorgo	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Spannungserhöhung auf 380 kV der Achse Chippis-Mörel-Lavorgo auf 124 km (Chippis-Stalden bleibt bei 220 kV)</li> <li>• Rückbau bestehende Leitungen auf 67 km</li> <li>• Ergänzt wichtigste Versorgungsachse für das Tessin</li> <li>• Beseitigung eines kritischen Versorgungsengpasses</li> </ul>	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. PGV ESTI	2029
<b>5. Beznau-Mettlen</b> 5.1. Beznau-Birr 5.2. Birr-Niederwil 5.3. Niederwil-Obfelden 5.4. Obfelden-Mettlen	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Optimierung bestehende Trasse auf 40 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV sowie Verstärkungen auf 24 km</li> <li>• Beseitigung struktureller Engpässe</li> <li>• Schaffung der Voraussetzungen, um die Flexibilität der inländischen Wasserkraftwerke bedarfsgerecht mit fluktuierender Energie aus Windkraft- und PV-Anlagen zu kombinieren</li> </ul>	5.1. in Betrieb 5.2. Vorprojekt 5.3. SÜL 5.4. Vorprojekt	2030
<b>6. Bassecourt-Mühleberg</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• 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</li> <li>• Beitrag zur Schweizer Netz- und Versorgungssicherheit</li> </ul>	BVGer	2023

<sup>19</sup> vgl. [www.swissgrid.ch/netz2025](http://www.swissgrid.ch/netz2025)

<sup>20</sup> Stand 15.09.2020

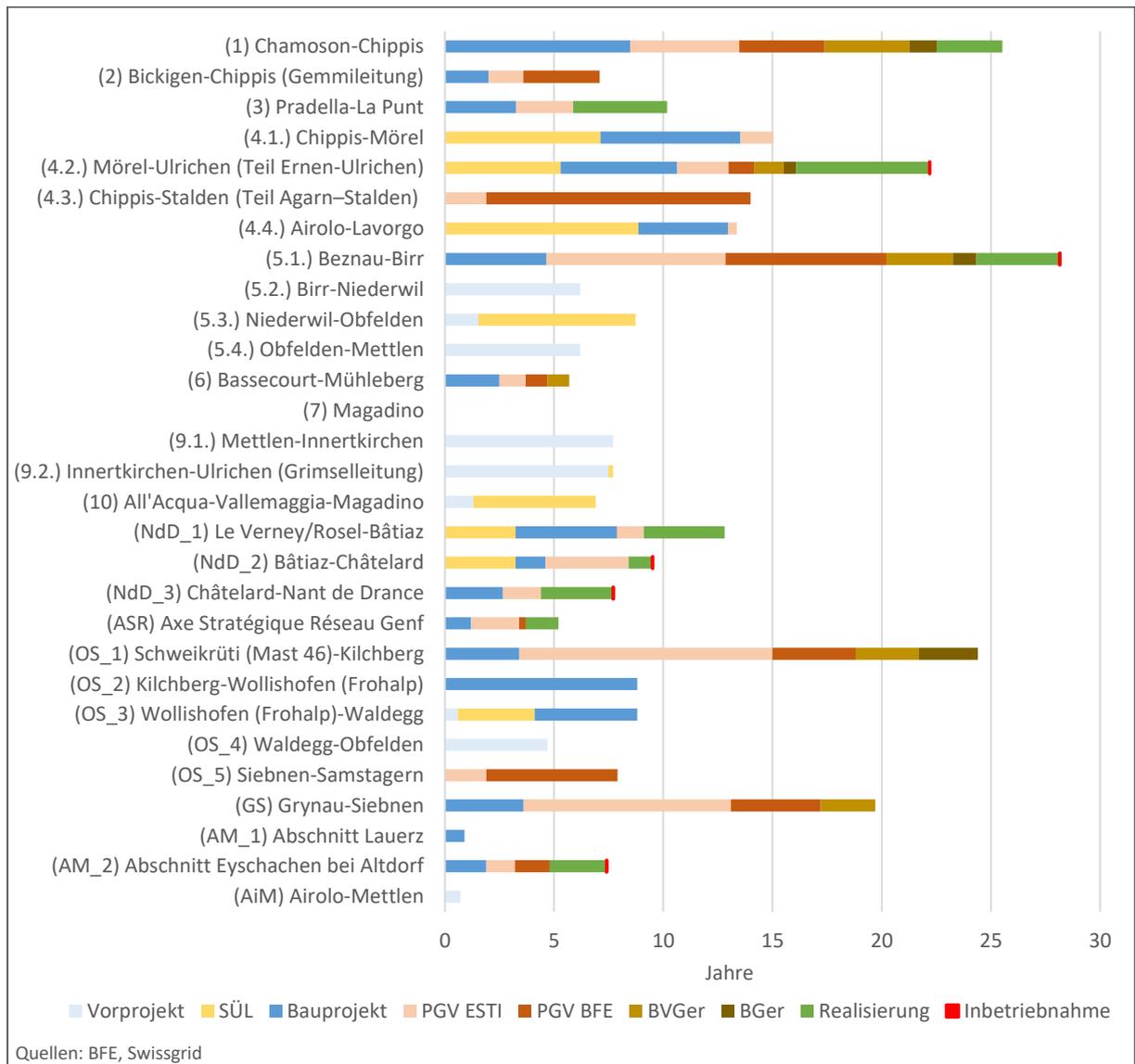
<sup>21</sup> Gemäss Planung Swissgrid

<b>7. Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Installation der Transformierung zw. 220- und 380-kV-Netzen</li> <li>• Ziel ist verbesserte Weiterleitung der im Maggital aus Wasserkraft erzeugten Energie</li> <li>• Beitrag an die Versorgungssicherheit im Tessin</li> </ul>	Projektidee	2035
<b>8. G�nissiat-Foretaille</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verstärkung (Ersatz der Leiterseile) der bestehenden 220-kV-Doppelleitung auf 17 km</li> <li>• Behebt häufig wiederkehrenden Engpass, welcher bei Importsituationen aus Frankreich auftritt</li> </ul>	in Betrieb	2018 abgeschlossen und in Betrieb
<b>9. Mettlen-Ulrichen</b> 9.1. Mettlen-Innertkirchen 9.2. Innertkirchen-Ulrichen (Grimselleitung)	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verstärkung für eine künftig vorgesehene Spannungserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung auf rund 88 km auf 380 kV</li> <li>• Wichtig für Anbindung neuer Pumpspeicherkraftwerke ans 380-kV-Netz und damit Abtransport der Energie in übrige Schweiz</li> </ul>	9.1. Vorprojekt (Hauptleitung) 9.2. SÜL	2035
<b>10. All'Acqua-Vallemaggia-Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Neue 220-kV-Leitung durch das Maggital</li> <li>• Bestehende Leitung aus 60er-Jahren wird zurückgebaut – dadurch Entlastung der wertvollen Landschaften im Gebiet «Alto Ticino»</li> <li>• Ausbau der Netzkapazität zur Übertragung der in den Wasserkraftwerken des Maggitals erzeugten Energie</li> <li>• Dadurch künftig grössere Versorgungssicherheit im südlichen Alpenraum – heute muss Produktion der Kraftwerke gedrosselt werden</li> </ul>	SÜL	2035
<b>Anschluss Nant de Drance</b> NdD_1 Le Verney/Rosel-Batiaz NdD_2 Batiaz-Chatelard NdD_3 Chatelard-Nant de Drance	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Anschluss Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance ans Höchstspannungsnetz</li> <li>• Teil des strat. Netzes im Startnetz von Swissgrid</li> <li>• Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien</li> </ul>	NdD_1 Realisierung NdD_2 in Betrieb NdD_3 in Betrieb	2022
<b>ASR (Axe Stratégique Réseau) im Raum Genev</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung Foretaille-Verbois auf ca. 4,5 km entlang des Flughafens Genev</li> </ul>	Realisierung	2023
<b>Obfelden-Samstagern</b> OS_1 Schweikruti (Mast 46)-Kilchberg OS_2 Kilchberg-Wollishofen (Frohalp) OS_3 Wollishofen (Frohalp)-Waldegg OS_4 Waldegg-Obfelden OS_5 Siebnen-Samstagern	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausbau bzw. Ersatz der bestehenden 150-kV-Leitungen zwischen dem Unterwerk Obfelden, dem geplanten Unterwerk Waldegg und dem Unterwerk Samstagern durch eine 380-/220-kV-Leitung.</li> <li>• Verbesserung der Energieversorgung der Verbraucherzentren Stadt Zürich und der Region Thalwil</li> </ul>	OS_1 BGER OS_2 Bauprojekt OS_3 Bauprojekt OS_4 Vorprojekt OS_5 PGV BFE	2030
<b>Grynau-Siebnen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ersatz bestehende 220-kV-Leitung durch neue 380-kV-Leitung (Schliessen der Lücke im 380-kV-Netz)</li> <li>• Verbesserung Versorgungssicherheit in Region Zürichsee/Linthebene sowie Erhöhung Importkapazität aus dem Norden</li> </ul>	PGV BFE	2028
<b>Amsteg-Mettlen</b> AM_1 Lauerz AM_2 Eyschachen bei Altdorf	<ul style="list-style-type: none"> <li>• AM_1: Swissgrid verlegt die Leitung aus dem Rutschgebiet oberhalb Lauerz (SZ)</li> <li>• AM_2: Swissgrid und SBB verlegen die Hochspannungsleitungen im Urner Talboden. Damit werden die Siedlungsgebiete in Attinghausen und der Entwicklungsschwerpunkt Werkmatt Uri entlastet.</li> </ul>	AM_1 Bauprojekt AM_2 in Betrieb	2028
<b>Airola-Mettlen</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Möglichkeit zur Bündelung von Infrastruktur in zweiter Röhre des Gotthardstrassentunnels</li> <li>• Prüfung Verkabelung bestehende 220-kV-Leitung Airola-Mettlen im Bereich Gotthard</li> </ul>	Vorprojekt	2029

**Abbildung 13:** Überblick Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.09.2020)

Für die oben aufgelisteten Netzvorhaben ist in *Abbildung 14* die Dauer der einzelnen Projektphasen dargestellt. Letztere sind insofern vereinfacht, als dass zusatztliche 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 einer Ausgangslage nach bisherigem Recht. 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 14:** Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. September 2020 in Jahren<sup>22</sup>

<sup>22</sup> **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 eruiert, 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. September 2020):**

### **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 und sind seither nach Angaben von Swissgrid weit fortgeschritten. Gegen das Projekt gibt es auch in der Realisierungsphase nach wie vor starken Widerstand in der Bevölkerung. Die Inbetriebnahme der Leitung war ursprünglich für 2021 geplant; Swissgrid hat diesen Termin inzwischen auf Sommer 2022 verschoben, weil der Zugang zu Parzellen an einigen Maststandorten noch geklärt werden muss.

### **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 Ende 2023 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 erfolgt.

#### *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 für den Abschnitt Chippis-Agarn im PGV beim ESTI.

#### *4.4. Airolo-Lavorgo*

Der Neubau der Leitung durchlief ein fast neunjähriges SÜL-Verfahren und befand sich gut vier Jahre im Bauprojekt. Ende April 2020 reichte Swissgrid das Dossier zur Plangenehmigung beim ESTI ein.

### **5. Beznau-Mettlen**

Die Inbetriebnahme des gesamten Netzvorhabens Beznau-Mettlen ist für 2030 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. Sie schritten indes zügig voran und am 19. Mai 2020 konnte Swissgrid die Leitung in Betrieb nehmen, inklusive der erwähnten Teilverkabelung, wo erstmals ein längeres Teilstück einer 380-kV-Höchstspannungsleitung in den Boden verlegt wurde.

#### *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. Als nächste Etappe wird die Festsetzung des Korridors und der Technologie erwartet.

#### *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. Mit Urteil vom September 2020 wies das Bundesverwaltungsgericht die Beschwerden ab, sofern es darauf eintrat. Sofern dieser Entscheid nicht ans Bundesgericht weitergezogen wird, kann mit einer Inbetriebnahme der Leitung Ende 2023 gerechnet werden.

## **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**

Die Inbetriebnahme des gesamten Netzvorhabens ist aktuell für 2035 vorgesehen. Es ist in zwei Teilabschnitte gegliedert, bei denen sich der Stand wie folgt präsentiert:

### *9.1. Mettlen-Innertkirchen*

Der Leitungsabschnitt befindet sich seit mehreren Jahren im Vorprojekt. Ende Juni 2020 beantragte die Swissgrid beim BFE die Durchführung eines SÜL-Verfahrens für eine neue Leitungseinführung in das Unterwerk in Innertkirchen. Das Gesuch für die Durchführung des SÜL-Verfahrens für den Hauptteil der Leitung wird zu einem späteren Zeitpunkt erwartet.

### *9.2. Innertkirchen-Ulrichen (Grimselleitung)*

Die Verstärkung der bestehenden 220-kV-Leitung zwischen Innertkirchen und Ulrichen (Grimselleitung) auf durchgehend 380 kV ist ein Schlüsselement in der strategischen Netzplanung 2025. Für den Leitungsabschnitt beantragte Swissgrid Anfang Juli 2020 die Durchführung eines SÜL-Verfahrens.

## **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). Das dritte Teilprojekt durchlief relativ zügige Bauprojekts- und PGV-Phasen von zweieinhalb respektive knapp zwei Jahren (ein SÜL-Verfahren war nicht notwendig). 2017 und 2018 konnten die Freileitung *Châtelard-La Bâtiatz (NdD\_2)* und die unterirdische Kabelleitung *Châtelard-Nant de Drance (NdD\_3)* innerhalb der Kaverne als Verbindung zwischen dem Kraftwerk Nant de Drance und dem Unterwerk Châtelard fertiggestellt und in Betrieb genommen werden. Der dritte und letzte Abschnitt, die unterirdische Verbindung zwischen *Le Verney/Rosel-Bâtiatz (NdD\_1)* ist noch im Bau; die Inbetriebnahme dieses Leitungsabschnitts ist für ca. 2022 vorgesehen. Das Kraftwerk konnte nach Angaben von Swissgrid dennoch bereits provisorisch ans Höchstspannungsnetz angeschlossen werden, indem 2019 die Spannung einer der beiden bestehenden Freileitungen La Bâtiatz-Rosel von 220 auf 380 Kilovolt erhöht wurde.

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 2023 in Betrieb gehen.

Das Projekt **Obfelden-Samstagern** sieht die Verstärkung der bestehenden Leitungen von 150 kV auf 380/220 kV vor. Zudem soll der Bahnstrom mit 132 kV teilweise auf derselben Leitung gebündelt werden. Das Vorhaben ist in verschiedene Abschnitte unterteilt: Beim Abschnitt *Wollishofen (Frohalm)-Waldegg* setzte der Bundesrat Ende 2015 nach einem dreieinhalbjährigen SÜL-Verfahren den Planungskorridor für eine Kabelleitung fest, das Bauprojekt ist in Vorbereitung. Der Abschnitt *Kilchberg-Wollishofen (Frohalm)* ist sachplanbefreit und die Linienführung wird ausgearbeitet. Nachdem das Bundesgericht beim Abschnitt *Schweikrüti (Mast 46)-Kilchberg* das Plangenehmigungsdossier ans BFE zurückgewiesen hatte, verfügte dieses den Bau einer Freileitung. Gegen diese Verfügung wurden beim Bundesverwaltungsgericht Beschwerden eingereicht. Diese wurden im Februar 2020 abgewiesen und eine Freileitung verfügt. Gegen diesen Entscheid sind beim Bundesgericht Beschwerden eingegangen. Das Bundesgericht hat das Gesuch um aufschiebende Wirkung am 23. Juni 2020 abgewiesen. Der Schriftverkehr wurde am 25. September abgeschlossen. Die Leitung *Waldegg-Obfelden* ist eine bestehende mit 150 kV betriebene Leitung, für die im September 2016 der Nachweis der Einhaltung der Verordnung über den Schutz vor nichtionisierender Strahlung (NISV) für den Betrieb mit 220/380 kV erbracht wurde (ESTI). In Abstimmung mit dem Bau des Unterwerkes Waldegg will Swissgrid zu gegebener Zeit beim ESTI das Gesuch um Spannungserhöhung von 2x150 kV auf 2x220 kV einreichen. Der Abschnitt *Siebnen-Samstagern* ist seit 2014 im PGV BFE, die weiteren Schritte sind in Abklärung. Die Realisierung des Gesamtprojekts ist per 2030 vorgesehen.

Zwischen **Grynau und Siebnen** wird die bestehende 220-kV-Freileitung durch eine neue 380-kV-Leitung ersetzt. Das Vorhaben wurde bereits vor der Erarbeitung des SÜL initiiert und durchlief ein knapp zehnjähriges PGV beim ESTI, welches das Dossier im Oktober 2006 ans BFE überwies. Dieses verfügte gut zwei Jahre später die Plangenehmigung, welche ans Bundesverwaltungsgericht weitergezogen wurde. Das Gericht wies das Verfahren ans BFE zurück und forderte eine Studie zur Erdverlegung der Leitung und eine anschliessende Neubeurteilung des Vorhabens. Auf Antrag von Swissgrid hat das BFE das Verfahren zwischen Ende 2013 und Ende Juni 2020 mehrmals sistiert. Am 30. Juni 2020

reichte Swissgrid beim BFE ein überarbeitetes und aktualisiertes Plangenehmigungsdossier zur Genehmigung ein. Die Realisierung ist bis 2028 vorgesehen.

Im Urner Talboden verlegen Swissgrid und die SBB Hochspannungsleitungen. Ende 2001 hat die damalige Eigentümerin Alpiq ein Plangenehmigungsgesuch zur Totalsanierung des Teilabschnittes Ingenbohl-Mettlen der 380-kV-Leitung **Amsteg-Mettlen** eingereicht. Mittlerweile ist ein Grossteil der Leitung saniert, zuletzt konnte im Frühling 2008 der Abschnitt *Eyschachen bei Altdorf* in Betrieb genommen werden. Noch hängig ist der Abschnitt *Lauerz*, der sich momentan im Bauprojekt befindet. Auf SÜL-Verfahren konnte verzichtet werden, weil die raumplanerischen Auswirkungen bereits im Rahmen des SÜL-Verzichtsgesuchs respektive auf kantonaler und kommunaler Ebene behandelt werden konnten. Die Auflagen aus dem SÜL-Verzicht werden weiter ausgearbeitet. Die Realisierung ist bis 2028 geplant.

Swissgrid plant im Rahmen der Ersatzplanung, die 220-kV-Freileitung **Airolo-Mettlen** zu erneuern. Unter dem Aspekt der Bündelung von Infrastruktur sieht die aktuelle Planung des zweiten Gotthardstrassentunnels einen separaten Werkleitungskanal unter der Fahrbahn vor. Swissgrid wird unter Berücksichtigung der Anrechenbarkeit der Investitionen prüfen, ob eine solche Variante umgesetzt werden kann. Die Verkabelung stellt eine Alternative zur Sanierung der Freileitung auf diesem Abschnitt vor.

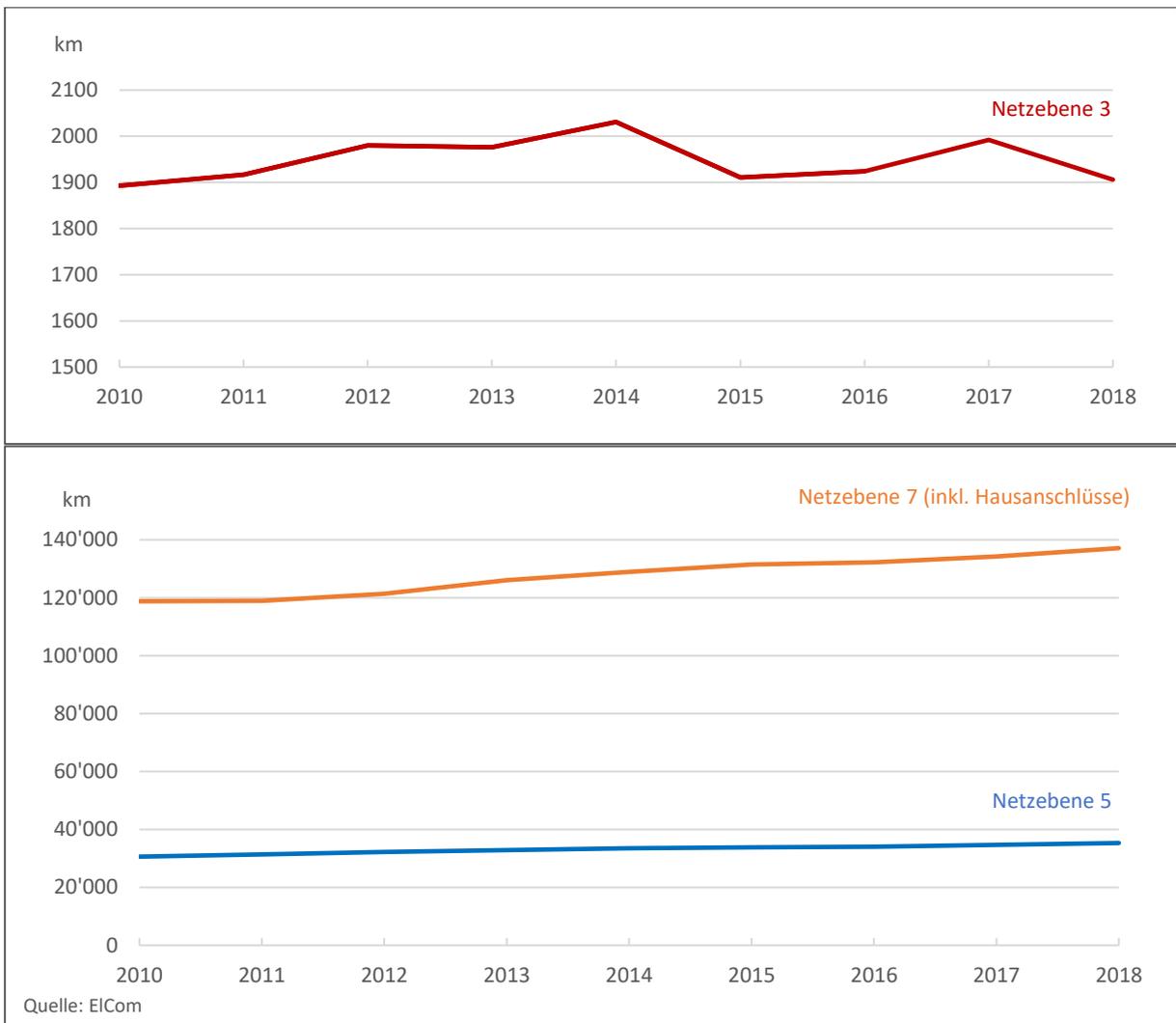
(Quellen: BFE/Swissgrid, 2020 / Swissgrid 2015).

## 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 Kriterien<sup>23</sup> 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). Das Monitoring beobachtet deshalb in erster Linie die Entwicklung der Verkabelung auf der Verteilnetzebene. Dies gibt auch einen Hinweis auf die Wirkung des Mehrkostenfaktors.

---

<sup>23</sup> vgl. BFE-Bewertungsschema Übertragungsleitungen: [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch).  
38/111



**Abbildung 15:** Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

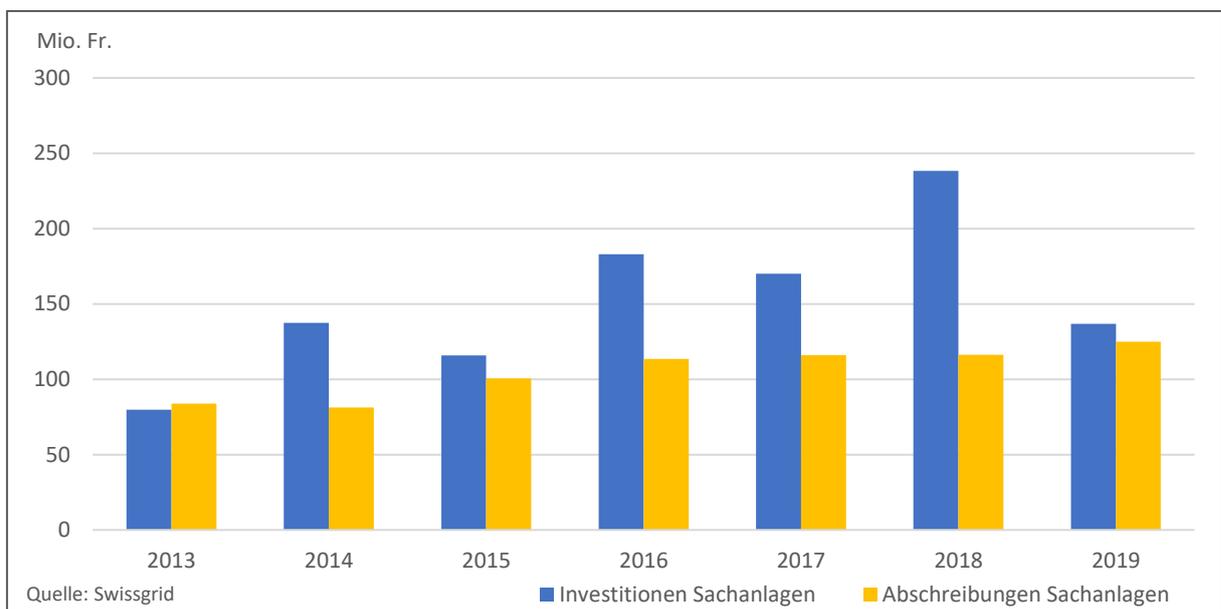
Verkabelungen im Verteilnetz haben seit 2010 auf allen Netzebenen, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass, zugenommen, wie *Abbildung 15* zeigt. Allgemein gilt, dass bei den unteren Netzebenen der Bestand an verkabelten Leitungen höher ist; insbesondere Netzebene 7 ist heute schon nahezu vollständig 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 sowie zwischen 2017 und 2018 eine rückläufige Entwicklung, die Gründe dafür sind unklar. Die drei Verteilnetzebenen (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüssen) haben eine Gesamtlänge von rund 198'231 Kilometern, wovon knapp 88 Prozent verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von rund 6700 Kilometern aufweist. Bei der Leitung «Beznau-Birr» (s. oben) mit der Teilverkabelung am «Gäbihübel» bei Bözberg/Riniken wurde indes erstmals ein längeres Teilstück (rund 1,3 Kilometer) einer 380-kV-Höchstspannungsleitung in den Boden verlegt und in Betrieb genommen. Ein Verkabelungsprojekt auf der höchsten Spannungsebene besteht zudem beim Netzvorhaben «Bâtiaz-Le Vernay», wo der Bau einer neuen 2 x 380-kV-Kabelleitung als Ersatz für die bestehende

220-kV-Freileitung vorgesehen ist, die das Rhônetal auf einer Länge von 1,3 Kilometern durchquert. Ein weiteres Verkabelungsprojekt einer Übertragungsleitung ist die Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung für das ASR-Vorhaben im Kanton Genf auf einer Länge von 4,5 Kilometern (Quellen: EICom, 2020a / BFE/Swissgrid, 2020).

## 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.

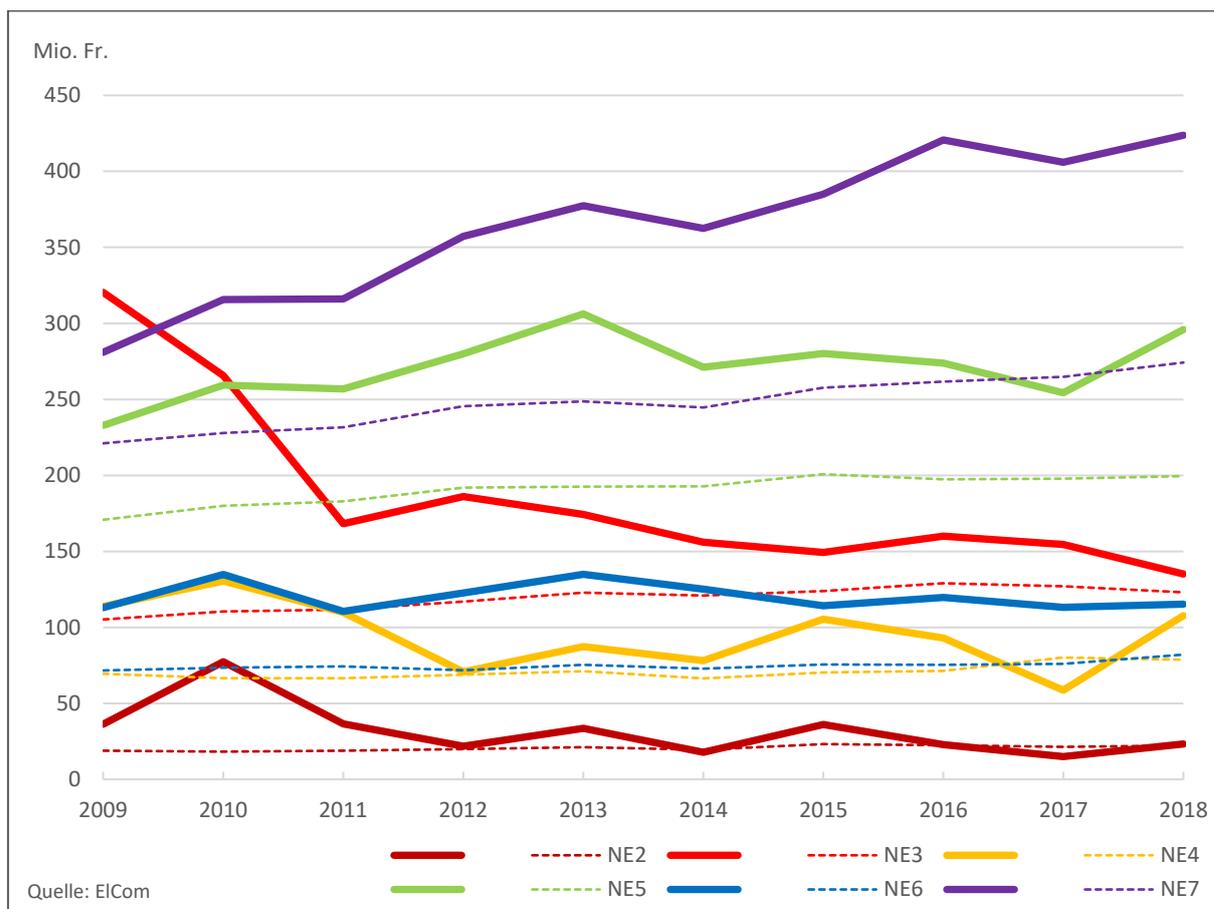
### Investitionen ins Übertragungsnetz und Abschreibungen



**Abbildung 16:** Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz

Abbildung 16 zeigt die Investitionen in Sachanlagen sowie die Abschreibungen von Sachanlagen des Übertragungsnetzes. Zwischen 2013 und 2019 schwankten die Investitionen in das Übertragungsnetz zwischen 80 Mio. und 238 Mio. Franken. Demgegenüber standen Abschreibungen in der Höhe von 84 Mio. bis 125 Mio. Franken pro Jahr. 2013 bis 2016 sind die Investitionen gestiegen. Nach einer leichten Abnahme 2017 sind die Investitionen 2018 wieder angestiegen. Die geringeren Investitionen 2019 sind auf eine Anpassung bei der mittelfristigen Investitionsplanung und auf Verzögerungen von Projekten zurückzuführen. 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: EICom, 2020d).

## Investitionen ins Verteilnetz und Abschreibungen



**Abbildung 17:** Investitionen (fett) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.)

Abbildung 17 zeigt, dass die **Investitionen** (nominal) in die Netzebenen 7 und 5 zwischen 2009 und 2018 tendenziell gestiegen sind. Bei Netzebene 3 sind die Investitionen im gleichen Zeitraum gesunken, bei Netzebene 4 war dies bis 2017 auch der Fall, 2018 ist indes ein starker Anstieg zu verzeichnen. Die Netzebenen 6 und 2 weisen über die gesamte Betrachtungsperiode relativ konstante Werte auf.

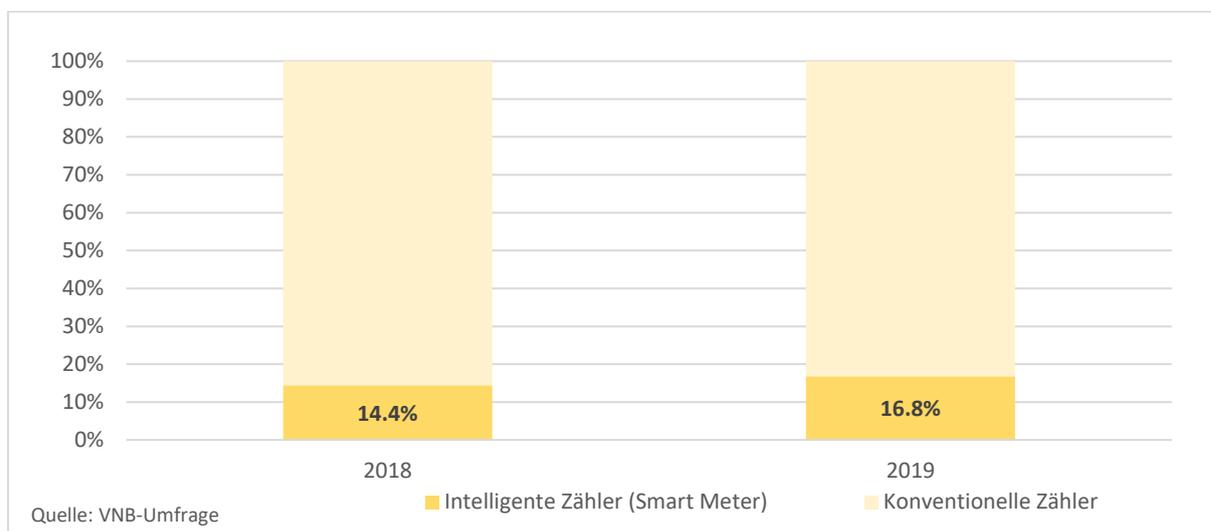
Bei den **Abschreibungen** ist ein Anstieg bei Netzebene 7 zu beobachten, während sie bei den anderen Netzebenen zumindest in den letzten Jahren in etwa konstant geblieben sind; die Abschreibungen liegen bei der Betrachtung pro Netzebene (mit Ausnahme der Netzebenen 2 und 4 im Jahr 2017) unter den Investitionen.

**Bei der Gesamtbetrachtung über alle Netzebenen im Zeitraum 2009 bis 2018** blieben die Investitionen sowie die Abschreibungen stabil. Die Verteilnetzbetreiber investierten im Durchschnitt rund 1,4 Mrd. Franken pro Jahr. Die Abschreibungen sind in diesem Zeitraum von 891 Mio. auf über 940 Mio. Franken gestiegen. Dadurch ist der Investitionsüberschuss von etwa 510 Mio. auf knapp 460 Mio. Franken 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 EICom die Investitionstätigkeit ins Verteilnetz weiterhin als ausreichend (Quelle: EICom, 2020a+c).

## Entwicklung der intelligenten Netze

Der steigende Anteil an dezentraler Stromerzeugung führt zu zahlreichen Herausforderungen an die Stromnetze. Neben Erneuerung und Ausbau ist daher der Umbau in Richtung eines intelligenten Netzes (Smart Grid) eine wichtige Stossrichtung der Energiestrategie 2050. Durch den Einsatz von Informations- und Kommunikationstechnologien entstehen integrierte Daten- und Elektrizitätsnetze mit neuartigen Funktionalitäten. So können intelligente Steuerungen beispielsweise die fluktuierende Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energien sowie den Stromverbrauch ausbalancieren. Smart Grids gewährleisten einen sicheren, effizienten und zuverlässigen System- und Netzbetrieb und tragen dazu bei, den Netzausbaubedarf zu verringern. Die nachfolgenden Indikatoren zeigen die Entwicklung wichtiger Komponenten dieses intelligenten Netzes: Intelligente Zähler (Smart Meter), Spannungsregelungsinstrumente (Transformation), neue netzdienliche Steuer- und Regelungsinstrumente inklusive dem Anteil der steuerbaren Leistung im Netz (Flexibilität).

### Intelligente Zähler (Smart Meter)

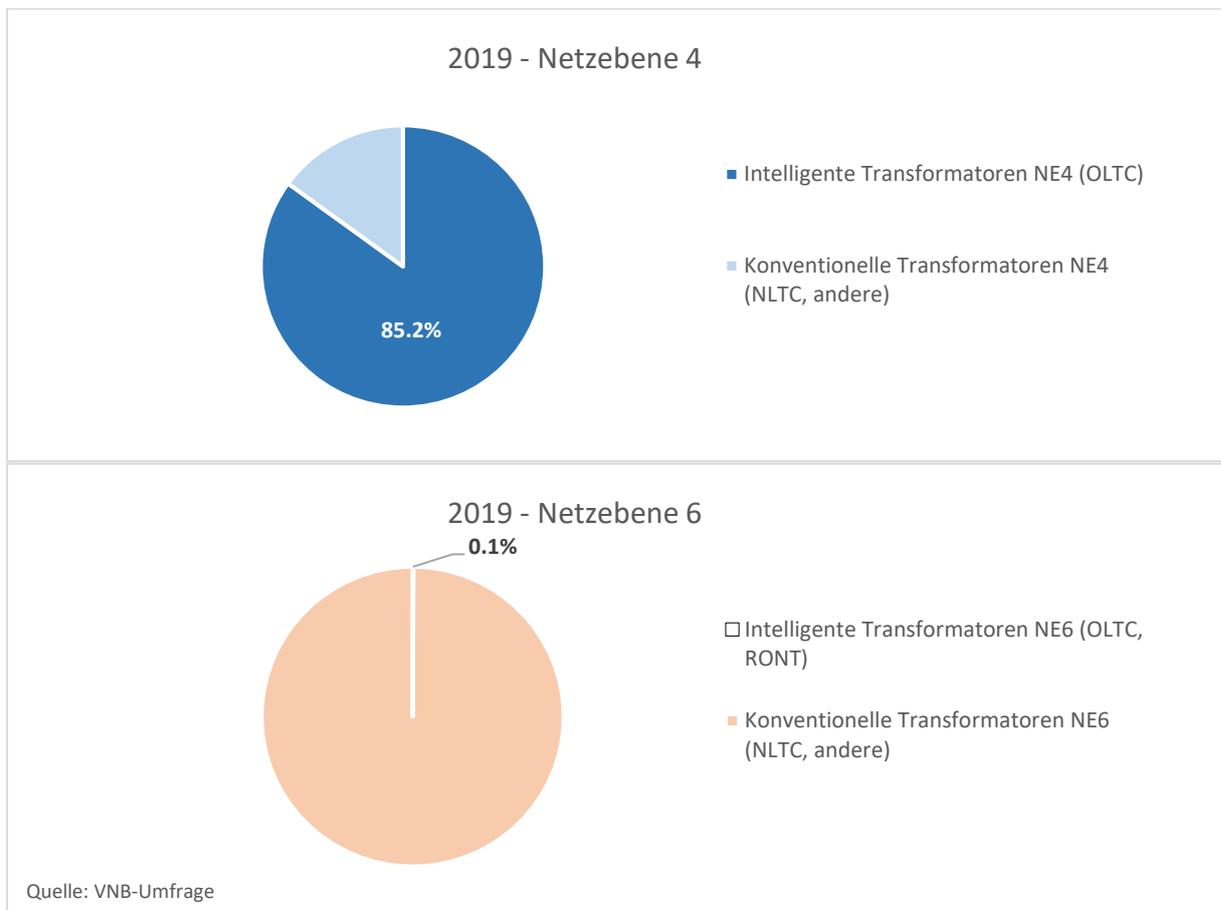


**Abbildung 18:** Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern<sup>24</sup>

Intelligente Zähler (Smart Meter) sind eine zentrale Komponente intelligenter Netze. Ihre Einführung wird als ein erster wichtiger Schritt in Richtung Smart-Grids gesehen. Entsprechend legt die Stromversorgungsverordnung (StromVV) technische Mindestanforderungen fest und schreibt die Einführung solcher Systeme vor: Mit einer Übergangsfrist von 10 Jahren ab Inkraftsetzung der StromVV per Anfang 2018 (also bis Ende 2027) müssen demnach 80 Prozent aller Messeinrichtungen in einem Netzgebiet den Anforderungen entsprechen, die restlichen 20 Prozent dürfen bis zum Ende ihrer Funktionstauglichkeit im Einsatz stehen. Im Jahr 2019 waren nach Angaben der Verteilnetzbetreiber schweizweit rund 944'220 Smart Meter installiert und werden als solche betrieben, das ist ein Anteil von knapp 17 Prozent, wie *Abbildung 18* zeigt (2018: gut 14%) (Quelle: VNB, 2020).

<sup>24</sup> Die Umfrage startete erstmals 2019 mit Daten für das Lieferjahr 2018. Die Umfrage wurde anschliessend überarbeitet, weil die 2018er-Daten mit Ausnahme der Smart Meter noch zu wenig robust waren – das Monitoring publiziert deshalb mit dieser Ausnahme erst Daten ab 2019. Diese können nicht vollständig plausibilisiert werden.

## Spannungsregelungsinstrumente (Transformation)



**Abbildung 19:** Entwicklung von Transformatoren mit Spannungsregelung unter Last

Die intelligente Transformation der elektrischen Spannung aus dem Mittelspannungsnetz auf die niederen Spannungsebenen ist eine wichtige Komponente des Smart Grids. Im Fokus stehen Laststufenschalter, welche unter Last das Übersetzungsverhältnis verändern und so die Spannung im Verteilnetz regeln können (sog. On Load Tap Changer OLTC). Darunter fallen auch sogenannte regelbare Ortsnetztransformatoren (RONT). Solche Komponenten ermöglichen beispielsweise eine verstärkte Einspeisung von Solarstrom, ohne dass die Netzspannung dadurch unzulässig ansteigt oder abfällt. Mit der zunehmenden Dezentralisierung der Stromproduktion ist der Einsatz solcher Systeme insbesondere auf den Netzebenen 4 und 6 interessant; gemäss den Ergebnissen der Umfrage bei den Verteilnetzbetreibern sind auf Netzebene 4 solche intelligenten Komponenten schon sehr verbreitet, wie *Abbildung 19* zeigt. Auf Netzebene 6 spielen sie eine noch untergeordnete Rolle, dort dominieren noch herkömmliche Transformatoren ohne Stufenschalter und solche ohne Spannungsregelung unter Last, sog. No Load Tap Changer NLTC (Quelle: VNB, 2020).

## Steuer- und Regelsysteme (Flexibilität)

Art der Anlage	Bestand am 31.12.
Neue netzdienlich eingesetzte Steuerungsanlagen bei Stromverbrauchern (NE7)	100'904 Anlagen
Herkömmliche Rundsteuerungsanlagen bei Stromverbrauchern (NE7)	1'396'404 Anlagen
Neue netzdienlich eingesetzte Steuerungsanlagen bei Stromerzeugern (NE7)	3308 Anlagen
<i>Total</i>	<i>1'500'616 Anlagen</i>

**Abbildung 20:** Steuer- und Regelsysteme auf der untersten Netzebene im Jahr 2019 (Quelle: VNB-Umfrage)

Der Einsatz von intelligenten Steuer- und Regelsystemen bei Endverbrauchern und Erzeugern ist ein weiteres zentrales Merkmal von intelligenten Netzen. Dem Markt und dem Netz wird so genannte Flexibilität zugeführt, die zum Ausgleich der Fluktuationen der erneuerbaren Energien notwendig ist. Unter netzdienlichem Einsatz der Flexibilität wird die Steuerung der Einspeisung von elektrischer Energie und des Verbrauchs durch den Netzbetreiber verstanden. Das Monitoring beobachtet auf der Lastseite solche neuen netzdienlich eingesetzten Steuerungsanlagen bei Stromverbrauchern und die herkömmlichen Rundsteuerungsanlagen sowie auf der Produktionsseite neue netzdienlich eingesetzte Steuerungsanlagen bei Stromerzeugern auf der untersten Netzebene 7. Diese Anlagen können vom Netzbetreiber selber gesteuert werden. 2019 waren auf Seiten der Stromverbraucher überwiegend die herkömmlichen Rundsteuerungsanlagen im Einsatz, wie *Abbildung 20* zeigt. In deutlich geringerer Zahl sind neue Steuerungsanlagen auf Seiten der Stromerzeuger vorhanden (Quelle: VNB, 2020).

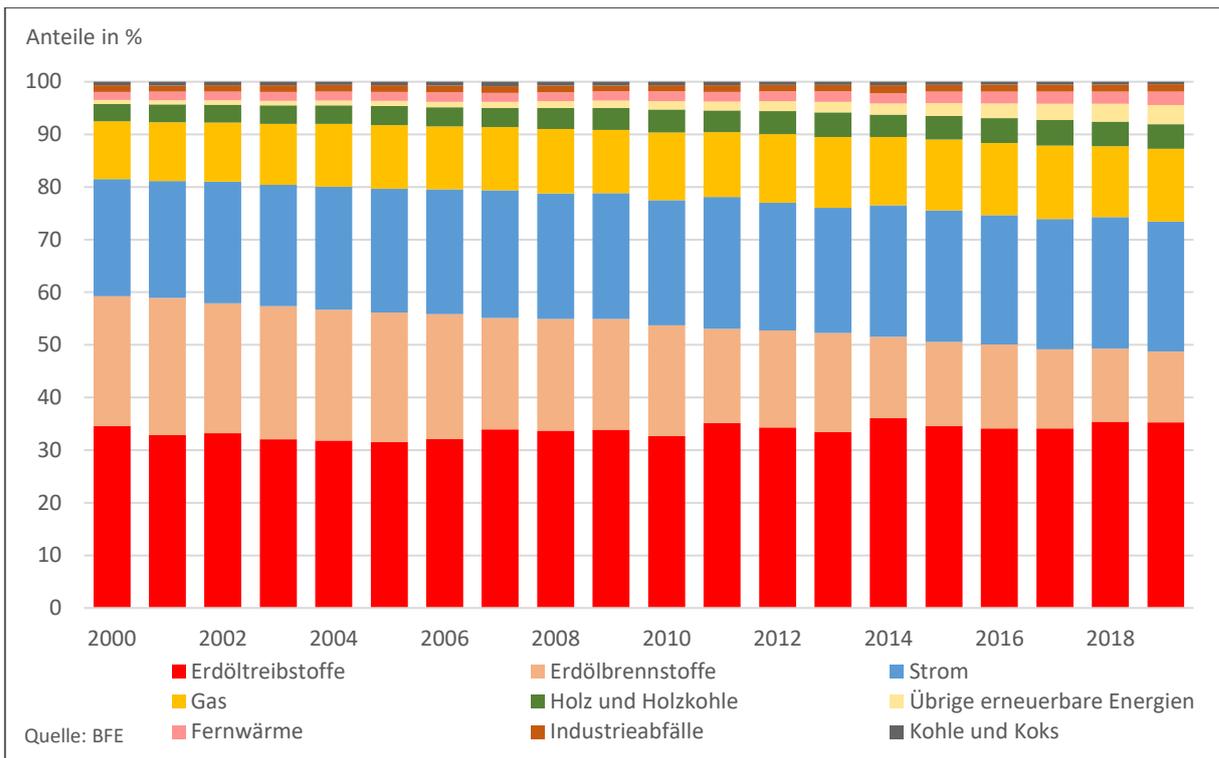
# Themenfeld Versorgungssicherheit

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

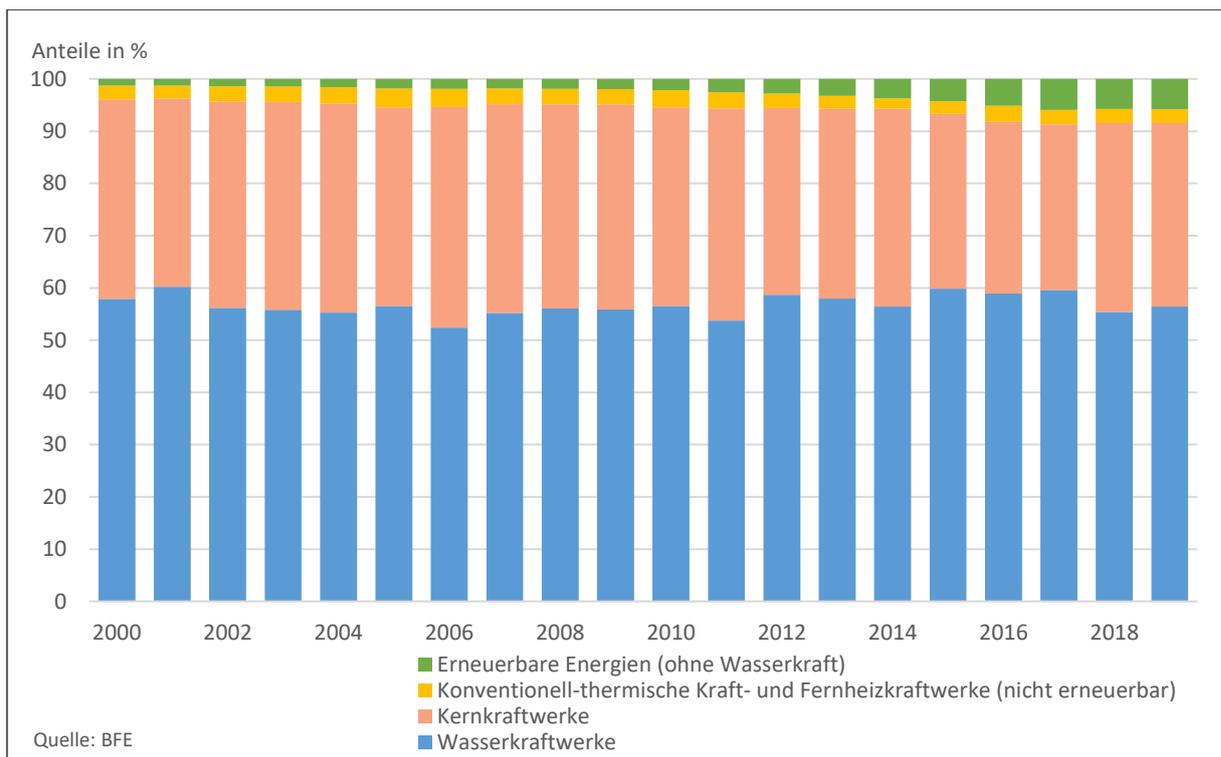
### Diversifizierung der Energieversorgung

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 21* gegeben.



**Abbildung 21:** Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

Abbildung 21 zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtreibstoffe internationaler Flugverkehr) 2019 knapp 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 2019 um 10 Prozentpunkte zurück, bedingt durch die Reduktion bei den Erdölbrennstoffen. Zugenommen haben die Anteile von Gas (+2,8%), Strom (+2,4%), Holz und Holzkohle (+1,4%), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+2,9%) und Fernwärme (+1%). Im Vergleich zum Vorjahr gab es 2019 keine grösseren Abweichungen in der Aufteilung: Erdölbrennstoffe (-0,4%), Erdöltreibstoffe (-0,1%), Gas +0,3%), Strom (-0,3%) und erneuerbare Energien (+0,2%). Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt (Quelle: BFE, 2020a).



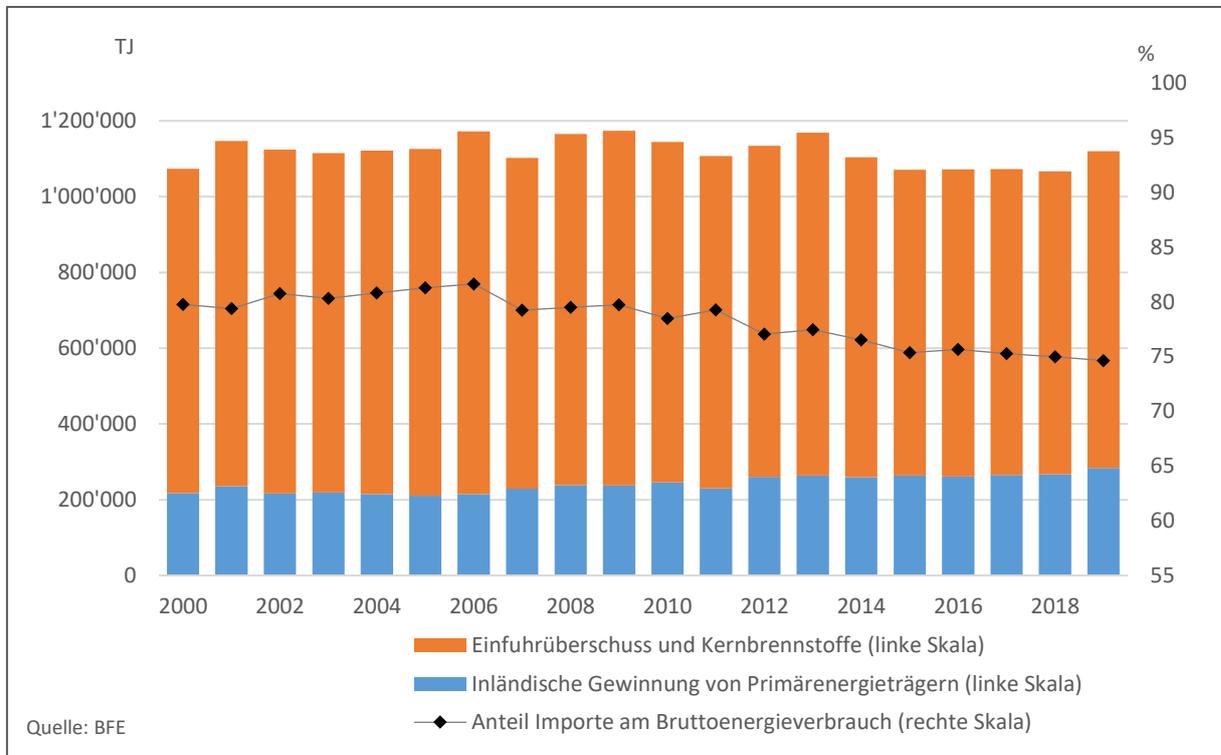
**Abbildung 22:** Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Energieträgern

Die Entwicklung der Anteile produzierter Elektrizität nach den verschiedenen Energieträgern ist in *Abbildung 22* dargestellt. Die Grafik zeigt, dass der in der Schweiz produzierte Strom zu einem überwiegenden Teil aus Wasserkraft- (rund 56%) und Kernkraftwerken (rund 35%) stammt. Die jeweiligen Anteile sind zwischen 2000 und 2019 relativ konstant geblieben, auch wenn sich jährliche Schwankungen ergeben. Trotz der grösseren Verfügbarkeit der Kernkraftwerke (2019: 86,9%, 2018: 83,9%) hat der Anteil von Kernkraftwerken leicht abgenommen (-1%). Die am 20. Dezember 2019 erfolgte Einstellung des Leistungsbetriebs des Kernkraftwerks Mühleberg hatte noch kaum Einfluss auf den Anteil von Kernkraftwerken an der Stromproduktion. Mittlerweile hat der Anteil der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien zugenommen (2019: rund 6%). Dies führt tendenziell zu einer breiteren Diversifizierung, wohingegen die nicht erneuerbare Produktion aus konventionell-thermischen Kraftwerken stabil bleibt (2019: knapp 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, 2020a+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 jedoch 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 Kernbrennstoffen<sup>25</sup>) 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 23:** Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %)

Abbildung 23 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 graue 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: 2019 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 74,6 Prozent (2018: 75,0% und 2006: 81,6%). 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 Versorgungs-

<sup>25</sup> Bei den Kernbrennstoffen fliesst die produzierte thermische Energie gemäss internationalen Konventionen mit einem Wirkungsgrad von 33% ein und nicht die produzierte Elektrizität.

sicherheit. Diese Abhängigkeit wird teilweise durch die gute Lagerfähigkeit in umfangreichen 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 Gas-Fernleitungsnetz, 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 angewiesen; dieser Aspekt wird im nachfolgenden Unterkapitel „Stromversorgungssicherheit“ betrachtet (Quellen: BFE, 2020a / BFS/BAFU/ARE, 2020).

## 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 (EiCom) und aus 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. 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“ (SA). 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 führten 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**, welche Anfang 2020 publiziert wurde. Diese basiert wie bereits 2017 auf einer Palette von energiewirtschaftlichen Szenarien betreffend Angebots- und Nachfrageentwicklung in der Schweiz und in Europa. Die Ergebnisse der aktualisierten SA-Studie 2019 decken sich mit den Erkenntnissen der Vorgängerstudie aus dem Jahr 2017: Für die erwarteten politischen Entwicklungen der Referenzszenarien zeigen sich keine Lastabwürfe<sup>26</sup> in der Schweiz, unabhängig von der nationalen Angebotsstruktur («Erneuerbare und Importe» oder «Konventionelle und Erneuerbare»). Diese Beurteilung gilt damit auch für die Zeit nach der Abschaltung der Kernkraftwerke

---

<sup>26</sup> Beim Unterschreiten einer bestimmten Netzfrequenz werden mit einem Lastabwurf einzelne Versorgungsgebiete abgeschaltet. Dadurch wird das Netz gesamthaft entlastet, weil die Anzahl der Stromverbraucher verringert wird. Diese Massnahme schützt das Stromnetz als Ganzes und verhindert so überregionale oder gar länderübergreifende Stromausfälle.

in der Schweiz. Eine Verzögerung des Netzausbaus sowie eine Limitierung der Schweizer Importmöglichkeiten haben kaum Einfluss auf diese Versorgungslage. Ebenso zeigt sich keine Verschärfung der Schweizer Versorgungslage bei den ausgewählten europäischen Kapazitätsreduktionen (Kernkraftwerke in Frankreich, Kohlekraftwerke in Deutschland). Lokale Probleme treten erst bei einem deutlichen Auseinanderdriften von Nachfrage und Angebot auf, welche im Rahmen der Elektrifizierungsvariante analysiert wurden. In Kombination mit weiteren netz- und angebotsseitigen Variationen führte die erhöhte Nachfrage auch zu erhöhten Versorgungsproblemen. Unter diesen Bedingungen kann der Ausbau lokaler Schweizer Erneuerbaren-Kapazität einen Beitrag zur Schweizer Versorgungssicherheit leisten, wobei das Problem der gesamteuropäischen Versorgungssicherheit bestehen bleibt. Die gute Versorgungslage der Schweiz basiert dabei auf zwei Säulen: *Erstens auf der guten Vernetzung der Schweiz mit den Nachbarländern*. In allen Szenarien ist die Schweiz zur Deckung ihrer Gesamtnachfrage auf Importe angewiesen, während die Schweizer Wasserkraft v.a. exportorientiert operiert. Entsprechend sind die Verfügbarkeit von Austauschkapazitäten mit den Nachbarländern entscheidend. In den Modellen selber wird die Netzkapazität entsprechend ihrer physischen Möglichkeiten abgebildet, welche mehr als ausreichend für den Schweizer Austauschbedarf sind. Mögliche Knappheiten auf der europäischen Exportseite können zweitens durch *die wichtige Säule der Schweizer Versorgung – der flexiblen Wasserkraft* – ausgeglichen werden: Durch sie kann auch in kritischen Szenarien die Last in der Schweiz gedeckt werden, da die stündliche und tägliche Nachfragedynamik im europäischen Stromsystem in der Regel genug Zeitfenster für Importe und Pumpspeichereinsatz verfügbar hält. Entsprechend ist die Schweiz in der Regel auch Exporteurin in den kritischen Versorgungsstunden, unabhängig von der eigenen lokalen Nachfragesituation. *Ein zusätzlicher Ausbau erneuerbarer Energien wird daher die Versorgungslage in der Schweiz positiv beeinflussen*, da die zusätzliche Einspeisung – selbst wenn sie nicht zu Spitzenlastzeiten stattfindet – die Schweizer Flexibilität in Bezug auf Importbedarf und Wasserkrafteinsatz erhöht. Die Erkenntnisse der vorliegenden Studie und der SA 17 zeigen, dass für die Schweiz die Einbindung in den grenzüberschreitenden Stromhandel in Europa weiterhin zentral ist. Dank der verfügbaren Wasserkraftkapazitäten kann auf viele europäische Entwicklungen reagiert werden, ohne signifikante Versorgungsprobleme befürchten zu müssen. Dennoch sollte gemäss der SA-Studie 2019 ein regelmässiges Monitoring der möglichen Entwicklungen in der Schweiz und in Europa fortgesetzt werden, um langfristig potenziell kritische Trends (z.B. deutlich höheres Nachfragewachstum ohne entsprechende Anpassung auf der Angebotsseite und den damit verbundenen benötigten Netzkapazitäten) rechtzeitig identifizieren und entsprechende notwendige Massnahmen ergreifen zu können. Der Bundesrat hat mit den Revisionen des Energie- und des Stromversorgungsgesetzes zudem vorgeschlagen, das Förderinstrumentarium für Strom aus Wasserkraft und den neuen erneuerbaren Energien anzupassen und so zu den notwendigen Investitionen beizutragen; ausserdem soll im Sinne einer «Energieversicherung» eine Speicherreserve eingerichtet werden, um die Schweiz auch in unvorhersehbaren Extremsituationen sicher zu versorgen. Aus der vorliegenden SA-Studie 2019 sind im Weiteren bei der Elektrifizierungsvariante noch keine abschliessend belastbaren Ergebnisse verfügbar. System Adequacy Studien, welche den Aspekten einer längerfristig vollständigen Dekarbonisierung angemessen Rechnung tragen, müssen daher mindestens Entwicklungsszenarien für die Schweiz und die EU bis 2050 abbilden; dies insbesondere bezüglich Kraftwerkspark und Nachfrageentwicklung, hierfür angepasste Netzausbaupläne, sowie im Hinblick auf angepasste Nachfragedynamiken und Strukturparameter für flexibilitäts anbietende Technologien (Quellen: Universität Basel/ETHZ, 2019+2017 / Bundesrat, 2020b+c).

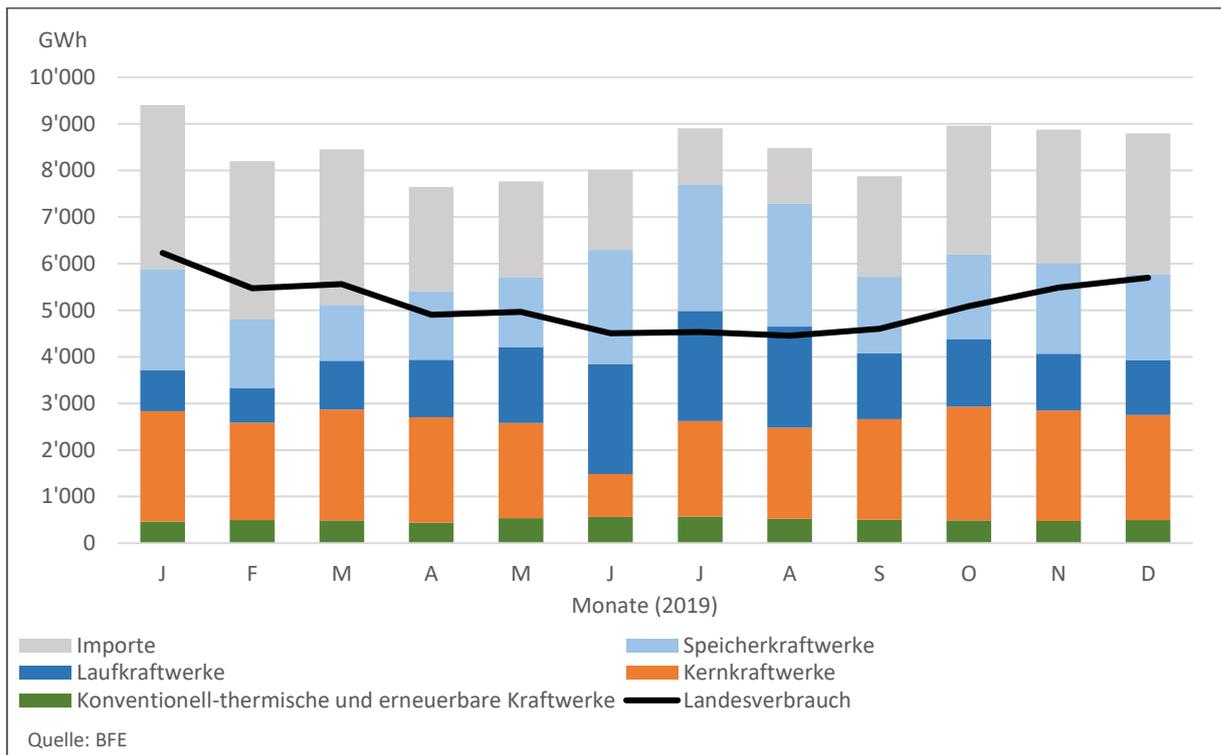
Mitte Juni 2020 publizierte die Eidgenössische Elektrizitätskommission (EiCom) eine SA-Studie mit **Zeithorizont 2030**. Aus den numerischen Resultaten lässt sich nach den Angaben der EiCom folgern, dass die System-Adäquanz in den wahrscheinlichen Szenarien (Basisszenario 2030 und Stressszenario 1-2030) durch den Markt gewährleistet werden kann. Allerdings ist dabei zu berücksichtigen, dass gerade für das wahrscheinliche Basisszenario von einer maximalen Verfügbarkeit der Schweizer Produktion und von Bandenergie in Frankreich ausgegangen wird. Da bis 2030 in Deutschland weiter Bandproduktion ausser Betrieb genommen wird, nimmt die Bedeutung der Verfügbarkeit der französischen (und

schweizerischen) Produktion im Winterhalbjahr tendenziell zu. Die höhere steuerbare Produktion in Frankreich erscheint die wichtigste Verbesserung im Vergleich zur Situation 2025. Durch eine tiefere Wahrscheinlichkeit von Versorgungsengpässen in Frankreich nimmt auch das Risiko ab, dass Versorgungsengpässe in die Schweiz importiert werden. Die Resultate der Stressszenarien für 2030 zeigen aber auch, dass bei einer Verkettung unglücklicher Umstände Situationen mit nicht gelieferter Energie im Winterhalbjahr nicht ausgeschlossen werden können. Versorgungsprobleme ergeben sich bei den getroffenen Annahmen am ehesten im Winter, insbesondere wenn die beiden grossen Kernkraftwerke nicht verfügbar sein sollten (Quelle: ECom, 2020e).

Ergänzend publizierten die Übertragungsnetzbetreiber aus den Mitgliedsstaaten des Pentalateralen Energieforums (Penta-Forum: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich, Schweiz) im Mai 2020 ihren dritten gemeinsamen Bericht über die regionale Sicherheit der Stromversorgung (Zentral-West-Europa) mit **Zeithorizont bis 2025**. Die Resultate für die Schweiz zeigen im Basisszenario bis dahin keine relevanten Versorgungsengpässe (Quelle: PENTA, 2020).

## 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 2019 auf und stellt zudem die jeweiligen physikalischen Importe dar.

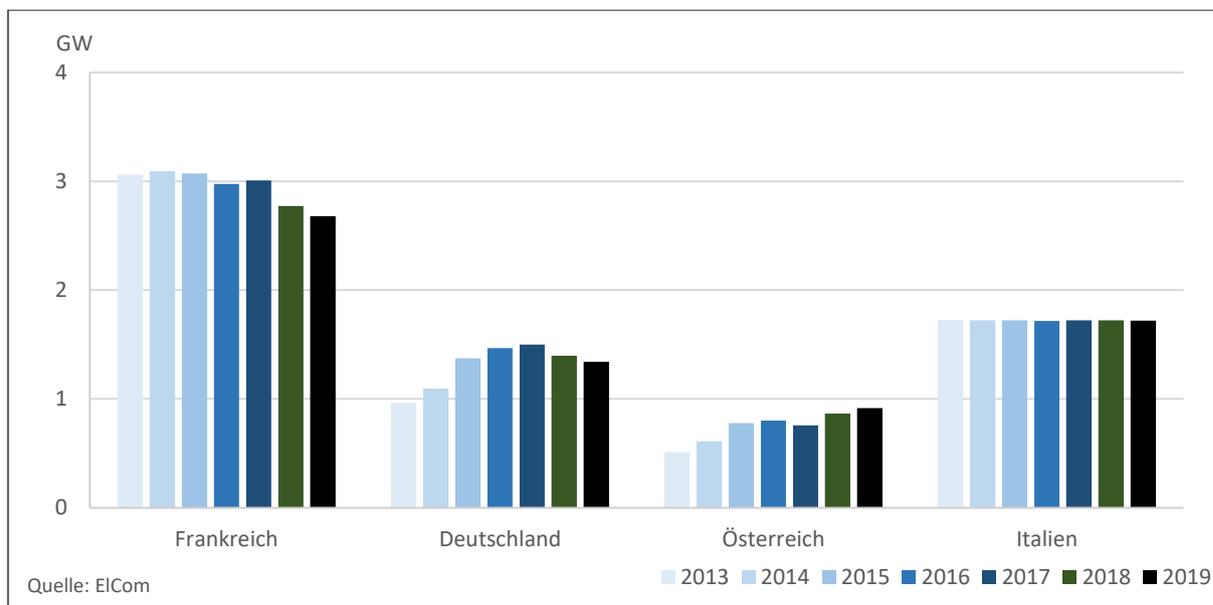


**Abbildung 24:** Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2019

Bei der monatlichen Betrachtung zeigt sich, dass die Schweiz in den Sommermonaten jeweils mehr Strom produziert als verbraucht (s. *Abbildung 24*). Entsprechend wird im Sommer per Saldo Strom exportiert. Im Gegensatz dazu ist in den Wintermonaten teilweise nicht genügend inländische Produktion vorhanden, um den Landesverbrauch zu decken und die Schweiz importiert per Saldo Strom. 2019 war diese Situation trotz der Einstellung des Leistungsbetriebs des Kernkraftwerks Mühleberg am 20. Dezember 2019 wenig ausgeprägt; dies insbesondere aufgrund der höheren Produktion der Wasserkraftwerke auch in den Winterquartalen sowie der höheren Verfügbarkeit des Kernkraftwerks Leibstadt. Mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernenergie dürfte der Bedarf nach Stromimporten im Winterhalbjahr tendenziell 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 Wasserkraft und anderen erneuerbaren Energien auszubauen und den Stromverbrauch zu reduzieren. Zur längerfristigen Sicherstellung der Versorgungssicherheit beabsichtigt der Bundesrat zudem weitere Massnahmen im Rahmen der laufenden Revisionen des Energiegesetzes und des Stromversorgungsgesetzes (Quellen: BFE, 2020c / Bundesrat, 2020b+c+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 kann die Schweiz einen Teil der Stromversorgung mit Importen 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.



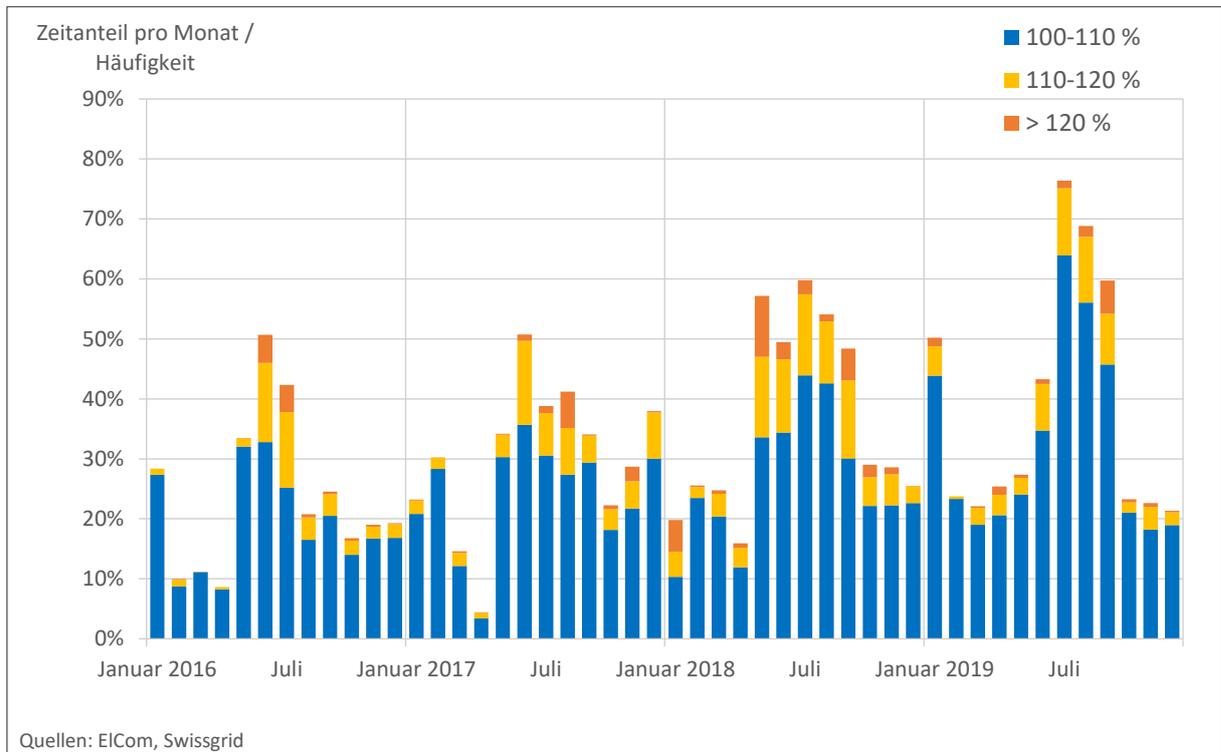
**Abbildung 25:** Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW)

Abbildung 25 zeigt die jährlichen Durchschnittswerte der stündlichen Importkapazität (NTC) an den vier Schweizer Landesgrenzen (jene des Fürstentums Liechtenstein wird der Importkapazität Österreich-Schweiz angerechnet). Die zunehmenden ungeplanten Lastflüsse tragen dazu bei, dass die Durchschnittswerte am sog. Norddach (Österreich, Deutschland, Frankreich) seit 2018 abnehmen. So ging die Importkapazität aus Frankreich und Deutschland 2019 im Durchschnitt weiter zurück, was aber teilweise durch die Zunahme der Importkapazität aus Österreich, deren Grosshandelsmarkt seit Oktober 2018 vom deutschen Markt entkoppelt wurde, kompensiert werden konnte. Umgekehrt blieb die Importkapazität aus Italien relativ stabil. Bisher gilt diese in Normal-Situationen für die Versorgungssicherheit der Schweiz als weniger relevant als die Importkapazität am Norddach. Mit der zunehmenden Volatilität der Märkte und dem Kernkraft- und Kohleausstieg in Deutschland wird künftig aber auch der Import aus Italien wichtiger (Quelle: ECom, 2020a).

## Belastung N-1 im Übertragungsnetz

Eine zentrale Grösse für den Betrieb 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.

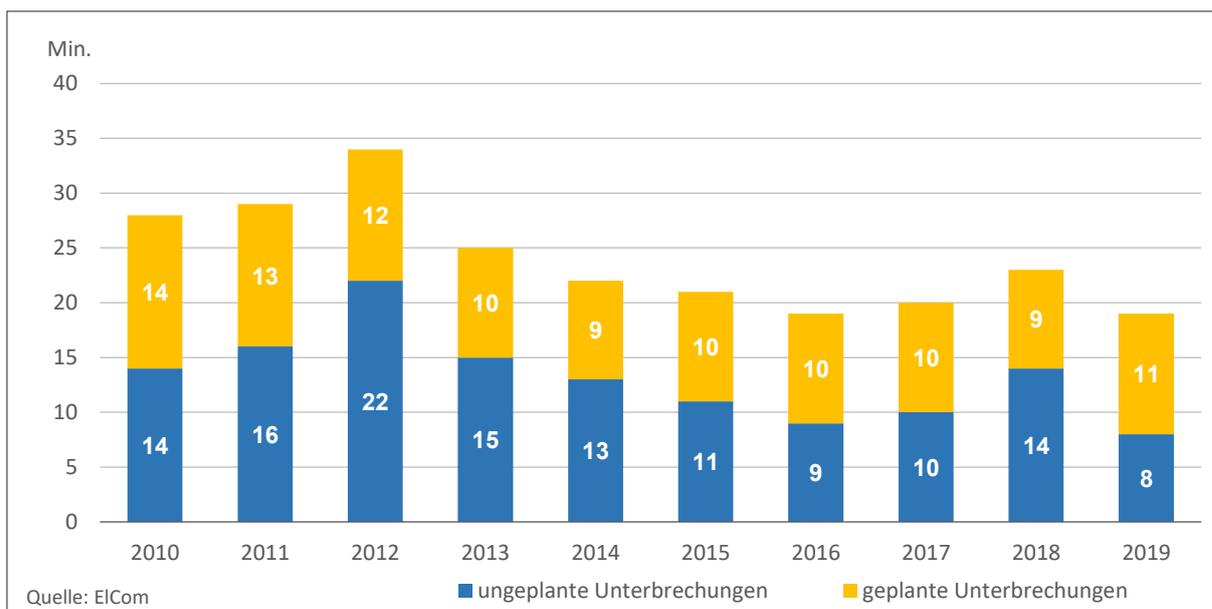


**Abbildung 26:** Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes

*Abbildung 26* 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 jenen 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 zeitweise 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. Die simulierte Netzbelastung ist in den letzten zwei Jahren insgesamt tendenziell angestiegen. Auch in einer saisonalen Betrachtung haben sowohl die Werte im Sommer- als auch im Winterhalbjahr zugenommen. Das Niveau der N-1-Verletzungen hängt unter anderem davon ab, wie gut die Übertragungsnetzbetreiber die Lastflüsse prognostizieren können. Der ansteigende Trend im Winterhalbjahr dürfte u.a. auf die Zunahme der ungeplanten Transitflüsse aus der Optimierung der flussbasierten Marktkopplung in der Region Zentralwesteuropa (AT, DE, FR, LU, NL, BE) zurückzuführen sein. Insbesondere ausserhalb der Spitzenzeiten wurden in den Jahren 2018 und 2019 die Kapazitäten auf Kosten der Schweizer Netzsicherheit erhöht. Im Sommerhalbjahr dürfte die Zunahme der N-1-Verletzungen auf den erhöhten Anteil an stochastischer Produktion zurückzuführen sein. Die hochflexible Wasserkraft wurde im Sommer schon in der Vergangenheit sowohl nach Norden wie auch nach Italien exportiert. Die Volatilität der Produktion insgesamt in Europa nimmt jedoch tendenziell zu; dies erschwert die Prognose der Netzbelastung, was sich dann auch in den N-1-Verletzungen widerspiegelt (Quelle: ECom, 2020d).

## 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). Er gibt die durchschnittliche Zeitdauer an, in der ein Endverbraucher wegen eines Versorgungsunterbruchs 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 27:** Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI)

Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher ist im Jahr 2019 in der Schweiz wieder auf das Niveau von 2016 gesunken und betrug gesamthaft 19 Minuten, wie *Abbildung 27* zeigt. Im Vergleich zum Vorjahr bedeutet dies für 2019 eine um vier Minuten bessere Versorgungsqualität. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer aufgrund von geplanten Unterbrechungen erhöhte sich auf elf Minuten pro Endverbraucher. Diese Erhöhung ist primär auf die geplanten Wartungsarbeiten an einer Hochspannungsleitung zurückzuführen, bei denen viele Endkunden während langer Zeit unterbrochen wurden. Die durchschnittliche Unterbrechungsdauer wegen ungeplanter Unterbrechungen sank dagegen auf acht Minuten und erreichte den besten Wert seit Messbeginn im Jahr 2010. Die Verbesserung im 2019 gegenüber 2018 beträgt sechs Minuten. In der Langzeitbetrachtung konnte über die vergangenen zehn 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. 2019

gab es deutlich weniger ungeplante Unterbrechungen. Nach Angaben des Rats der europäischen Energieregulatoren („Council of European Energy Regulators, CEER) gehört die Schweiz zu den Ländern mit der höchsten Versorgungsqualität in Europa<sup>27</sup> (Quellen: EICOM, 2020a+c).

## Gasversorgungssicherheit

Die Schweiz ist gut ins europäische Gas-Fernleitungsnetz eingebunden. Dies ist für die hiesige Gasversorgungssicherheit 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 BFE 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)<sup>28</sup>. 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 dar<sup>29</sup>. 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 Verbraucher<sup>30</sup> 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. 63*) im Umfang von rund viereinhalb Monaten des Erdgasverbrauchs dieser Anlagen gehalten für den Fall einer gleichzeitigen Versorgungsstörung bei Erdgas und Erdöl.

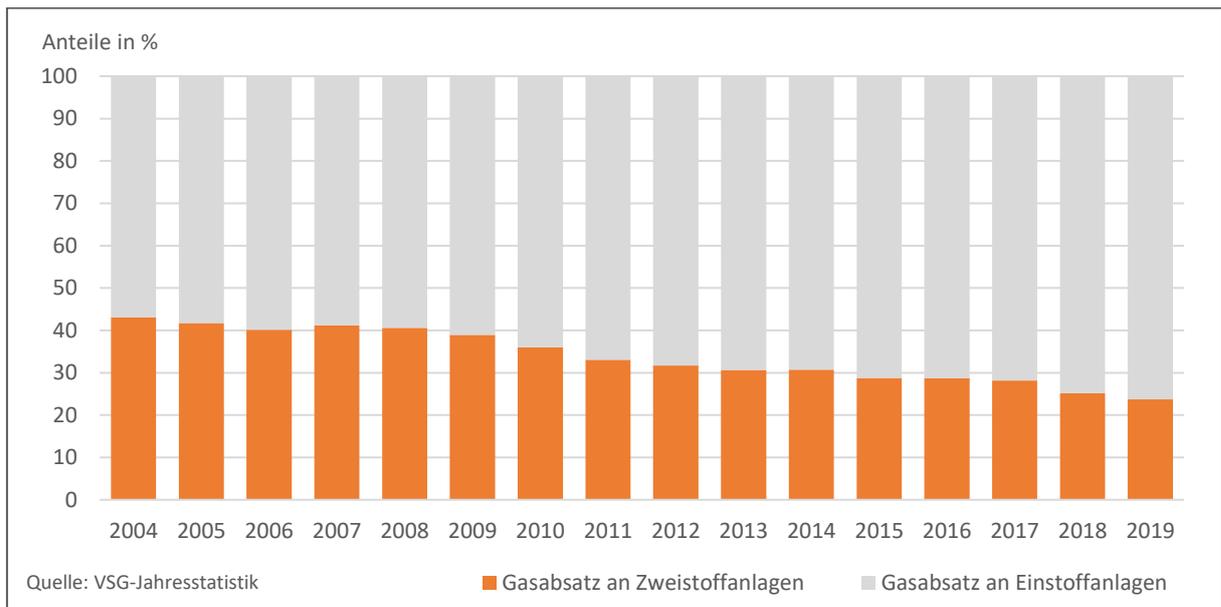
---

<sup>27</sup> vgl. «CEER Benchmarking Report 6.1 on the Quality of Electricity and Gas Supply»

<sup>28</sup> 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 die Aktivitäten in diesem Bereich.

<sup>29</sup> Umschaltbare Anlagen dienen auch der Erhöhung der Flexibilität bei der Erdgasbeschaffung und ermöglichen Kostenoptimierungen. Zusätzlich werden solche Anlagen zur Optimierung der Netzstabilität genutzt.

<sup>30</sup> In der Schweiz gibt es keine Definition der geschützten Kunden gemäss Verordnung (EU) Nr. 2017/1938.



**Abbildung 28:** Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %)

Derzeit können knapp 24 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 zu diesem Zeitpunkt 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 28* zeigt. Damit die kurzfristige Versorgungssicherheit auch unter geänderten Rahmenbedingungen sichergestellt werden kann, prüft die wirtschaftliche Landesversorgung zusammen mit der Erdgasbranche weitere Massnahmen (Quelle: VSG, 2020).

## 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 Einspeisepunktes 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)<sup>31</sup>. 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 Einspeisekapazität berechnet, ohne zu berücksichtigen, für welches Land das eingespeiste 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

<sup>31</sup> 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 Risikobewertungsbericht von 2014 ab.

Gas transportiert, welches für das Ausland bestimmt ist. Der Indikator wird in der Regel alle zwei Jahre aktualisiert.

Referenzperiode (Winterhalbjahre) <sup>32</sup>	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%)
2018/19 2019/20	228%	307%

**Abbildung 29:** 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, wenn der grösste Einspeisepunkt ausfällt. Das N-1-Kriterium ist erfüllt, wenn das Ergebnis der Berechnung mindestens 100 Prozent beträgt. Wie *Abbildung 29* zeigt, war dies für die vier betrachteten Zeitperioden (Winterhalbjahre) der Fall. Dies sowohl für die „maximale“ Gesamtnachfrage (d.h. ohne Umschaltungen) als auch für die „maximale“ Nachfrage der Kunden mit nicht umschaltbaren Anlagen. Die zwei ersten berechneten N-1-Werte liegen in der gleichen Grössenordnung. Für die jüngsten berechneten Perioden liegen die N-1-Werte deutlich höher: Seit August 2017 ist es nach Angaben von Swissgas möglich, Gas auch physisch mit dem so genannten Umkehrfluss (Reverse-Flow) via Griesspass aus Italien zu transportieren. Weil dies nicht auf die ganze Referenzperiode (2016/17 und 2017/18) zutraf, ist in Klammern auch der Wert ohne Reverse-Flow angegeben<sup>33</sup>. Berücksichtigt wurde in den jüngsten Berechnungen zudem die seit Ende September 2017 ausser Betrieb genommene trans-europäische 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 in Wallbach die deutschen Ausspeisekapazitäten faktisch bestimmend für die Schweizer Einspeisekapazitäten sind. Der Unterschied zwischen den zwei letzten Perioden kann durch eine leichte Erhöhung der prognostizierten Gasnachfrage sowie der Gaskapazität erklärt werden (Swissgas und VSG, 2020 / Berechnungen BFE).

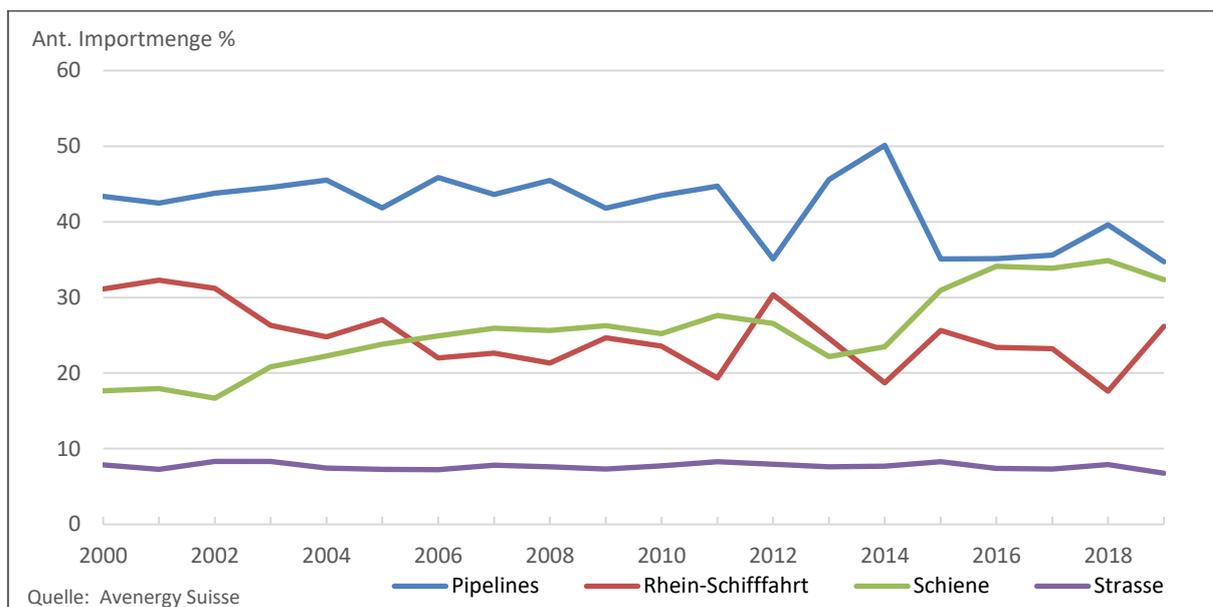
<sup>32</sup> Zwei Winterhalbjahre als Referenzperiode entspricht der Praxis und der Erfahrung der Gasversorger, um die Gasnachfrage gegenüber den Temperatureffekten abzustimmen. Bezüglich der Kapazitäten werden jeweils die neuesten verfügbaren Daten der Referenzperiode genutzt.

<sup>33</sup> Mit Reverse-Flow ist der Griesspass der grösste Einspeisepunkt für die Berechnung, ohne Reverse-Flow wie in den ersten beiden Berechnungsperioden ist es 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 Pipelineanschlüssen<sup>34</sup>. 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 30:** Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %)

Abbildung 30 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 CO<sub>2</sub>-Abgabe. Heizöl wird mehrheitlich per

<sup>34</sup> Oléoduc du Jura Neuchâtelois OJNSA (NE), Oléoduc du Rhône ORH (VS; seit Frühling 2015 stillgelegt infolge Betriebseinstellung der Raffinerie Collombey), Produktpipeline SAPPRO (GE; Marseille-Genf/Vernier).

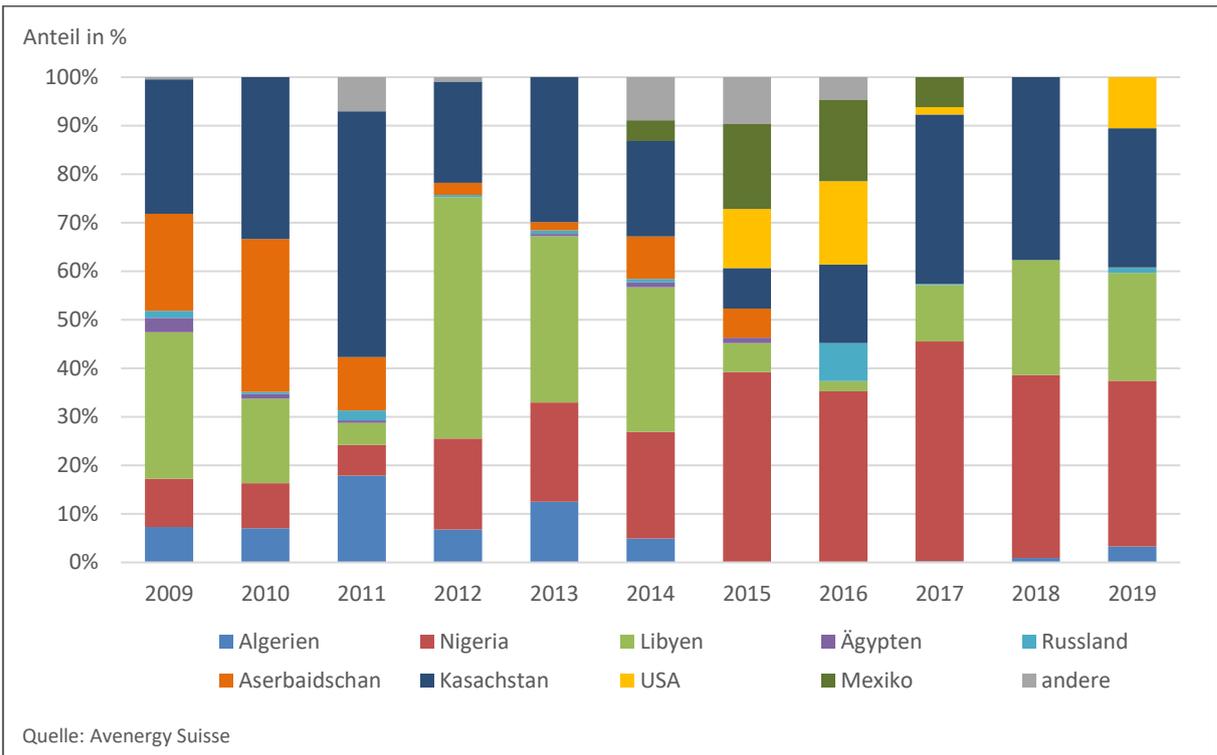
Rheinschiff importiert, deswegen sank der Anteil dieses Verkehrsträgers deutlich. Dafür stieg die Rohöleinfuhr, welche vollständig per Pipeline erfolgt. 2015 sanken die Rohöleinfuhren über die Pipelines deutlich: Die Produktionseinstellung der Raffinerie Collombey Mitte März führte zu einem Importanstieg 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. 2019 normalisierte sich die Situation auf dem Rhein wieder. Die Anteile der verschiedenen Transportmittel waren 2019 folgendermassen verteilt: Öl-Pipelines 34,7%, Schiene 32,3%, Rheinschiffahrt 26,2% und Strasse rund 6,8% (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. 63*) 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 (Quellen: Avenenergy Suisse, 2020 / BWL, 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 auf<sup>35</sup>.

---

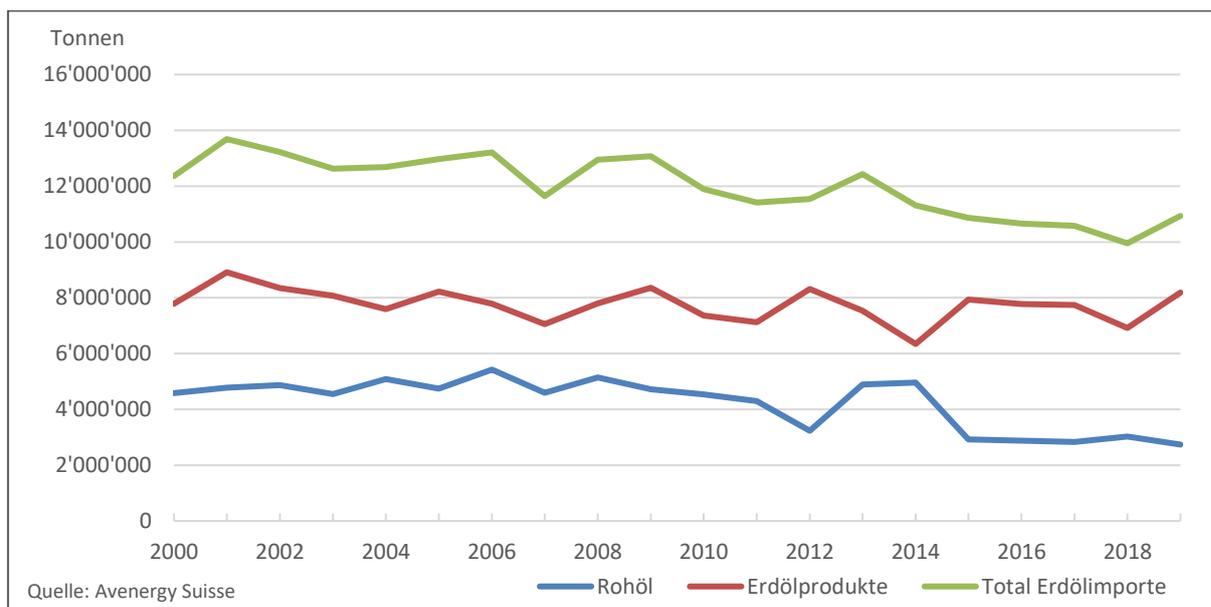
<sup>35</sup> Die *Erdölprodukte* importiert die Schweiz nahezu vollständig aus EU-Ländern. Welcher Herkunft und wie hoch dabei die zu Grunde liegenden Rohölimporte sind, ist nicht eruiert.



**Abbildung 31:** Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %)

2019 waren Nigeria, Kasachstan und Libyen die Hauptlieferanten von Rohöl. Gut 10 Prozent der Importe stammten aus den USA sowie kleinere Anteile aus Algerien und Russland. Damit verteilten sich die Rohölimporte in diesem Jahr auf sechs Herkunftsländer. Die Anteile der Produzentenländer am Schweizer Rohölimportportfolio schwankten (vgl. *Abbildung 31*) in den letzten Jahren stark: Ab 2009 sind beispielsweise die Importe aus Libyen infolge diplomatischer Unstimmigkeiten und politischer Unruhen eingebrochen, insbesondere Kasachstan, Aserbaidshan 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, 2016 und 2019 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, 2020 / BWL, 2019).

## Importe von Rohöl und Erdölprodukten



**Abbildung 32:** Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte

Wie *Abbildung 32* 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, CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossilen Brennstoffen). 2019 stiegen die Importe gegenüber dem Vorjahr an, weil die im Herbst 2018 freigegebenen Pflichtlager wieder ausgeglichen werden mussten, was vor allem beim Diesel der Fall war. Auch Heizöl-Importe nahmen zu. Die Rohölimporte waren weiterhin rückläufig. Als Treiber für die kurzfristigen Schwankungen gelten Witterung, Konjunktur sowie die Preisentwicklung. Insgesamt bleibt die Bedeutung des Energieträgers nach wie vor hoch (Anteil am Endverbrauch knapp 50 Prozent, *vgl. Abbildung 21*). 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 Brenn- und Treibstoffen jedoch nicht gefährden, da ein ausschliesslicher Import von Ölfertigprodukten (2019 stammten 99,6 Prozent der importierten Fertigprodukte aus der EU) möglich ist. Es müsste allerdings eine Zusatzmenge von Mineralölprodukte über die bestehenden Verkehrsträger (Rheinschiffahrt, Bahn, Strasse, Produktpipeline SAPPRO) importiert werden (*vgl. Indikator „Transportmittel“*). Beim Ausfall der zurzeit einzigen sich in Betrieb befindlichen Schweizer Raffinerie in Cressier erwartet auch das Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung (BWL) kurzzeitige Kapazitätsengpässe im Bereich Logistik der Erdölversorgung, insbesondere, wenn gleichzeitig die Produktpipeline SAPPRO und/oder die Rheinschiffahrt 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 S. 63*) (Quelle: Avenergy Suisse, 2020 / BWL, 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-, Informations- und Kommunikationstechnologie-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 eine wichtige Rolle zur Überbrückung von länger andauernden Importausfällen (Wochen bis Monate). Der Umfang der Mineralöl-Pflichtlager (inkl. Erdgasersatzpflichtlager) hängt von der angestrebten Bedarfsdeckung<sup>36</sup> ab. Die Pflichtlagermenge von Mineralölprodukten und dessen Veränderung hängen also direkt vom inländischen Verbrauch ab.

---

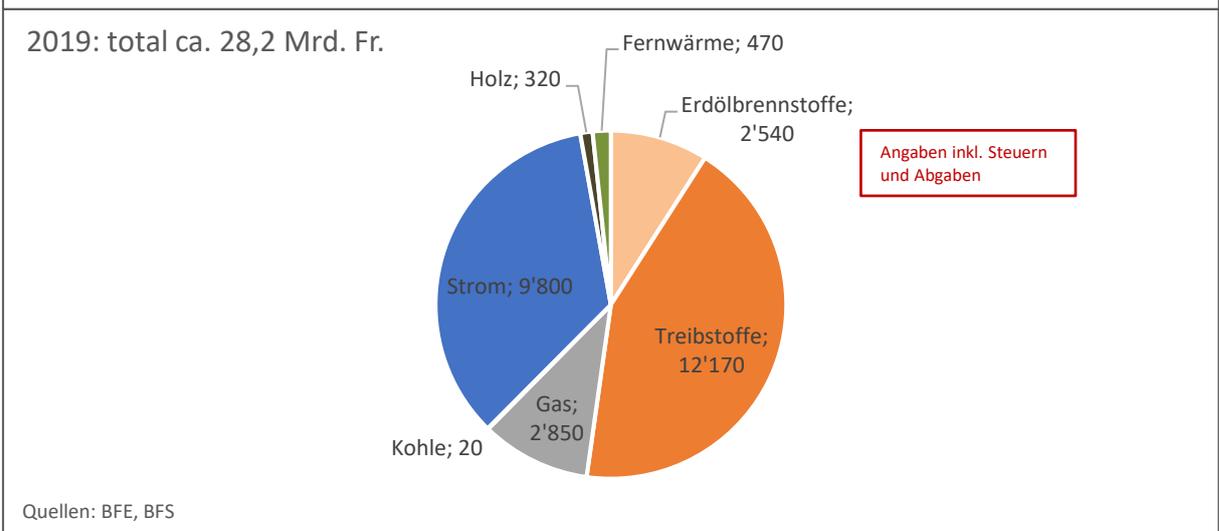
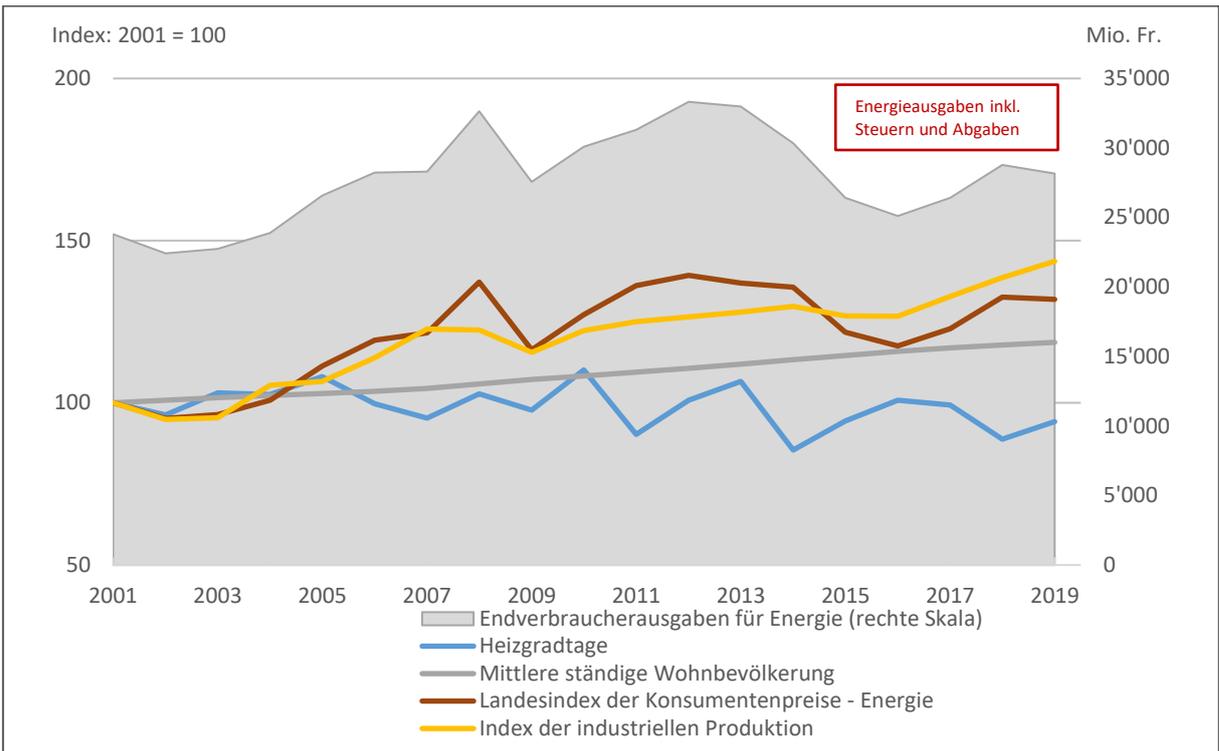
<sup>36</sup> Als IEA-Mitglied muss die Schweiz ausreichend Lager halten, um den Inlandverbrauch an Mineralölprodukten für min. 90 Tage decken zu können. Die Schweiz geht bei den meisten Produkten über diese Vorgaben hinaus, insbesondere da sie über keinen direkten Meeresanstoss verfügt: Autobenzin: 4,5 Monate, Flugpetrol: 3 Monate, Dieselöl: 4,5 Monate, Heizöl: 4,5 Monate, Erdgasersatzpflichtlager für Zweistoffanlagen (Heizöl EL): 4,5 Monate.

# Themenfeld Ausgaben und Preise

Für eine nachhaltige 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 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 alle Ausgaben der Endverbraucher in der Schweiz für Erdölbrennstoffe, Treibstoffe, Strom, Gas, Kohle, Holz und Fernwärme. 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. CO<sub>2</sub>-Abgabe, Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer). Die Industrieabfälle, welche zur Energieerzeugung verwertet 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.



**Abbildung 33:** Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger

Abbildung 33 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie in der Schweiz, welche von rund 23,8 Mrd. im Jahr 2001 auf rund 28,2 Mrd. Franken im Jahr 2019 angestiegen sind. Rund die Hälfte davon sind Ausgaben für Erdölprodukte, die Ausgaben für Strom machen gut ein Drittel aus, 10

Prozent wird für Gas und der Rest für feste Brennstoffe sowie für Fernwärme ausgegeben<sup>37</sup>. Zwischen 2001 und 2019 entspricht dies einer Zunahme von durchschnittlich 0,9 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 1,5%) 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. Im historischen Verlauf ist 2008 ein deutlicher Anstieg der Endverbraucherausgaben 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. 2019 sind die Endverbraucherausgaben gegenüber dem Vorjahr leicht gesunken, was durch Preissenkungen erklärbar ist. Dämpfend auf den Energieverbrauch und damit auf die Endverbraucherausgaben kann sich eine verbesserte Energieeffizienz auswirken (vgl. *Abbildung 11: Energie- und Stromintensität*) (Quellen: BFE, 2020a / BFS, 2020a).

## 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 fussen 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.

---

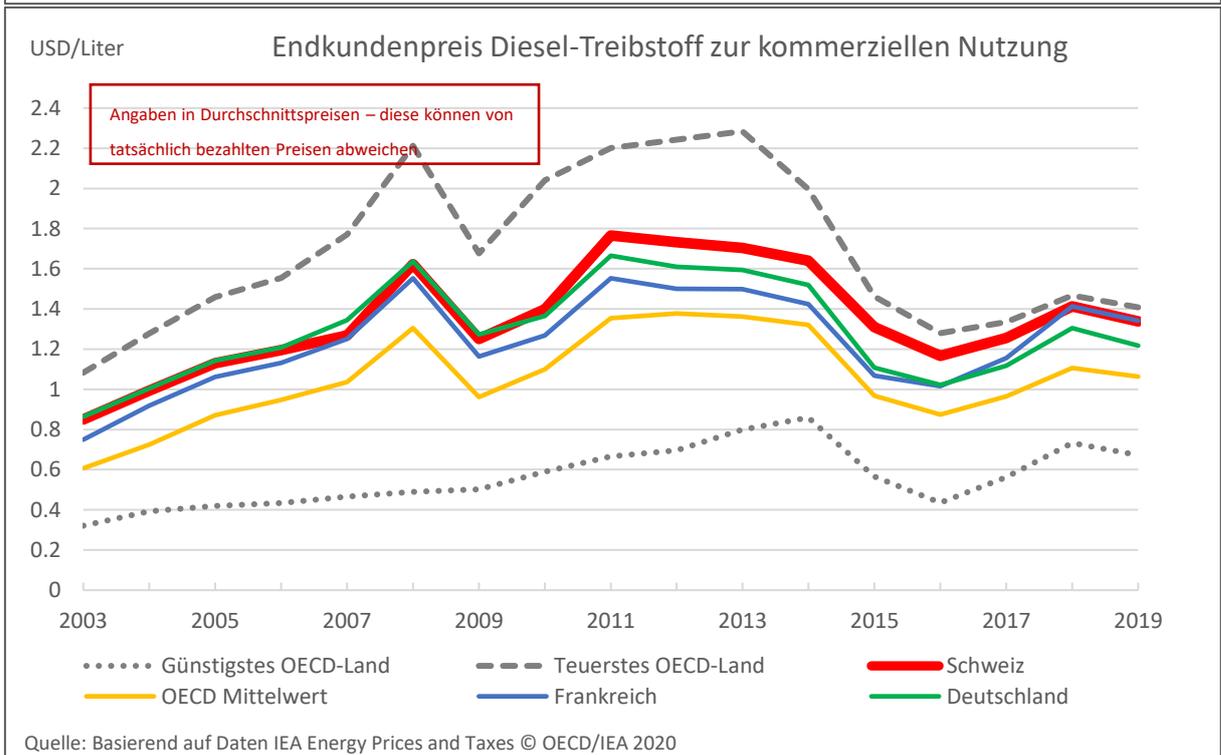
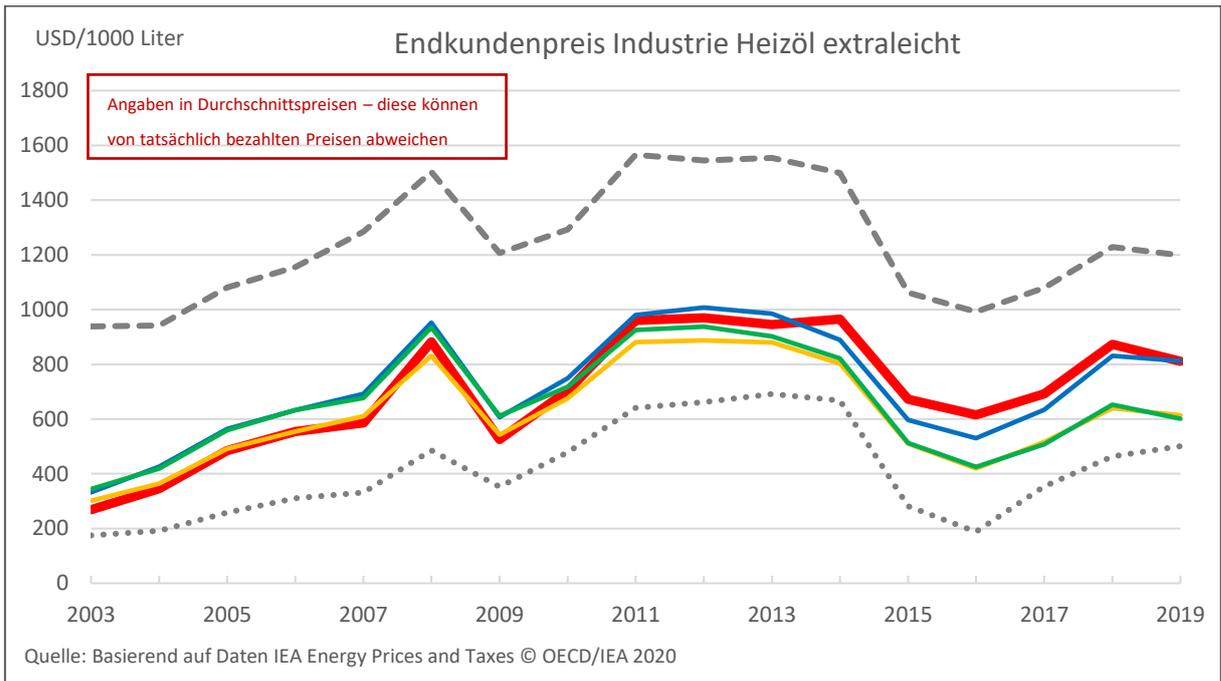
<sup>37</sup> In den Energieausgaben sind neben Ausgaben für die Energie und den Transport auch sämtliche Steuern und Abgaben enthalten (z.B. CO<sub>2</sub>-Abgabe, Mineralölsteuer, Mehrwertsteuer usw.). Die Steuern und Abgaben betragen nach einer Schätzung des BFE für das Jahr 2018 für Erdöltreibstoffe 5,24 Mrd. Fr., für Erdölbrennstoffe 1,24 Mrd. Fr., für Strom (ohne Netznutzungsentgelte) 2,04 Mrd. Fr. und für Gas (ohne Netznutzungsentgelte) 0,76 Mrd. Franken.

## 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 Marktwechsellkursen umgerechnet. Die Umrechnung in US-Dollar hat zur Folge, dass der Wechselkurs des Schweizer Frankens gegenüber dem US-Dollar die Ergebnisse beeinflussen kann<sup>38</sup>. Weitere Energieträger werden aufgrund fehlender Relevanz für den Industriestandort Schweiz nicht dargestellt. Verglichen werden die Schweizer Endkundenpreise mit jenen ausgewählter Nachbarländer. Zur Einordnung der Stichprobe werden die Preise in den Ländern 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.

---

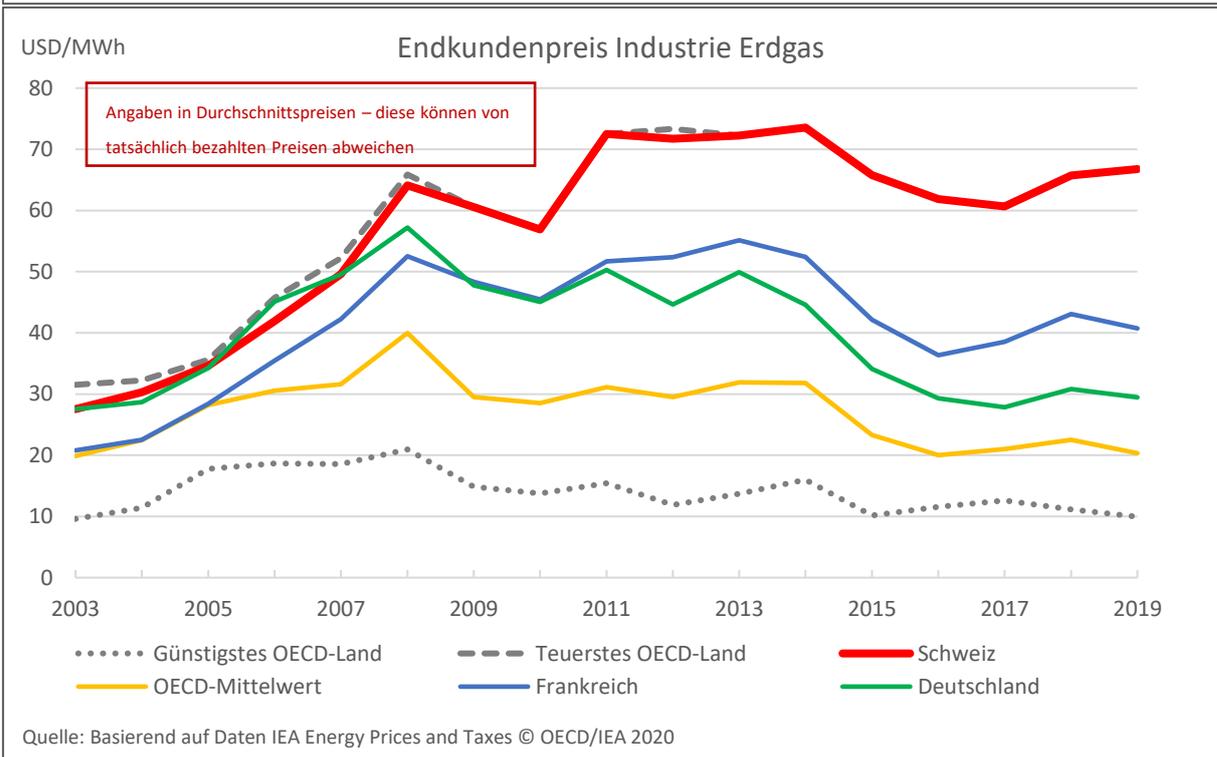
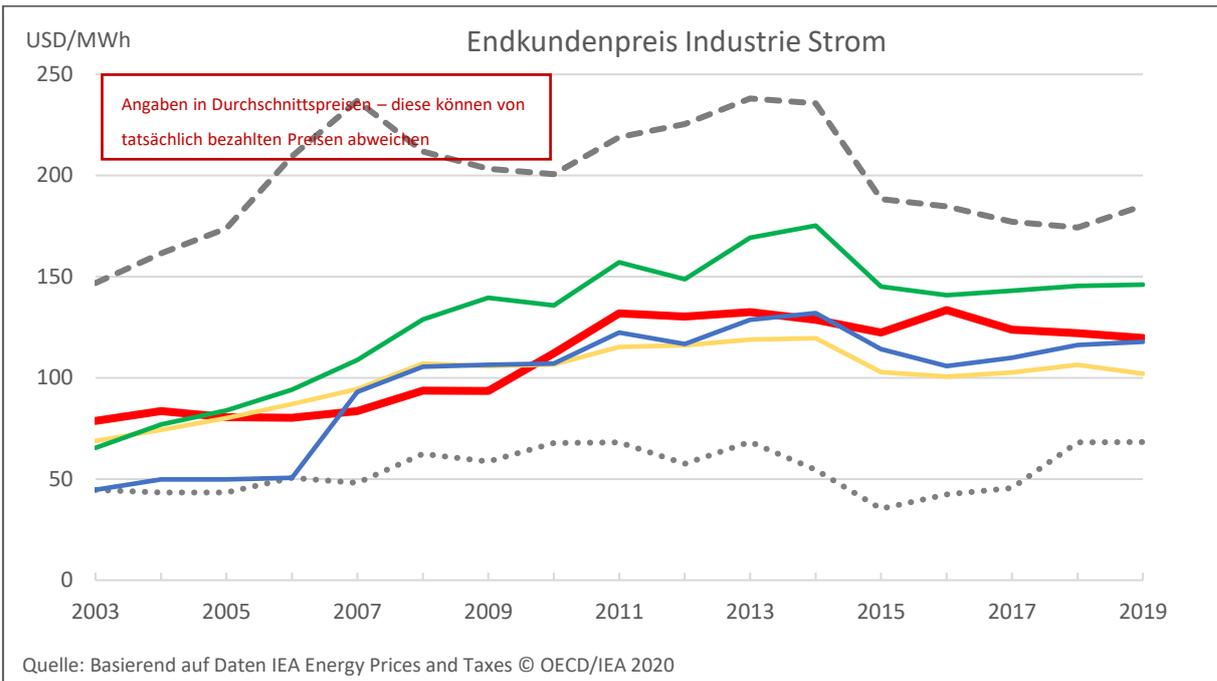
<sup>38</sup> Ein Teil der Kosten der betrachteten Energiegüter (v.a. der Einkauf von Energie im Ausland) entsteht in Fremdwährungen und ist damit, da im Vergleich in US-Dollar gerechnet wird, von Wechselkursschwankungen des Frankens weniger oder gar nicht betroffen. Ein anderer Teil der Kosten, z.B. Netzkosten, Betriebskosten oder Vertriebskosten, entstehen jedoch weitgehend in Schweizer Franken; damit haben bei internationalen Vergleichen die Wechselkursschwankungen einen Einfluss auf das Ergebnis.



**Abbildung 34:** Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse 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 34*). Der Preis für Schweizer **Heizöl** befindet sich auch 2019 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise gegenüber dem Vorjahr sind in der OECD und der Schweiz leicht gesunken. 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 CO<sub>2</sub>-Abgabe seit deren Einführung im Jahr 2008 von 12 auf 96 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub> 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 seit dem Jahr 2018 preislich zur Schweiz aufgeschlossen. Das Bild dürfte für Benzin anders aussehen, weil in der Schweiz im Vergleich zu anderen Ländern Diesel relativ stärker als Benzin besteuert wird. 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, 2020a).



**Abbildung 35:** 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, sich seitwärts bewegende Tendenz auf (vgl. *Abbildung 35*). Das Preisniveau in der Schweiz ist nahe am OECD-Durchschnitt und jenem von Frankreich und es liegt

tiefer 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. Heute haben rund zwei Drittel aller marktberechtigten Kunden in den freien Markt gewechselt, welche vier Fünftel der entsprechenden Energiemenge beziehen<sup>39</sup>. 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 2019. Es gibt verschiedene mögliche Erklärungen für die Preisdifferenz: So wurde, wie oben erwähnt, die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen erhöht, was sich in den Zahlen niederschlägt. Dabei ist zu beachten, dass sich gewisse Unternehmen<sup>40</sup> von der Abgabe befreien lassen können, wenn sie sich im Gegenzug zu einer Emissionsverminderung verpflichten – dies ist jedoch in den vorliegenden Zahlen nicht ersichtlich. Diese Unternehmen bezahlen zwar auch den Endkundenpreis, können sich die Abgabe aber auf Gesuch hin zurückerstatten lassen. Die CO<sub>2</sub>-Abgabe erklärt 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 waren die Gasmärkte in den zum Vergleich herangezogenen Ländern im Vergleichszeitraum vollständig 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 eine Teilmarktöffnung vorgeschlagen, bei der deutlich mehr Kunden (rund 40'000 Verbrauchsstätten) freien Marktzugang erhalten würden. Die Wettbewerbskommission hat im Weiteren mit einem Entscheid im Juni 2020 den Gasmarkt im Raum Luzern vollständig geöffnet. Sie erwartet von ihrem Entscheid eine Signalwirkung für die ganze Schweiz (Quellen: OECD/IEA, 2020a / Bundesrat, 2019d / WEKO, 2020).

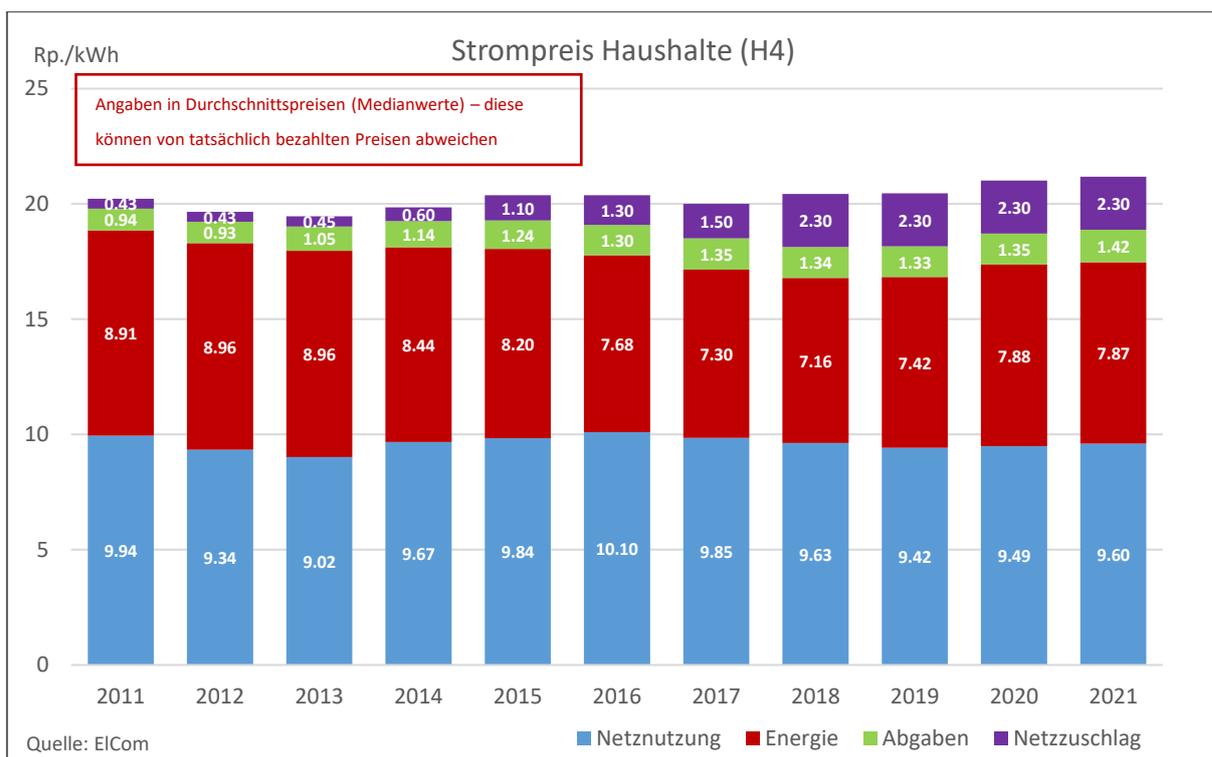
## Stromtarife und Komponenten für Haushalte und Unternehmen

Nachfolgend wird die Entwicklung der Stromtarife und ihrer Komponenten für die Verbrauchsprofile Haushalte sowie 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 EICom ([www.strompreis.elcom.admin.ch](http://www.strompreis.elcom.admin.ch)) abrufbar.

---

<sup>39</sup> Quelle: EICom Tätigkeitsbericht 2019, S.9.

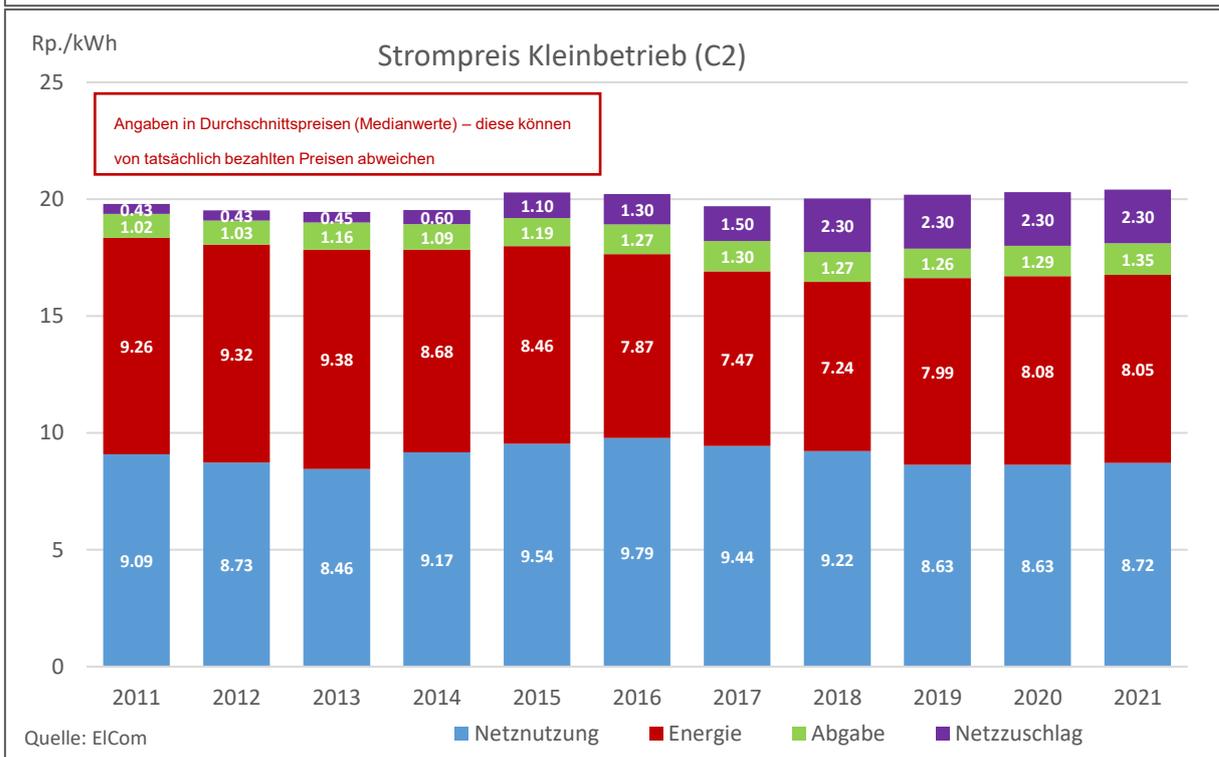
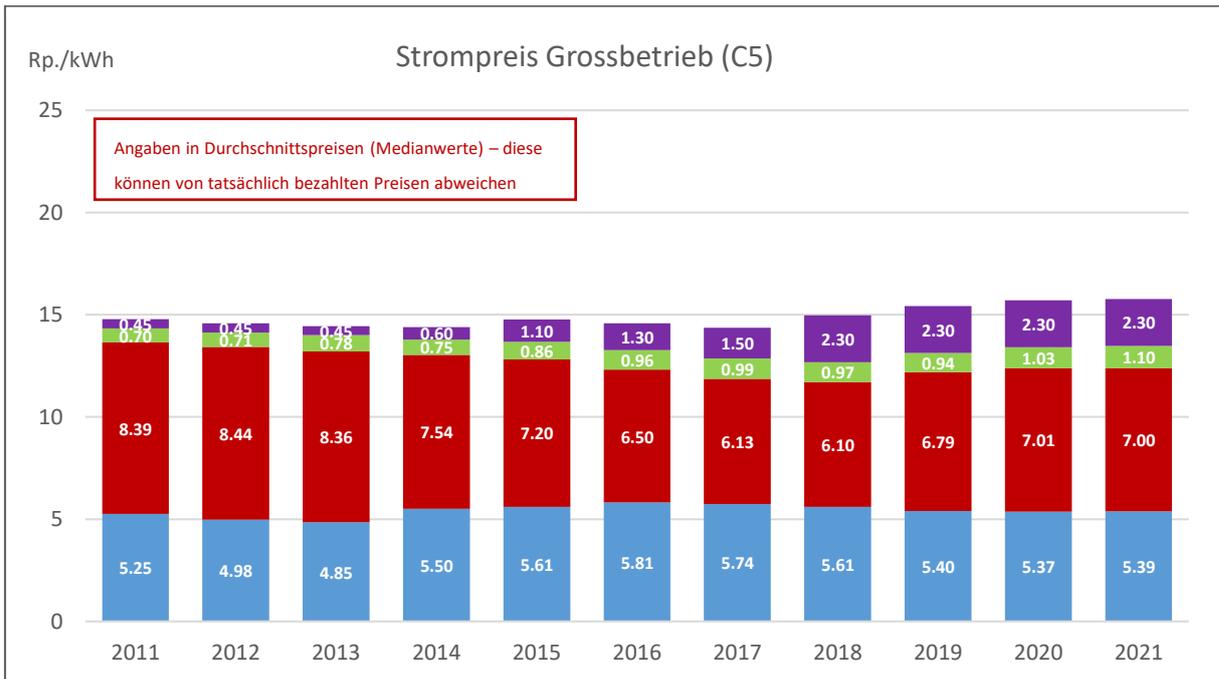
<sup>40</sup> U.a. Unternehmen bestimmter Sektoren, die eine hohe Abgabebelastung im Verhältnis zu ihrer Wertschöpfung aufweisen und deren internationale Wettbewerbsfähigkeit dadurch stark beeinträchtigt würde; vgl. CO<sub>2</sub>-Verordnung, Anhang 7 (Tätigkeiten, die zur Abgabebefreiung mit Verminderungsverpflichtung berechtigen). Diese Unternehmen erhalten die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Gesuch hin zurückerstattet. Grosse CO<sub>2</sub>-intensive Unternehmen nehmen am Emissionshandelssystem teil und sind (ebenefalls) von der CO<sub>2</sub>-Abgabe befreit.



**Abbildung 36:** Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh)

Abbildung 36 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 2021 die Gesamttarife für die Haushalte gegenüber dem Vorjahr leicht an (+0,15 Rp./kWh)<sup>41</sup>. Grund sind die höheren Netznutzungstarife, welche von 9,49 auf 9,6 Rp./kWh zunehmen, sowie die Abgaben an das Gemeinwesen, welche von 1,35 auf 1,42 Rp./kWh steigen. Die Energiepreise bleiben stabil respektive sinken leicht von 7,88 auf 7,87 Rp./kWh. Der Netzzuschlag, welcher u.a. zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Energien dient, bleibt 2021 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 die Abgaben sowie der Netzzuschlag sind angestiegen, letzterer relativ deutlich – insgesamt hat der Strompreis für die Haushaltskunden von rund 20,2 auf 21,2 Rp./kWh zugenommen (Quelle: ECom, 2020b).

<sup>41</sup> 2021er-Werte: Stand September 2020. Die Netzbetreiber müssen die Tarife jeweils im Vorfeld für das kommende Jahr der ECom bekannt geben; deshalb können sie in diesen Bericht einfließen.



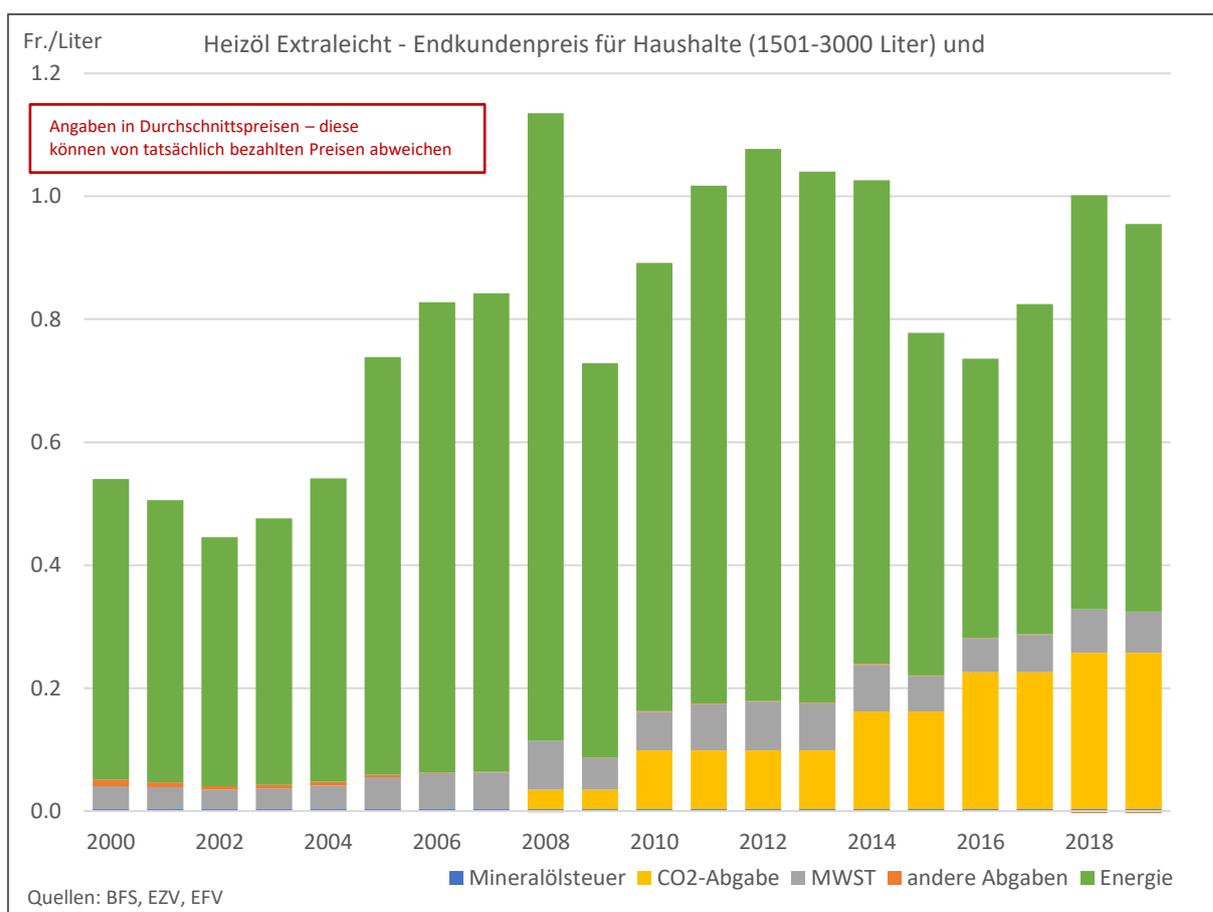
**Abbildung 37:** Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbekunden (in Rp./kWh)

Abbildung 37 zeigt die Entwicklung bei den **Industrie- und Gewerbekunden**. Beim Industrieprofil 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 nahezu stabil und die Energiepreise sinken im Vergleich zu 2020 leicht. Die Abgaben steigen leicht und der Netzzuschlag bleibt für beide Profile stabil. In der Summe ergeben sich im Jahr 2021 für beide Profile gegenüber dem Vorjahr stabile Stromtarife. Hier gilt

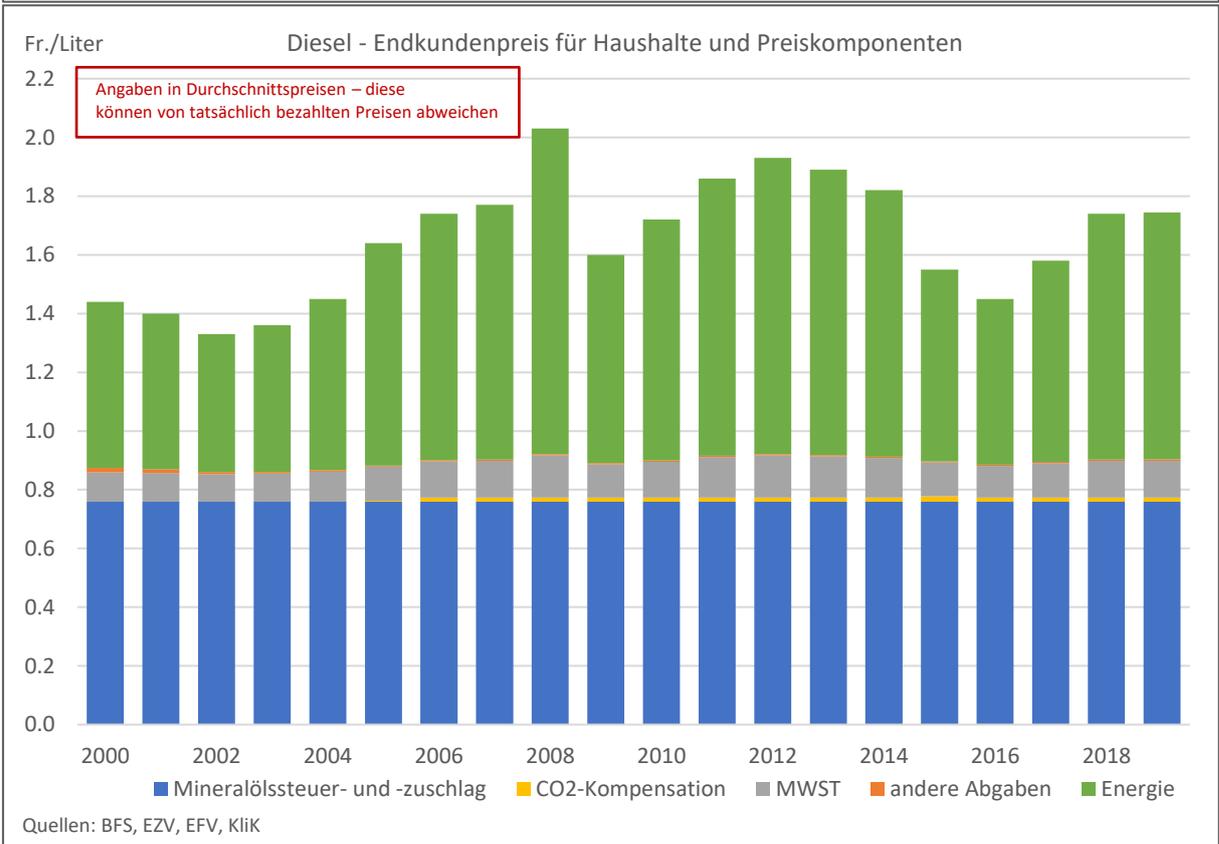
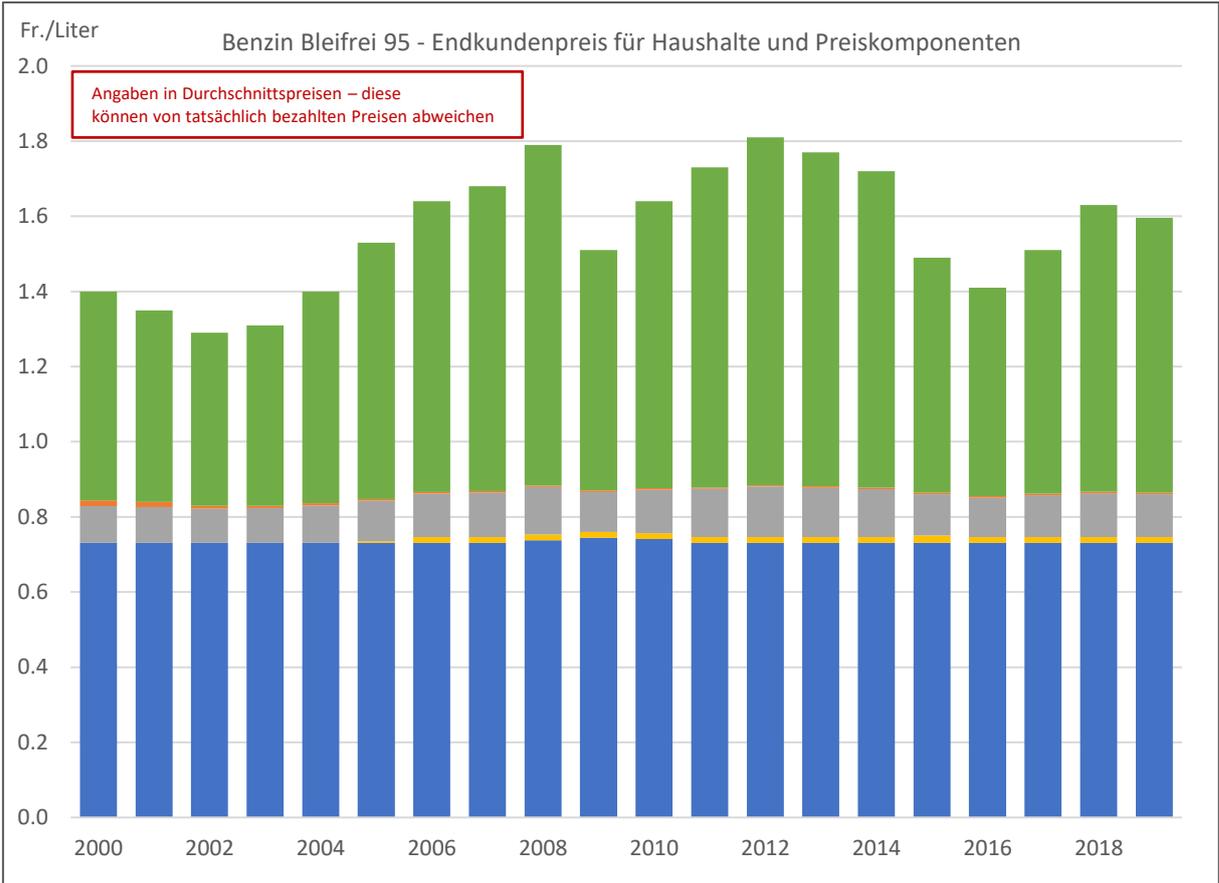
es zu beachten, dass die angegebenen Stromtarife für die Grossbetriebe (C5) nur für Stromkunden relevant sind, die sich nicht auf dem freien Markt versorgen. Die Energiepreise, welche von Kunden bezahlt werden, die im freien Markt ihren Strom beziehen, werden nicht erhoben, auch wenn der Anteil jedes Jahr zunimmt. Im Jahr 2020 waren rund 69 Prozent der Grossverbraucher am freien Markt. Sie konsumieren rund 81 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. 169 Unternehmen haben im Jahr 2018 für die von ihnen während dem vorangehenden Geschäftsjahr bezahlten Zuschläge eine solche Rückerstattung erhalten (Quellen: ECom, 2020a+b / BFE, 2020f).

## 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. Die Endkundenpreise setzen sich zusammen aus dem Anteil Energie (d.h. dem Mineralölprodukt), den Steuern und Abgaben (inkl. MWST und CO<sub>2</sub>-Abgabe) sowie der Kompensation vom Verkehr verursachten Emissionen. Als «andere Abgaben» werden zudem die Pflichtlagerabgaben der Carburas und ein Fonds-Beitrag der Avenenergy Suisse (ehemals Erdölvereinigung) erhoben. Für Mineralölprodukte existieren weltweite Grosshandelsmärkte. Die 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 38:** Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l)



**Abbildung 39: Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter)**  
76/111

Die Entwicklung der Steuern und Abgaben<sup>42</sup> ist für Treib- und Brennstoffe unterschiedlich. Bei den **Treibstoffen** (s. *Abbildung 39*) ist diese Komponente sehr stabil. Die leichten Schwankungen sind hauptsächlich auf die Mehrwertsteuer zurückzuführen, welche als Anteil des Verkaufspreises erhoben wird deshalb mit den Preisschwankungen des Produkts zeitlich übereinstimmt. Bei den **Brennstoffen** trägt die CO<sub>2</sub>-Abgabe insbesondere beim Heizöl (s. *Abbildung 38*) mittlerweile einen substantziellen Teil zum Endkundenpreis bei. 2008 wurde die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf fossilen Brennstoffen wie Heizöl und Erdgas eingeführt, als Massnahme zur Reduktion der CO<sub>2</sub>-Emissionen. Die CO<sub>2</sub>-Abgabe wurde seit 2008 schrittweise erhöht, da die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsverminderungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Sie betrug im Jahr 2019 96 Franken pro Tonne CO<sub>2</sub> (25.4 Rp./l.). Auf Treibstoffen wird keine CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Kompensation (KliK) im Jahr 2019 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 von Avenenergy Suisse zusammen erhoben, beide machten Ende 2019 für Benzin 0.415 Rp./l., für Diesel 0.535 Rp./l und für Heizöl -1.45 Rp./l.<sup>43</sup> aus (Quellen: BFS, 2020c / EZV/OZD, 2020 / EFV, 2020 / KliK, 2020).

---

<sup>42</sup>Als 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 CO<sub>2</sub>-Emissionen.

<sup>43</sup>Im 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 CO<sub>2</sub>-Emissionen

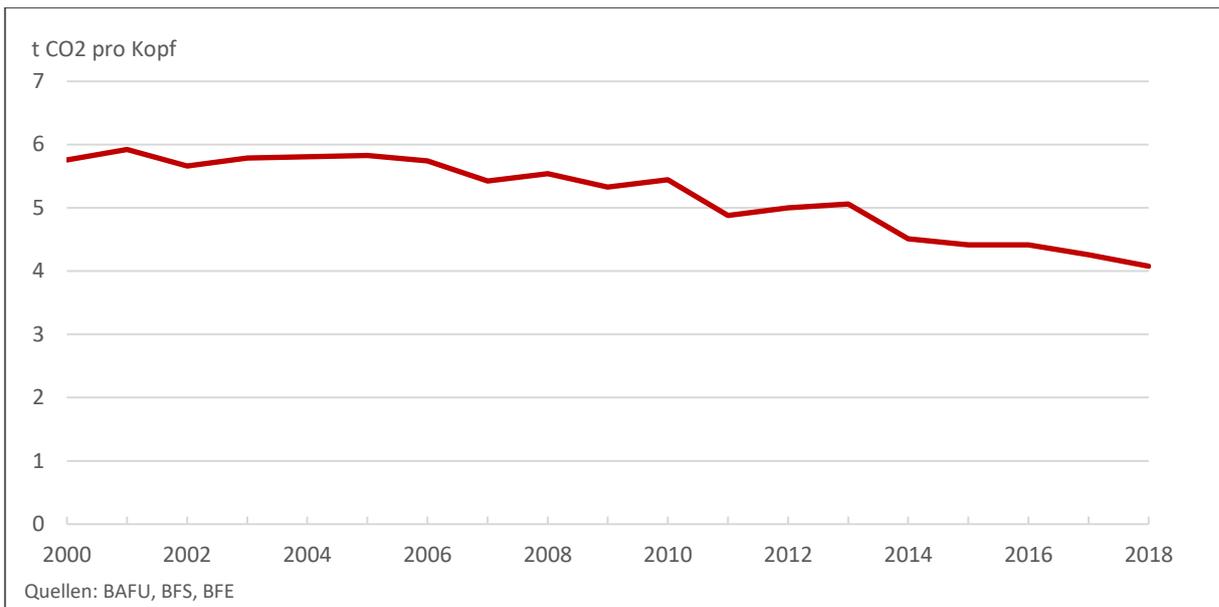
Zwischen Energie- und Klimapolitik besteht ein enger Zusammenhang, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Energiestrategie 2050 soll einen Beitrag zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien und damit der energiebedingten Treibhausgasemissionen leisten. Dies bezüglich der Klimapolitik bis 2030, welche das Parlament im Herbst 2020 im Rahmen der Totalrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes verabschiedet hat, sowie im Hinblick auf die am 28. August 2019 vom Bundesrat 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 (CO<sub>2</sub>), 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 CO<sub>2</sub>-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 2018 ab.

### Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf

Aktuell orientiert sich die Energiestrategie 2050 bei den energiebedingten CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Emissionen auf 1 bis 1,5 Tonnen pro Kopf gesenkt werden<sup>44</sup>. *Abbildung 40* zeigt den Verlauf der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf seit dem Jahr 2000.

---

<sup>44</sup> 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.



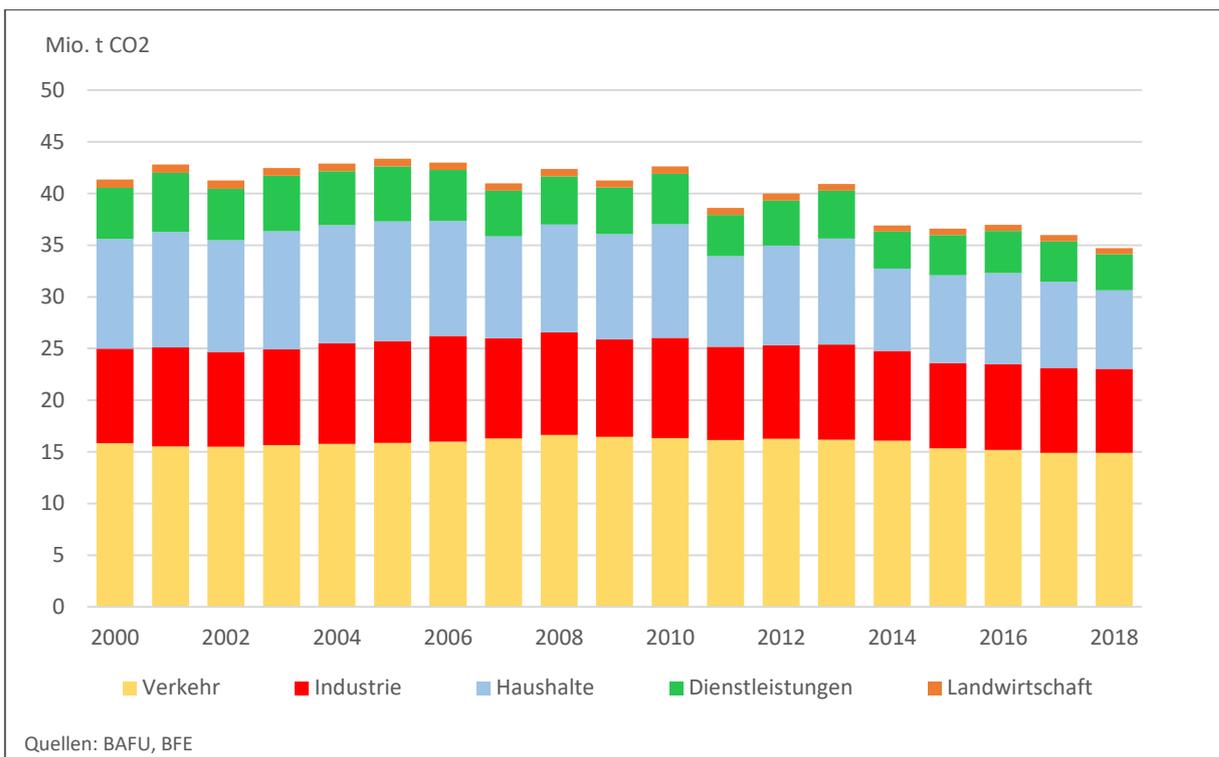
**Abbildung 40:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf (in t CO<sub>2</sub> pro Kopf)<sup>45</sup>

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 kontinuierlich ab. Während die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt seit 2000 leicht gesunken sind (vgl. nachfolgend Abbildung 41), ist die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig gewachsen. Es findet somit eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und CO<sub>2</sub>-Emissionen statt. 2018 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 4,1 Tonnen und damit knapp 30 Prozent unter dem Wert des Jahres 2000 (5,8 Tonnen). Im internationalen Vergleich ist dies ein eher tiefer Wert, bedingt durch die weitgehend CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 0,08 Tonnen abnehmen (Quellen: BAFU, 2020 / BFS, 2020a / BFE, 2020a).

## Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt und nach Sektoren

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen zeigen den CO<sub>2</sub>-Ausstoss, der bei der Nutzung fossiler Brenn- und Treibstoffe entsteht. Damit kann die Klimawirkung der Energieversorgung insgesamt und in den einzelnen Sektoren beobachtet werden.

<sup>45</sup> Abgrenzung gemäss CO<sub>2</sub>-Gesetz (ohne internat. Flugverkehr, inklusive statistische Differenz). Nicht klimakorrigiert.



**Abbildung 41:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO<sub>2</sub>, ohne internat. Flugverkehr)

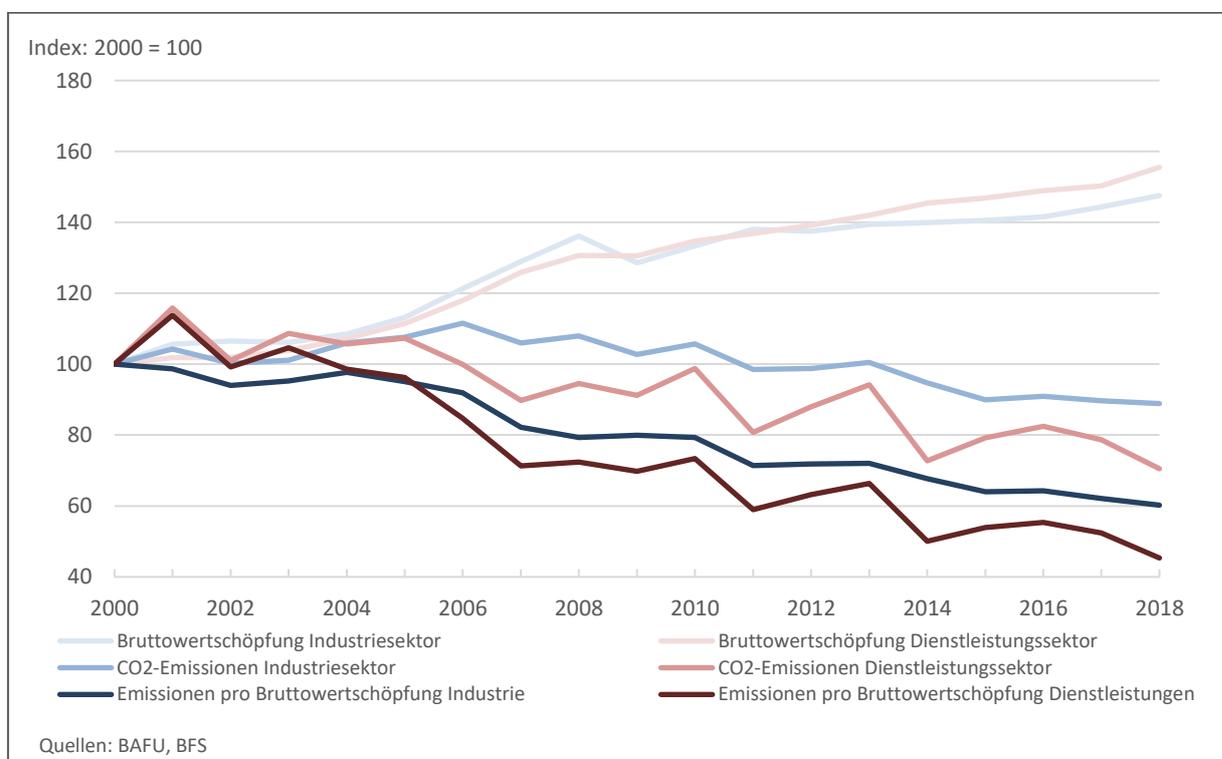
Die gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen (s. *Abbildung 41*) betragen 2018 34,7 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> und lagen damit 16 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Der grösste Anteil entfällt auf den *Verkehr* (Anteil 2018: 43%; ohne internationalen Flugverkehr), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden<sup>46</sup>. Zwischen 2000 und 2018 sind die CO<sub>2</sub>-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 kam zum Erliegen, 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 5,6 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub><sup>47</sup>. In der *Industrie* (Anteil 2018: 23%) entstehen die CO<sub>2</sub>-Emissionen vor allem durch die Produktion von Gütern und zu einem kleineren Teil durch die 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 Entkopplung von industrieller Produktion und CO<sub>2</sub>-Ausstoss hinweist. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf sind konjunktur- und witterungsbedingt. Bei den *Haushalten* (Anteil 2018: 22%) 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 auf eine Steigerung der Effizienz sowie

<sup>46</sup> Das BFE weist in gewissen Publikationen jeweils den Anteil des Verkehrs an den gesamten Treibhausgasemissionen aus. Dieser Anteil beträgt aktuell rund ein Drittel (32%).

<sup>47</sup> 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 CO<sub>2</sub>-Emissionen knapp 14%. Wenn man ihn dem Verkehrssektor zuordnet, läge der Anteil bei 27%.

auf vermehrte Substitution in Richtung CO<sub>2</sub>-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 2018: 10%). Auch hier sind die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 leicht rückläufig. In der *Landwirtschaft* schliesslich sind die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 ebenfalls leicht gesunken. Ihr Anteil an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen ist sehr gering (Anteil 2018: 2%). Bedeutend sind in der Landwirtschaft nicht die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen, sondern vor allem Methan und Stickstoffdioxid. Insgesamt haben sich die Anteile der einzelnen Sektoren an den gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen seit 2000 nur in geringem Ausmass verändert. Die Beiträge des Verkehrssektors und der Industrie haben sich erhöht (von 38 auf 43% bzw. von 22 auf 23%), während Haushalte und Dienstleistungen nun einen weniger hohen Anteil beisteuern (Quellen: BAFU, 2020+2018 / BFE, 2020a / Ecoplan, 2017 / Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

## Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen Industrie und Dienstleistungen

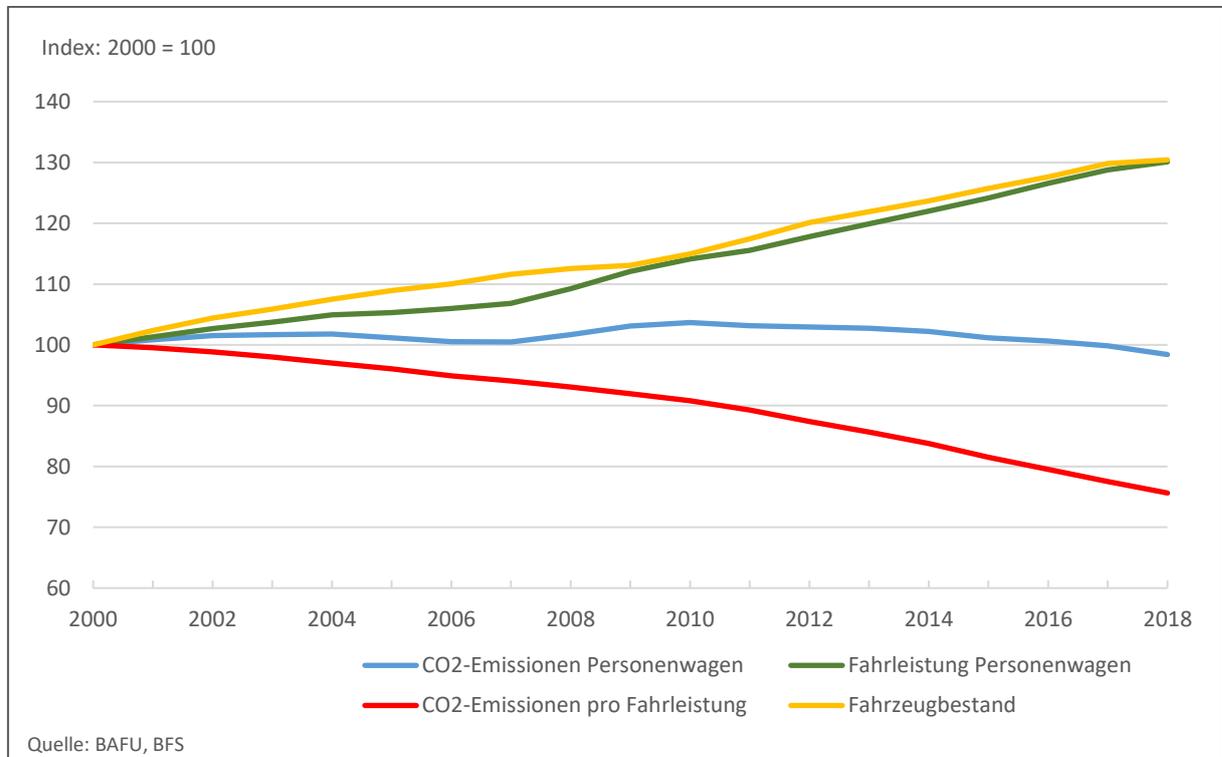


**Abbildung 42:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert)

*Abbildung 42* zeigt die indexierte Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen in den Sektoren Industrie und Dienstleistungen sowie deren Relation zur Bruttowertschöpfung auf. Sie verdeutlicht die zunehmende Entkoppelung von Wertschöpfung und CO<sub>2</sub>-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. Die Wertschöpfung ist heute im Vergleich zu 2000 also spürbar weniger CO<sub>2</sub>-intensiv. Einen wichtigen Beitrag dazu dürfte nicht zuletzt die CO<sub>2</sub>-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, 2020 / BFS, 2020b / Ecoplan 2017 / Eco-plan/EPFL/FHNW, 2015).

## Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Personenwagen



**Abbildung 43:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert)

Abbildung 43 zeigt die Entwicklung der energiebedingten CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-Emissionen pro gefahrenem Kilometer) zurückzuführen ist. Die Emissionsvorschriften für neue Personenwagen<sup>48</sup>, 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 2018 rund 10,8 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> und damit nur etwa 170'000 Tonnen weniger im Jahr 2000. Die Zunahmen von

<sup>48</sup> Analog zur EU hat die Schweiz per Juli 2012 CO<sub>2</sub>-Emissionsvorschriften für neue Personenwagen eingeführt. Bis Ende 2015 hätten die CO<sub>2</sub>-Emissionen der erstmals zum Verkehr in der Schweiz zugelassenen Personenwagen im Durchschnitt auf 130 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilometer gesenkt werden müssen. Mit einem durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Wert von 138,1 Gramm wurde diese Zielvorgabe 2019 erneut nicht erreicht. Im Rahmen der Energiestrategie 2050 wurde der Zielwert per 2020 auf 95 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilometer verschärft. Zusätzlich wurde neu ein Zielwert von 147 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilometer für Lieferwagen und leichte Sattelschlepper eingeführt, der ebenfalls ab 2020 gilt.

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 72 Prozent (Quelle: BAFU, 2020).

## 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 CO<sub>2</sub>-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 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, mit denen neue Aktivitäten lanciert respektive bestehende verstärkt wurden. Fortschritte in den Bereichen Forschung und Technologie lassen sich in aller Regel nicht mit Indikatoren messen. Das jährliche Monitoring fokussiert deshalb auf die Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung, als Indikator für die Anstrengungen in 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 auf<sup>49</sup>.

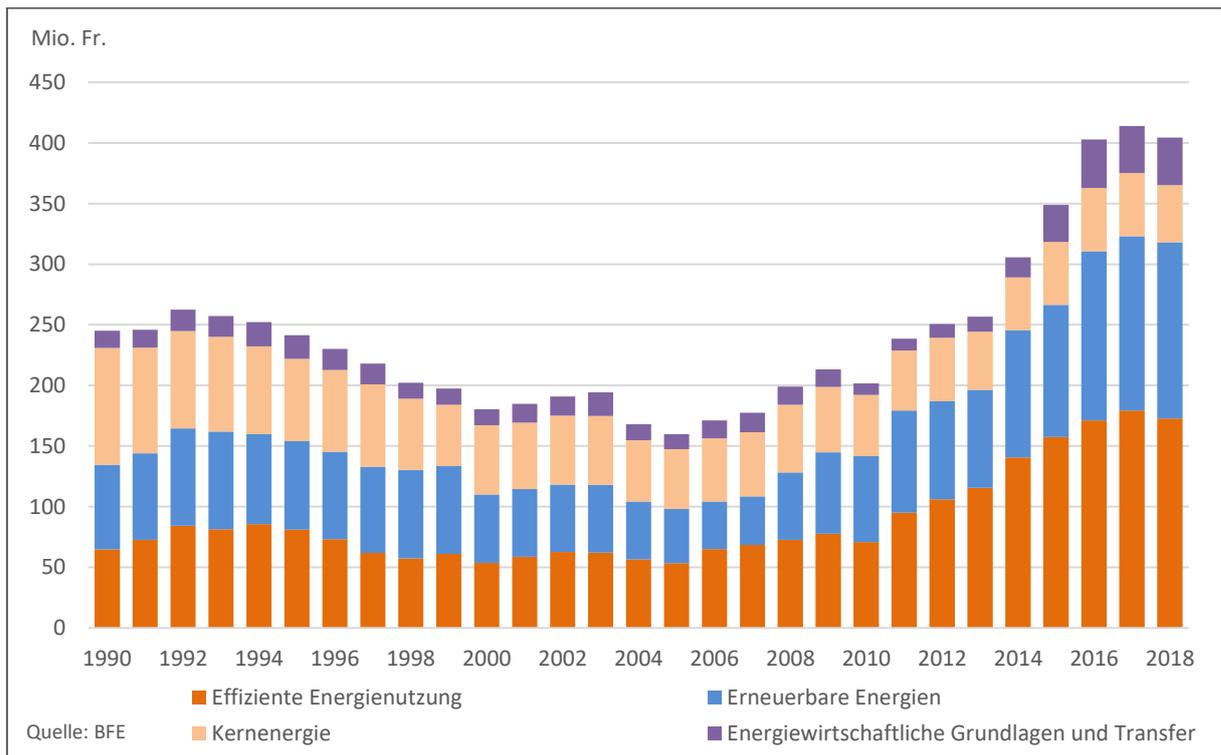
## Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung

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 werden<sup>50</sup>. 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.

---

<sup>49</sup> 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.

<sup>50</sup> 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 2018 (Publikation 2020).



**Abbildung 44:** Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)<sup>51</sup>

Seit 2005 haben die öffentlichen Mittel für die Energieforschung kontinuierlich zugenommen, wie *Abbildung 44* zeigt. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» eine deutliche Zunahme festzustellen, auch wenn sich 2018 eine gewisse Stabilisierung beobachten lässt. Stark zum Ausbau beigetragen haben der Aufbau und die Etablierung 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. 2018 betragen die Aufwendungen der öffentlichen Hand real gut 404 Mio. Franken (2017: knapp 414 Mio. Franken). Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fliesst der grösste Teil in die Forschungsgebiete *Effiziente Energienutzung* (Anteil 2018: 42,7%) und *Erneuerbare Energien* (Anteil 2018: 35,9%). Die absoluten Ausgaben für das Forschungsgebiet *Kernenergie* (*Kernspaltung/Fission und Kernfusion*) sind seit 2004 stabil, ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist jedoch gesunken und betrug 2018 noch 11,7 Prozent. Der Anteil des Forschungsgebiets *Energiewirtschaftliche Grundlagen* lag bei 9,7 Prozent (Quelle: BFE, 2020d).

<sup>51</sup> Die Ausgaben umfassen auch einen Anteil am Overhead (indirekte Forschungskosten) der Forschungsinstitutionen.

## Forschungsaktivitäten und -programme im Bereich Energie

Das Parlament genehmigte im September 2020 das neue **Energieforschungsprogramm SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition)**. SWEET ergänzt die bestehenden Forschungsförderungsinstrumente des Bundes. Das Programm läuft über acht Jahre, von 2021 bis 2028. Die in dieser Zeit geförderten Konsortialprojekte werden bis 2032 laufen. Gefördert werden damit ausschliesslich wettbewerblich ausgeschriebene Konsortialprojekte, die zentrale Forschungsthemen der Energiestrategie 2050 bearbeiten. Mit dem langfristig ausgelegten und themenorientierten Forschungsprogramm SWEET sollen die in den Swiss Competence Centers für Energy Research (SCCER) aufgebauten Kompetenzen und Kapazitäten an den Hochschulen für die zentralen Forschungsthemen der Energie- und Klimastrategie der Schweiz genutzt werden. Schwerpunkt von SWEET ist die anwendungsorientierte Forschung und die Demonstration der erzielten Ergebnisse. Die Ausschreibungen sind auf die Themen der Energiestrategie 2050 ausgerichtet: *Energieeffizienz und die damit verbundene Vermeidung von Treibhausgasemissionen, Erneuerbare Energien, Energiespeicherung, Netze* sowie ergänzend *Sicherheit von kritischen Infrastrukturen*. Konsortialprojekte sollen sinnvolle Kombinationen von technischer und sozial-, wirtschafts- und geisteswissenschaftlicher Forschung enthalten. Zur Verfügung steht ein Verpflichtungskredit von 136,4 Mio. Franken. Dazu kommen 11,9 Mio. Fr. für Personal und Vollzug. Insgesamt betragen die Kosten damit 148,3 Mio. Franken. Sie werden über die BFI-Botschaften kompensiert werden. Der Bundesrat gab im Februar 2020 bereits eine erste Tranche von 94,9 Mio. Franken per Bundesbeschluss frei, um die Konsortialprojekte aus den Ausschreibungen der Periode von 2021 bis 2024 zu finanzieren. Das BFE hat am 25. Juni 2020 eine erste SWEET-Ausschreibung gestartet; das Leitthema dieser Ausschreibung mit einem Gesamtbudget von 30 Mio. Franken lautet «Integration der erneuerbaren Energien in ein nachhaltiges und widerstandsfähiges Schweizer Energiesystem». Die Zuschläge werden im Januar 2021 bekannt gegeben, die ersten Forschungsarbeiten starten im Frühling 2021 (Quellen: Bundesrat, 2020a / UVEK, 2020).

Mit dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» stiess der Bundesrat 2012 den Aufbau der acht interuniversitären **SCCER** an. Dafür standen von 2013–2016 Mittel im Umfang von 72 Mio. Franken zur Verfügung. Für die zweite Phase 2017–2020 bewilligte das Parlament im Rahmen der BFI-Botschaft 139,2 Mio. Franken. Die SCCER bearbeiteten die sieben Aktionsfelder «*Energieeffizienz*» (je ein SCCER in den Bereichen *Gebäude und Industrie*), «*Netze*», «*Speicherung*», «*Strombereitstellung (Geothermie und Wasserkraft)*», «*Ökonomie, Umwelt, Recht, Verhalten*», «*Mobilität*» und «*Biomasse*». Gründung und Aufbau der SCCER sind bis Ende 2020 abgeschlossen. Per Ende 2019 waren in den geförderten SCCER und übergreifenden Projekten (Joint Activities) 1386 Forschende tätig (2018: 1351 Forschende), rund 70 Prozent entfielen auf den wissenschaftlichen Mittelbau mit Doktorierenden und Assistierenden. 2019 beurteilte die Innosuisse im Weiteren 93 Energie-Projektgesuche (inkl. Digital Impulse Program) in Rahmen ihres **Förderprogramms Energie**. 58 Projekte mit einem kumulierten Bundesbeitrag von 20,4 Mio. Franken wurden bewilligt (Quellen: Bundesrat, 2020+2012 / Innosuisse, 2020).

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 beleuchteten die beiden NFP die naturwissenschaftlich-technischen und gesellschaftlich-ökonomischen Aspekte für eine erfolgreiche Transformation des Energiesystems. Anfang 2020 wurden die beiden Programme abgeschlossen und unter dem Titel «Nationales Forschungsprogramm Energie»<sup>52</sup> das gemeinsame Resümee vorgelegt. Nach Angaben des Nationalfonds zeigen die Erkenntnisse aus den Forschungsprojekten, dass ein wirtschaftlich und sozial verträglicher Ausstieg aus der Kernenergie und

---

<sup>52</sup> vgl. [www.nfp-energie.ch](http://www.nfp-energie.ch)  
86/111

der CO<sub>2</sub>-intensiven Energiewelt schon mit den heute bekannten technischen und finanziellen Mitteln grundsätzlich möglich sei. Von alleine würden sich neue Technologien und Verhaltensweisen jedoch nicht im Alltag durchsetzen. Dafür müssten alle ihre Verantwortung wahrnehmen (Quelle: Balthasar, A., Schalcher, H.R., 2020).

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 2018 für Forschungs- und Entwicklungsprojekte (über alle Technologien und Themen; inkl. Transfer- und Koordinationskosten) und Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte zusammen 35,29 Mio. Franken. Eine Übersicht über besonders wertvolle Ergebnisse aus den BFE-Forschungsprogrammen gibt die jährlich aktualisierte Broschüre «Energieforschung und Innovation» (Quelle: BFE, 2020e)<sup>53</sup>.

Die Forschung auf dem Gebiet der **Kernenergie** wird weiterhin etwa im gleichen Umfang weitergeführt; 2018 wurden 47,14 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) abgedeckt<sup>54</sup>.

**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 Programmen für Forschung und Innovation (FIP) 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 FIP), den European Research Area Networks (ERA-NET), den europäischen Technologieplattformen und den gemeinsamen Technologieinitiativen (JTI; Teilnahme der Schweiz durch die Assoziierung am europäischen Rahmenprogramm für Forschung und Innovation). Daneben gibt es in einigen Bereichen der Energieforschung multilaterale Abkommen, z.B. in den Bereichen Smart Grids, Smart Cities oder Geothermie. Die Europäische Kommission stellte Ende 2019 den so genannten «European Green Deal» als neue Priorität der europäischen Kommission vor, mit dem erklärten Ziel, Europa zum ersten klimaneutralen Kontinent zu machen (*vgl. auch Themenfeld Internationales Umfeld*). Dazu gehören eine Reihe von neuen Initiativen auf europäischer Ebene, die teilweise auch unter den FIP mit Beteiligung der Schweiz implementiert werden. Bereits unter dem achten Rahmenprogramm, Horizon 2020, wird ein European Green Deal Call ausgeschrieben, bei dem rund 1 Mrd. Euro insbesondere für Pilot- und Demonstrationsprojekte zur Verfügung stehen. Darüber hinaus wurden unter Horizon 2020 auch spezifisch Innovationen von KMU in einem Green Deal Cut-Off des European Innovation Council Accelerator gefördert. Bei der Implementierung des neunten Rahmenprogramms Horizon Europe werden die Leitlinien des Green Deal eine grosse Rolle spielen, mindestens 35 Prozent des Budgets sollen zu Klimaschutzzielen beitragen (Quellen: BFE, 2020e / COM(2019) 640 final).

---

<sup>53</sup> Weitere Informationen zu den einzelnen Projekten unter [www.energieforschung.ch](http://www.energieforschung.ch) und [www.aramis.admin.ch](http://www.aramis.admin.ch).

<sup>54</sup> [www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung/](http://www.ensi.ch/de/sicherheitsforschung/) / [www.psi.ch/nes/](http://www.psi.ch/nes/) / <https://spc.epfl.ch>

## 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 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 die Potenziale von neuen Gletscherseen und Projekten, welche die Elektrizitätswirtschaft aus Vertraulichkeitsgründen nicht offengelegte. Bei den **Kosten** weist die PSI-Studie die Gesteungskosten 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 Gesteungskosten 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 CO<sub>2</sub>-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, 2019).

# 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 Indikatoren messen. Das jährliche Monitoring fokussiert deshalb auf einen deskriptiven Überblick wesentlicher Entwicklungen.

## Entwicklung der globalen Energiemärkte

Die Covid-19-Pandemie hat im Jahr 2020 auch die globalen Energiemärkte betroffen; die Wachstumsaussichten für die fossilen Energieträger wurden gegen unten korrigiert. Für Kohle und Gas basieren die nachfolgenden Angaben im Wesentlichen auf Berichten der Internationalen Energieagentur (IEA) und der EU vom Frühling 2020, für Erdöl auf IEA-Berichten vom August 2020.

**Erdöl:** Die IEA erwartet in ihrer Mittelfristprognose, dass die globale Erdölnachfrage jährlich noch um durchschnittlich etwas weniger als eine Mio. Fass pro Tag wächst und 2025 rund 105,7 Mio. Fass pro Tag erreichen wird; damit liegt die Nachfrage rund 2 Mio. Fass pro Tag unter dem Wert, welcher im Jahr 2019 vor der Covid-19-Pandemie geschätzt wurde. Für das gesamte Jahr 2020 geht die IEA davon aus, dass die Nachfrage um rund 8 Prozent oder 8 Mio. Fass pro Tag gegenüber dem Vorjahr einbrechen und im 2021 noch 3 Prozent unter dem Niveau von 2019 sein wird. Vor allem die Nachfrage nach Flugkerosin wird mittelfristig tiefer liegen als vor der Covid-19-Pandemie, so lag sie in Europa im Sommer 2020 rund 70 bis 80 Prozent unter dem Vorjahresniveau. Die USA dominieren mittelfristig weiterhin das Angebotswachstum mit einem Kapazitätszubau zwischen 2019 und 2025 von 2,5 Mio. Fass pro Tag, gefolgt von Brasilien und Guyana. Der globale Kapazitätszubau beträgt 5,9 Mio. Fass bis 2025. Nach der beispiellosen Expansion im Jahr 2018, als die gesamte Produktion in den USA um den Rekordwert von 2,2 Mio. Fass pro Tag anstieg, betrug der Zuwachs im 2019 nur noch 1,7 Mio. Fass, weil die kleinen unabhängigen Produzenten (vor allem von Schieferöl) ihre Bohraktivitäten aus finanziellen Gründen zurückfahren mussten. Der pandemiebedingte tiefe Ölpreis im Frühling 2020 hat die finanzielle Situation der Schieferölfirmen nochmals verschlechtert. Insgesamt soll nach IEA-Angaben die Nicht-OPEC-Produktion bis 2025 um 4,5 Mio. Fass pro Tag steigen. Was die Produktion in der OPEC betrifft, so gleicht ein solides Wachstum im Nahen Osten Rückgänge in Afrika und Venezuela mehr als aus, und die Förderkapazität nimmt bis 2025 um 1,2 Mio. Fass pro Tag zu, vor allem dank dem Irak und der Vereinigten Arabischen Emirate. Im Jahr 2019 erhöhte sich das globale Erdöl-Angebot gegenüber dem Vorjahr nur noch ganz leicht auf 100,5 Mio. Fass pro Tag, mit einem Anteil der Nicht-OPEC Länder von rund 60 Prozent. Die Nachfrage stieg um 0,7 Mio. auf 100 Mio. Fass pro Tag. Im April 2020 einigte sich die OPEC+ (OPEC und weitere Länder unter der Leitung Russlands) darauf, die Förderung um 9,7 Mio. Fass pro Tag zu drosseln, um dem Preiszerfall entgegenzuwirken. Die OPEC+ repräsentiert knapp die Hälfte der weltweiten Ölförderung. Während der Ölpreis im 2019 zwischen rund 60 bis 75 Dollar pro Fass gelegen hatte, fiel er im Frühling 2020 infolge der Covid-19-Pandemie auf historische Tiefstwerte; in den USA wurden kurzzeitig sogar negative Preise verzeichnet. Seit Juni 2020 hat sich der Preis jedoch wieder auf einem Niveau leicht über 40 Dollar pro Fass erholt (Quellen: OECD/IEA, 2020b+c).

**Erdgas:** Während die IEA in ihrer Mittelfristprognose vor der Covid-19-Pandemie noch mit einem jährlichen Wachstum der Erdgasnachfrage bis 2024 von 1,8 Prozent gerechnet hatte, wurde diese Prognose im Juni 2020 auf 1,5 Prozent nach unten korrigiert, so dass die globale Erdgas-Nachfrage 2025 rund 4370 Mrd. Kubikmeter erreichen soll. Für das Jahr 2020 rechnet die IEA global mit einem Rückgang der Erdgasnachfrage von 4 Prozent (auf 3840 Mrd. Kubikmeter) und für Europa von 7 Prozent. Eurasien inklusive China wird nach den Angaben in den nächsten fünf Jahren rund 50 Prozent und der

mittlere Osten mit rund einem Drittel zum globalen Nachfragewachstum beitragen. Global gesehen bleibt der Industriesektor mit 40 Prozent Anteil hauptsächlichster Nachfragetreiber nach dem Stromsektor. Auf der Angebotsseite geht die IEA davon aus, dass die USA, welche 2019 28 Prozent der globalen Gasförderung ausmachten, ihre Produktion bis 2025 weiter um 1,5 Prozent jährlich steigern kann. Für Eurasien erwartet die IEA von 2019 bis 2025 ein jährliches Wachstum von 1,8 Prozent, wobei russisches Erdgas (mit Pipelines nach China und LNG) 70 Prozent zum Wachstum beisteuert. In absoluten Mengen zwar auf tiefem Niveau verzeichnet Afrika mit 5,6 Prozent jährlichem Wachstum die höchste Wachstumsrate, gefolgt vom Mittleren Osten mit 2,5 Prozent. In Europa bleibt die Gasförderung in Norwegen stabil, während sie in Grossbritannien und den Niederlanden stark abnimmt, vor allem bedingt durch den Entscheid der Niederlande, mit Groningen eines der grössten europäischen Gasfelder bis 2024 stillzulegen. Gemäss dem Gasmarkt-Monitoring der EU sank der Anteil des russischen Erdgases am europäischen Import im ersten Quartal 2020 auf 40 Prozent, während der Anteil von LNG-Import auf rekordhohe 28 Prozent anstieg. Der globale LNG-Markt ist gemäss IEA im 2019 um 12 Prozent angestiegen, vor allem durch erhöhte Förderung in den USA, Russland und Australien. Mit der Covid-19-Pandemie und den entstandenen Überkapazitäten ist der Markt jedoch eingebrochen und die IEA erwartet erst bis 2025 eine Erholung. Die IEA geht davon aus, dass China im 2023 Japan als grössten LNG-Importeur überholen wird. 2019 stieg die globale Erdgas-Produktion gegenüber dem Vorjahr um 3,3 Prozent auf einen neuen Höchststand von 4088 Mrd. Kubikmetern. Die Nachfrage erhöhte sich um 1,5 Prozent auf 3986 Mrd. Kubikmeter. 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). Bereits im 2019 fielen dann die Gaspreise in allen wichtigen Verbrauchsregionen und lagen bei gut 2 US-Dollar je mmbtu in den USA (Henry Hub) und bei gut 4 US-Dollar je mmbtu in Europa (TTF). Die Preise sind infolge der Covid-19-Pandemie im Mai 2020 gegenüber Januar 2020 um 22 (Henry hub), 71 (TTF Europa) und 62 Prozent (LNG Asia) gesunken. Bis im Oktober hat der Erdgaspreis in Europa wieder angezogen und das Niveau von Februar 2020 erreicht (Quellen: OECD/IEA, 2020d+e / EU, 2020 / Argus Gas Connections<sup>55</sup>).

**Kohle:** Die IEA geht in ihrer Mittelfristprognose davon aus, dass die globale jährliche Kohlenachfrage bis 2024 nahezu stagniert bei einem Stand von 5645 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, wird sich die Nachfrage 2022 stabilisieren und danach leicht sinken, insbesondere bedingt durch die Massnahmen der Regierung zur Verbesserung der Luftqualität und den Strukturwandel in der Schwerindustrie. Die IEA geht davon aus, dass der Anteil von Kohle in der Stromproduktion von 67 Prozent im 2018 auf 59 Prozent im 2024 fallen wird. Die globale Kohleproduktion stieg gemäss IEA nach 2018 (+3,3%) im 2019 nur noch um 1,5 Prozent. Mit 7921 Mio. Tonnen lag sie 2019 indes immer noch um 50 Mio. Tonnen leicht unter dem Höchstwert von 2013. Die Kohleproduktion in China stieg 2019 um 4,1 Prozent. China ist nur noch zu 8 Prozent von Kohleimporten abhängig, nachdem die Importabhängigkeit seit dem Jahr 2000 laufend zugenommen hatte. Der Kohleverbrauch sank im 2019 global um 1,2 Prozent, vor allem, weil die Nachfrage in den OECD-Ländern (allen voran der EU) um 12 Prozent gesunken ist; den grössten Zuwachs hatten Indonesien und Vietnam, während die Nachfrage in China und Indien stagnierte, bzw. sogar leicht rückläufig war. China hat immer noch einen Anteil von 55 Prozent an der globalen Nachfrage und 47 Prozent

---

<sup>55</sup> [www.argusmedia.com](http://www.argusmedia.com)

Anteil an der globalen Produktion von Kohle und ist somit auch der weltgrößte Importeur. Der Kohleverbrauch in OECD-Ländern hat nur noch einen Anteil von 16,5 Prozent an der globalen Nachfrage. In der EU ist die Nachfrage nach Braun- und Steinkohle im 2019 weiter gesunken; der Verbrauch von Steinkohle lag bei 176 Mio. Tonnen, jener von Braunkohle bei 308 Mio. Tonnen<sup>56</sup>. Deutschland und Polen bleiben die beiden wichtigsten Kohlenverbraucher in Europa mit einem Anteil von mehr als der Hälfte der Nachfrage. In Deutschland haben Bundestag und Bundesrat Anfang Juli 2020 den Kohleausstieg bis spätestens 2038 beschlossen. England hat den Anteil der Kohle seit 1990 von 70 Prozent auf 3 Prozent reduziert. Spanien plant bis 2030 aus der Kohle auszusteigen. Getrieben von der Marktdynamik in Asien und nachdem China Massnahmen zur Beschränkung der inländischen Kohleproduktion eingeführt hatte, stiegen die Kohlepreise im Jahr 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 und seither auf diesem Niveau verharrt. Da der Gaspreis infolge der Covid-19-Pandemie im 2020 stark gefallen ist und der Kohlepreis relativ stabil blieb, 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, 2019+2020f / Argus Gas Connections).

**CO<sub>2</sub> im europäischen Emissionshandel:** Der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte erlebte während des Lockdowns volatile Schwankungen, da die Unsicherheit über die Auswirkungen der Covid-19-Pandemie auf die Wirtschaft zu einem vorübergehenden Rückgang der Liquidität führte. Bis Ende Mai 2020 konnte der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte jedoch fast alle Verluste ausgleichen, die während der akutesten Phase der Pandemie entstanden waren. Der durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Spotpreis im ersten Quartal 2020 fiel gegenüber dem vierten Quartal 2019 um 8 Prozent auf 23 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Im April und Mai 2020 erreichte der durchschnittliche CO<sub>2</sub>-Spotpreis 20 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Im Juni 2020 stieg er auf 23,5 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub> und befand sich wieder auf dem Vorkrisenniveau. Insbesondere die Ankündigung der EU-Kommission, die CO<sub>2</sub>-Emissionen bis 2030 nicht nur um 40 Prozent, sondern um bis zu 55 Prozent zu senken, trieb den Preis im Sommer 2020 sogar auf das Niveau von 30 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>. Auch der Preis für Futures für den Monat Dezember 2021 lag im August 2020 bei 30 Euro. Da der Gaspreis in Europa im 2020 eingebrochen ist und der Kohlepreis stabil blieb, konnten im Sommer 2020 Gaskraftwerke dank relativ hoher CO<sub>2</sub>-Preise günstiger Strom produzieren als Kohlekraftwerke, der Fuel-Switch-Preis favorisierte also Erdgas. Dieser Trend hat sich inzwischen aber wieder abgeschwächt (Quellen: EU, 2020 / EEX<sup>57</sup>).

**Strom:** Global stieg die Stromproduktion zwischen 1974 und 2018 von 6298 auf 26'730 TWh, was nach Angaben der IEA einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 3,3 Prozent entspricht. 2018 lag die Produktion 3,9 Prozent über dem Vorjahr. Der Anteil der Produktion von Nicht-OECD-Ländern an der weltweiten Stromerzeugung lag bei 58 Prozent – mehr als das Doppelte des Anteils von 1974. Das jährliche Produktionswachstum zwischen 2010 und 2018 betrug in den OECD-Ländern durchschnittlich 0,3 Prozent, verglichen mit 4,8 Prozent in den Nicht-OECD-Ländern. In den USA verlor die Kohle bereits 2016 den Spitzenplatz bei der Stromproduktion: Den wichtigsten Anteil hat heute Erdgas mit 38 Prozent gefolgt von Kohle mit 23 Prozent, Kernenergie mit 20 Prozent und den erneuerbaren Energien mit einem Anteil von 17,1 Prozent<sup>58</sup>. Der Anteil erneuerbarer Energien am EU-Strommix erreichte im ersten Quartal 2020 40 Prozent, was gegenüber 2019 einem Anstieg von 38 TWh entspricht.

---

<sup>56</sup> Eurostat (Coal production and consumption statistics)

<sup>57</sup> [www.eex.com](http://www.eex.com)

<sup>58</sup> [www.eia.gov](http://www.eia.gov)

Um ebenfalls 38 TWh ist hingegen die Produktion aus Kohle eingebrochen; die Stromproduktion aus Erdgas hat sich um 3 TWh reduziert, was auch dem Corona bedingten Einbruch der Nachfrage gegenüber dem Vorjahresquartal entspricht. Der Anteil der Stromproduktion aus fossilen Energien ist somit gegenüber dem Vorjahresquartal von 38 auf 33 Prozent gesunken und liegt klar unter jenem der erneuerbaren Energien<sup>59</sup>. Dies ist auch bedingt durch den Vorrang der erneuerbaren Stromproduktion, konventionelle Kraftwerke werden erst zugeschaltet, wenn die Produktion aus erneuerbaren Energien nicht ausreicht. Der European Power Benchmark (Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt) sank im ersten Quartal 2020 auf 30 Euro/MWh und lag damit 28 Prozent unter dem Vorjahresquartal und somit auf demselben historisch tiefen Wert wie im Februar 2016. Auch der Preis für Baseload für die Schweiz (Swissix) folgte diesem Trend (Quellen: OECD/IEA, 2020g / EU, 2020).

## Entwicklungen in der EU

### Langfristige Energie- und Klimapolitik

Die EU-Kommission hat im Dezember 2018 ihre Langfriststrategie «A Clean Planet for All» veröffentlicht, mit der sie darlegt, wie sich das Energiesystem langfristig entwickeln soll. Gemäss der Governance-Verordnung müssen alle Mitgliedsstaaten der Kommission neben den nationalen Energie- und Klimaplänen (NECP) bis Ende 2019 nationale Langfriststrategien einreichen. Der Europäische Rat hat im Dezember 2019 die Klimaneutralität 2050 beschlossen. In den Schlussfolgerungen des Rates wird erwähnt, dass sich ein Mitgliedsstaat (Polen) zu diesem Zeitpunkt nicht zum Ziel bekennen kann (Quellen: COM(2018) 773 final / Europäischer Rat, 2019).

### «European Green Deal»

Das Ziel der EU, bis 2050 erster klimaneutraler Kontinent der Welt zu werden, ist das Herzstück des «**European Green Deal**», den die Kommission von Präsidentin Ursula von der Leyen am 11. Dezember 2019 vorstellte. Die Kommission hatte ihre Vision einer klimaneutralen EU bis 2050 erstmals im November 2018 dargelegt. Diese steht im Einklang mit dem Ziel des Übereinkommens von Paris, die Klimaerwärmung auf deutlich unter 2 Grad zu begrenzen und die Bemühungen um eine Begrenzung auf 1,5 Grad fortzusetzen. Der «European Green Deal» versteht sich als umfassende Strategie, welche sich auf alle Wirtschaftszweige erstreckt (Verkehr, Energie, Landwirtschaft, Gebäude sowie die Stahl-, Zement-, IKT-, Textil- und Chemieindustrie). Bezüglich der Energie- und Klimapolitik sind insbesondere folgende Aspekte zentral (Quelle: COM(2019) 640 final):

- **Klimaschutz:** Bis 2030 sollen die Treibhausgasemissionen auf 55 Prozent gegenüber 1990 sinken; das bisherige Ziel (minus 40%) soll also verschärft werden. Bis 2050 sollen wie eingangs erwähnt netto keine Treibhausgasemissionen mehr freigesetzt werden. Sollten ausserhalb der EU unterschiedliche Zielvorgaben gelten, während die EU ihre Ziele verschärft, plant die Kommission für ausgewählte Sektoren ein CO<sub>2</sub>-Grenzausgleichssystem, um das Risiko der Verlagerung von

---

<sup>59</sup> <https://ember-climate.org/project/renewables-beat-fossil-fuels/>

CO<sub>2</sub>-Emissionen zu mindern. Weiter ist eine Revision der Energiebesteuerungsrichtlinie vorgesehen, welche Umweltfragen besonders berücksichtigt. Schliesslich wird eine neue Strategie zur Anpassung an den Klimawandel aufgelegt.

- **Energieversorgung:** Die Kommission betont die Wichtigkeit der weiteren Dekarbonisierung des Energiesystems, um die Klimaziele 2030 und 2050 zu erreichen. Im Zentrum steht dabei eine verstärkte Energieeffizienz und der Ausbau sowie die Integration der erneuerbaren Energien, ergänzt durch den raschen Ausstieg aus der Kohle und der Dekarbonisierung von Gas. Gleichzeitig soll die Energieversorgung der EU für Konsumenten und Unternehmen sicher und erschwinglich bleiben; die Kommission will daher sicherstellen, dass der europäische Energiemarkt vollständig integriert, vernetzt und digitalisiert ist, unter Wahrung der Technologieneutralität. Bei den Infrastrukturen betont die Kommission, dass deren Rechtsrahmen überprüft werden müsse, um zu gewährleisten, dass er mit dem Ziel der Klimaneutralität im Einklang stehe; dieser Rahmen solle die Einführung innovativer Technologien und Infrastrukturen (intelligente Netze, Wasserstoffnetze oder CO<sub>2</sub>-Abscheidung, -Speicherung und -Nutzung sowie die Energiespeicherung fördern und zudem die Sektorenkopplung ermöglichen.
- **Mobilität:** Eine zentrale Rolle auf dem Weg in eine klimaneutrale Zukunft spielt der Verkehr. Dazu müssen die verkehrsbedingten Treibhausgasemissionen nach Angaben der Kommission bis 2050 um 90 Prozent gesenkt werden. Alle Verkehrsträger (Strasse, Schiene, Luft- und Schifffahrt) müssen zu diesem Ziel beitragen. Der multimodale Verkehr muss kräftig angekurbelt werden, um das Verkehrssystem effizienter zu machen. Die Verlagerung des Güterverkehrs von der Strasse auf die Schiene ist dabei entscheidend, um Emissionen zu reduzieren. Der Verkehr soll vor allem in Städten umweltfreundlicher werden. Der automatisierten und vernetzten Mobilität schreibt die Kommission eine immer wichtigere Rolle zu. Weiter sollen alternative, nachhaltige Treibstoffe gefördert werden.
- **Gebäude:** Auf Gebäude fallen nach Angaben der Kommission derzeit 40 Prozent des Energieverbrauchs, die jährliche Sanierungsquote liege in den Mitgliedstaaten zwischen 0,4 und 1,2 Prozent. Um die Energieeffizienz- und Klimaziele zu erreichen, sind daher Gebäuderenovierungen zentral. Eine Renovationswelle privater und öffentlicher Gebäude soll die Sanierungsquote steigern. Weiter wird in Erwägung gezogen, Emissionen von Gebäuden in den europäischen Emissionshandel einzubeziehen.

Zur Finanzierung des «Green Deals» stellte die Kommission Anfang 2020 einen **Investitionsplan vor, der bis 2030 eine Billion Euro an nachhaltigen Investitionen mobilisieren soll**. Dabei ist vorgesehen, dass ein höherer Anteil der Ausgaben für Klima- und Umweltmassnahmen aus dem EU-Haushalt helfen wird, private Mittel zu mobilisieren. Die Europäische Investitionsbank, die bereits im November 2019 angekündigt hat, ab 2022 keine Projekte für fossile Energien mehr zu finanzieren, wird dabei eine Schlüsselrolle spielen. Im Weiteren werden **37,5 Prozent der Mittel aus dem Aufbaupaket «Next Generation EU»** im Zuge der Covid-19-Pandemie unmittelbar für die Ziele des «Green Deals» ausgegeben, wie EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen in ihrer Rede zur Lage der Union bei der Plenartagung des Europäischen Parlaments am 16. September 2020 in Brüssel erklärte. Der Europäische Rat hatte sich an einer Sondertagung im Juli auf „Next Generation EU“ geeinigt; die Kommission wird in diesem Rahmen Mittel in Höhe von bis zu 750 Mrd. Euro an den Märkten aufnehmen können (Quellen: COM(2020) 21 final / COM, 2020 / Europäischer Rat, 2020).

Der «Green Deal» **ist auch für die Schweiz von Interesse**. Er weist verstärkt die Stossrichtung der europäischen Energie- und Klimapolitik der kommenden Jahrzehnte auf, welche auch die Schweizer Energie- und Klimapolitik beeinflussen werden. Viele Aspekte des Green Deals, insbesondere jene zur Finanzierung, sind EU-intern. Dennoch kann die Schweiz die Gelegenheit nutzen, um den Aus-

tausch mit der EU zu einzelnen Themen zu intensivieren. Gleichzeitig gilt es, die weitere Konkretisierung genau zu beobachten und mögliche Herausforderungen für die Schweiz frühzeitig zu identifizieren.

## Europäisches Klimagesetz

Um die Klimaneutralität bis 2050 rechtlich zu verankern, legte die Kommission Anfang März 2020 das **Europäische Klimagesetz** vor. Bis 2050 sollen demnach netto keine Treibhausgasemissionen mehr ausgestossen werden. Die Kommission schlägt vor, für den Zeitraum 2030 bis 2050 einen EU-weiten Zielpfad für die Verringerung der Treibhausgasemissionen festzulegen. Gleichzeitig zielt das Gesetz darauf, die Anstrengungen zur Anpassung an den Klimawandel zu verstärken. Die Kommission hat Mitte September zudem eine Änderung des vorgeschlagenen Klimagesetzes vorgelegt, um das Emissionsreduktionsziel von mindestens 55 Prozent (*s. weiter unten*) bis 2030 als Zwischenziel auf dem Weg zur angestrebten Klimaneutralität bis 2050 festzuschreiben (Quellen: COM(2020) 80 final / COM(2020) 562 final).

## Integration des Energiesystems und Wasserstoff

Zur Erreichung der Klimaneutralität und der damit verbundenen Umgestaltung des Energiesystems legte die Kommission am 8. Juli 2020 zwei neue Strategien vor: eine Strategie zur Integration des Energiesystems und eine Wasserstoffstrategie:

Die **EU-Strategie zur Integration des Energiesystems** beabsichtigt die Planung und den Betrieb des Energiesystems als ein Ganzes, unter Vernetzung verschiedener Energieträger, Infrastrukturen und Verbrauchssektoren. Die Strategie beruht auf den drei Säulen 1) stärker „kreislaufforientiertes“ Energiesystem mit der Energieeffizienz als zentraler Baustein, 2) stärkere direkte Elektrifizierung der Endverbrauchssektoren mit hohem Anteil erneuerbarer Energien sowie 3) Nutzung saubererer Brennstoffe (z. B. von erneuerbarem Wasserstoff, nachhaltigen Biotreibstoffen und Biogas) für jene Sektoren, in denen eine Elektrifizierung schwierig ist. In der Strategie werden 38 Massnahmen zur Schaffung eines stärker integrierten Energiesystems aufgeführt. Dazu gehören die Überarbeitung der bestehenden Rechtsvorschriften, finanzielle Unterstützung, Erforschung und Einsatz neuer Technologien und digitaler Tools, Leitlinien für die Mitgliedstaaten zu steuerlichen Massnahmen und dem Auslaufen von Subventionen für fossile Brennstoffe, eine Reform der Marktsteuerung und Infrastrukturplanung sowie bessere Informationen für Konsumentinnen und Konsumenten. Die Analyse der bestehenden Hindernisse in diesen Bereichen wird in konkreten Vorschläge einfließen, z. B. in die Überarbeitung der TEN-E-Verordnung bis Ende 2020 oder die Überarbeitung der Energiebesteuerungsrichtlinie und des Rechtsrahmens für den Gasmarkt im Jahr 2021 (Quelle: COM(2020) 299 final).

In einem integrierten Energiesystem kann Wasserstoff die Dekarbonisierung von Industrie, Verkehr, Stromerzeugung und Gebäuden in ganz Europa unterstützen. Die **EU-Wasserstoffstrategie** zeigt auf, wie dieses Potenzial durch Investitionen, Regulierung, Schaffung von Märkten sowie Forschung und Innovation ausgeschöpft werden kann. Wasserstoff kann Sektoren mit Energie versorgen, die nicht für die Elektrifizierung geeignet sind, und die Energie speichern, um variable Energieflüsse aus erneuerbaren Energieträgern auszugleichen. Vorrangiges Ziel ist die Entwicklung von erneuerbarem Wasserstoff, der hauptsächlich mithilfe von Wind- und Sonnenenergie erzeugt wird. Kurz- und mittelfristig sind nach EU-Angaben jedoch andere Formen CO<sub>2</sub>-armen Wasserstoffs erforderlich, um die Emissionen rasch zu senken und die Entwicklung eines tragfähigen Marktes zu unterstützen. Dieser schrittweise Übergang erfordert einen stufenweisen Ansatz: Von 2020 bis 2024 soll nach dem Willen der Kommission in der EU die Installation von für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff bestimmten Elektrolyseuren mit einer Elektrolyseleistung von mindestens 6 Gigawatt und die Erzeugung von bis zu 1 Million

Tonnen erneuerbarem Wasserstoff unterstützen. Von 2025 bis 2030 muss Wasserstoff nach den Angaben zu einem wesentlichen Bestandteil des integrierten Energiesystems werden, indem in der EU für die Erzeugung von erneuerbarem Wasserstoff bestimmte Elektrolyseure mit einer Elektrolyseleistung von mindestens 40 Gigawatt (derzeit weniger als 1 GW) installiert und bis zu 10 Millionen Tonnen erneuerbarer Wasserstoff erzeugt werden soll. Der Wasserstoffbedarf Europas wird allerdings nicht alleine aus europäischen Quellen gedeckt werden können, so dass bereits Projekte mit der Ukraine, Marokko, Australien oder Chile angedacht werden. Von 2030 bis 2050 sollten die Technologien für erneuerbaren Wasserstoff ausgereift sein und in großem Massstab in allen Sektoren, in denen die Dekarbonisierung schwierig ist, eingesetzt werden. Deutschland – welches am 10. Juni 2020 eine eigene ambitionierte Wasserstoffstrategie beschlossen hat, will seine EU-Ratspräsidentschaft im zweiten Halbjahr 2020 nutzen, die Thematik weiter voranzutreiben (Quellen: COM(2020) 301 final / BMWi, 2020).

## Energie- und Klimaziele bis 2030

Für das Jahr 2030 hat sich die EU folgende quantitative Ziele für die Bereiche Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Stromverbund gesetzt (Quellen: COM(2020) 562 final, COM(2020) 564 final / Europäischer Rat, 2014 / COM (2020) / Europäisches Parlament, 2020):

- **Treibhausgasemissionen:** Um das Ziel, 2050 der erste klimaneutrale Kontinent der Welt zu werden, schlägt die Kommission nach einer öffentlichen Konsultation und einer umfassenden Folgenabschätzung vor, das Zwischenziel für 2030 zu verschärfen. Demnach sollen die Treibhausgasemissionen der EU bis 2030 gegenüber 1990 um mindestens 55 Prozent sinken. Das bisherige Ziel lag bei 40 Prozent. Das Europäische Parlament hat Anfang Oktober mit seiner Position zum Klimagesetz ein Emissionsziel von minus 60 Prozent bis 2030 beschlossen. Das definitive Ziel wird in den kommenden Monaten vom Parlament in Abstimmung mit dem Rat der EU gemeinsam festgelegt. Gemäss der Bewertung der nationalen Energie- und Klimapläne der Mitgliedstaaten für den Zeitraum 2021-2030 kommt die Kommission zum Schluss, dass die EU das bisherige Ziel von minus 40 Prozent übertreffen dürfte. Um die neue Zielvorgabe von 55 Prozent umzusetzen, muss die EU die Energieeffizienz und den Anteil der erneuerbaren Energien jedoch weiter steigern.
- **Erneuerbare Energien:** Der Anteil 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 im Rahmen des «Clean Energy Packages» (*s. weiter unten*) beschlossen, die Ende 2018 in Kraft getreten ist. Gemäss Bewertung der nationalen Energie- und Klimapläne könnte sich der Anteil erneuerbarer Energien in der EU bis 2030 auf 33,7 Prozent erhöhen. Um das verschärfte Treibhausgasemissionsziel zu reflektieren, will die Kommission bis Juni 2021 eine Revision der Richtlinie für Erneuerbare Energien mit einem auf bis zu 40 Prozent erhöhten Erneuerbaren-Ziel erarbeiten.
- **Energieeffizienz:** Diese soll in der EU bis 2030 um mindestens 32,5 Prozent erhöht werden<sup>60</sup>. Dieses Ziel hat die EU mit der Neufassung der Energieeffizienz-Richtlinie im Rahmen des «Clean Energy Packages» (*s. weiter unten*) beschlossen, die Ende 2018 in Kraft getreten ist. Gemäss Bewertung der nationalen Energie- und Klimapläne dürfte das Effizienzziel für 2030 verfehlt werden. Um das verschärfte Treibhausgasemissionsziel zu reflektieren, will die Kommission bis Juni 2021

---

<sup>60</sup> 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.

eine Revision der Energieeffizienzrichtlinie mit einem auf bis zu 41 Prozent erhöhten Effizienz-Ziel erarbeiten.

- **Stromverbund:** Dieses Ziel wurde für 2030 auf 15 Prozent der Inlandproduktion festgelegt.

## Das „Clean Energy Package“

Zur Umsetzung der Energieunion<sup>61</sup> ist seit 2018 und 2019 in der EU ein umfangreiches Paket mit neuen Regeln zu Strombinnenmarkt, Erneuerbare Energien, Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und Gouvernanz in Kraft, das sog. «Clean Energy Package» mit insgesamt acht Verordnungen und Richtlinien (Quelle: COM(2016) 860 final)):

- **Neugestaltung des Strommarkts:** Die Neufassung der *Strombinnenmarkt-Richtlinie*<sup>62</sup>, die aus dem 2009 beschlossenen dritten Energiebinnenmarktpaket stammt, soll einen marktbasierten, verbraucherzentrierten und flexiblen Strommarkt schaffen. Die Neufassung der *Strombinnenmarkt-Verordnung*<sup>63</sup>, die ebenfalls aus dem dritten Energiebinnenmarktpaket stammt, stellt neue Regeln für den europäischen Strombinnenmarkt auf, der an die zunehmend dezentrale und fluktuierende Stromerzeugung angepasst wird. 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.
- **Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER):** Die Neufassung der *ACER-Verordnung*<sup>64</sup> 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 vom EU-Strombinnenmarkt umgeben ist, hat die Arbeit von ACER Auswirkungen auf den hiesigen Strommarkt und ist insbesondere für die EICom von Relevanz. Ohne Stromabkommen gibt es nur eine beschränkte Mitwirkung der Schweiz in ACER.
- **Energieeffizienz:** Mit dem Übereinkommen von Paris passte die EU die Ziele der *Energieeffizienz-Richtlinie*<sup>65</sup> an den klima- und energiepolitischen Rahmen für 2030 an. Neu gilt ein unverbindliches

---

<sup>61</sup> Energieunion: Energiepolitische Rahmenstrategie der EU seit 2015 mit fünf Dimensionen: (1) Sicherheit, Solidarität und Vertrauen, (2) ein vollständig integrierter Energiebinnenmarkt, (3) Energieeffizienz (4) Klimaschutz – Umstellung auf eine Wirtschaft mit geringen CO<sub>2</sub>-Emissionen (5) Forschung, Innovation und Wettbewerbsfähigkeit

<sup>62</sup> Richtlinie (EU) 2019/944 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU (Neufassung)

<sup>63</sup> Verordnung (EU) 2019/943 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt (Neufassung)

<sup>64</sup> Verordnung (EU) 2019/942 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 zur Gründung einer Agentur der Europäischen Union für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (Neufassung)

<sup>65</sup> Richtlinie (EU) 2018/2002 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU zur Energieeffizienz

Effizienzziel von 32,5 Prozent auf Unionsebene<sup>66</sup>. Die aktualisierte *Gebäudeeffizienz-Richtlinie*<sup>67</sup> 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*<sup>68</sup> 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 Richtlinie enthält unter anderem Vorgaben zu Förderung, 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 ab Mitte 2021 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. Die Schweiz wird die Anerkennung der europäischen HKN weiterführen.
- **Strom-Versorgungssicherheit:** Die neue *Verordnung zur Risikovorsorge im Elektrizitätsbereich*<sup>69</sup> 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 kurzfristige 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 Pentalateralen Energieforums in die Diskussionen über die regionale Versorgungssicherheit einbringen, ohne aber Rechte einfordern zu können.
- **Gouvernanz der Energieunion:** Das Ziel der neuen *Gouvernanz-Verordnung*<sup>70</sup> 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 integrierte nationale Energie- und Klimapläne für den Zeitraum 2021-2030 (s. weiter oben). 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.

---

<sup>66</sup> 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.

<sup>67</sup> Richtlinie (EU) 2018/844 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 30. Mai 2018 zur Änderung der Richtlinie 2010/31/EU über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden und der Richtlinie 2012/27/EU über Energieeffizienz

<sup>68</sup> Richtlinie (EU) 2018/2001 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 zur Förderung der Nutzung von Energie aus erneuerbaren Quellen (Neufassung)

<sup>69</sup> Verordnung (EU) 2019/941 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG

<sup>70</sup> Verordnung (EU) 2018/1999 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 11. Dezember 2018 über das Governance-System für die Energieunion und für den Klimaschutz

## Entwicklung gegenüber den Zielen 2020

Für das Jahr 2020 setzte sich die EU quantitative Ziele für die Bereiche Treibhausgasemissionen, erneuerbare Energien, Energieeffizienz und Stromverbund. Der Stand der Zielerreichung präsentiert sich wie folgt (Quellen: Eurostat, 2020 / 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 2018 lagen die Treibhausgasemissionen (inkl. Emissionen des internationalen Luftverkehrs) nach provisorischen Angaben 20,6 Prozent tiefer als 1990 und damit bereits unter dem 2020er-Ziel.
- **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: 2018 lag er bei 18,9 Prozent. Nach Angaben der Kommission wird die EU voraussichtlich das 2020-Ziel übertreffen.
- **Energieeffizienz:** Die EU hat sich das indikative Ziel gesetzt, die Energieeffizienz bis 2020 um 20 Prozent zu verbessern<sup>71</sup>. Der Primärenergieverbrauch nahm 2018 gegenüber dem Vorjahr um 0,6 Prozent ab, der Endenergieverbrauch stabilisierte sich (+0,1 Prozent). Die Erreichung des 2020-Ziels ist noch unsicher.
- **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 werden kann. Gemäss Kommission haben acht Mitgliedstaaten das Ziel noch nicht erreicht.

## 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 Grundagentexte 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

---

<sup>71</sup> 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.

eingeführt. Von besonderer Bedeutung für den Stromhandel an den Schweizer Grenzen sind die Regelungen über die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement<sup>72</sup>, über die Vergabe langfristiger Kapazität<sup>73</sup> und über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem<sup>74</sup>. 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. Aufgrund einer dadurch verursachten potenziellen Gefährdung der Systemsicherheit bietet die EU nun aber Hand für eine technische Integration dieser Schweizer Elemente in die Kapazitätsberechnungen. Swissgrid und ECom sind daran, entsprechende Lösungen auszuarbeiten. 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 aus dem Systemausgleich führen könnte, die die Systemsicherheit der Region gefährden. Mit dem «Clean Energy Package» der EU ist seit Mitte 2019 eine Neufassung der Strombinnenmarkt-Verordnung in Kraft (*vgl. weiter oben*). Dies hat zur Folge, dass die Kommission die bisherigen Network Codes überprüfen und revidieren wird. Zusätzlich werden neue Network Codes entstehen, beispielsweise für Cybersicherheit.

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 legte deshalb 2016 den Abschlussbericht einer Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen vor. 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

---

<sup>72</sup> Verordnung (EU) 2015/1222 der Kommission vom 24. Juli 2015 zur Festlegung einer Leitlinie für die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement

<sup>73</sup> Verordnung (EU) 2016/1719 der Kommission vom 26. September 2016 zur Festlegung einer Leitlinie für die Vergabe langfristiger Kapazität

<sup>74</sup> Verordnung (EU) 2017/2195 der Kommission vom 23. November 2017 zur Festlegung einer Leitlinie über den Systemausgleich im Elektrizitätsversorgungssystem

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 bestehen mit dem Clean Energy Package verbesserte Regeln für Kapazitätsmärkte im EU-Binnenmarkt. Diese sind Teil der *Strombinnenmarkt-Verordnung* (Quelle: C(2016) 2107 final).

## Gasbinnenmarkt und Gasversorgungssicherheit

Im April 2019 beschloss die EU eine **Änderung ihrer Richtlinie für den Gasbinnenmarkt**<sup>75</sup>. 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, auch da die Grenzübergangspunkte zur Schweiz auf der Seite der Nachbarländer bereits heute nach den Regeln des EU-Binnenmarktes bewirtschaftet werden. Für die Schweiz ist es 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 (seit August 2017 auch umgekehrt möglich mit dem so genannten Reverse-Flow).

**Verordnung zur Sicherung der Gasversorgung:** Wegen der Abhängigkeit von Lieferanten aus Drittländern will sich die EU auf ihren Märkten für eventuelle Störungen der Gasversorgung wappnen. Kernpunkte der 2017 revidierten Verordnung<sup>76</sup> 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, indem Erdgasunternehmen langfristige, für die Versorgungssicherheit relevante Verträge melden müssen. 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 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 Gasversorgungssicherheit*).

## Energieinfrastruktur

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

---

<sup>75</sup> 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.

<sup>76</sup> 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

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. Die nächste (fünfte) PCI-Liste wird voraussichtlich Anfang 2021 in Kraft treten (Quellen: COM(2017) 718 final / C(2019) 7772 final).

## 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 Änderung der entsprechenden Richtlinie ist seit April 2018 in Kraft<sup>77</sup>. Die Weiterentwicklung des EHS ist auch für die Schweiz relevant, welche ihr Emissionshandelssystem per 1. Januar 2020 mit jenem der EU verknüpft hat. Wie in der EU sind neu auch die CO<sub>2</sub>-Emissionen der Zivilluffahrt und von allfälligen fossilen Kraftwerken im Schweizer EHS einbezogen. 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 (Quellen: COM, 2017 / Bundesrat, 2017b+2019e).

Im Bereich **Mobilität** ist seit 2019 eine Verordnung zu verschärften *CO<sub>2</sub>-Emissionsvorschriften für Personenwagen und leichte Nutzfahrzeuge* in Kraft, wonach die durchschnittlichen CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kilometer von im Jahr 2030 in der EU neu zugelassenen Personenwagen 37,5 Prozent unter den Zielwerten des Jahres 2021 liegen müssen, bei leichten Nutzfahrzeugen sind es 31 Prozent<sup>78</sup>. Die Regelung legt ebenfalls die Umrechnung der bestehenden Zielwerte aufgrund des neuen CO<sub>2</sub>-Messverfahrens WLTP in den Jahren 2021-2024 fest. Im Weiteren führte die EU erstmals *CO<sub>2</sub>-Emissionsvorschriften für schwere Nutzfahrzeuge* ein: Die ebenfalls 2019 in Kraft getretene Verordnung gibt vor, dass die Emissionen von neuen schweren Nutzfahrzeugen im Jahr 2030 um 30 Prozent unter den Emissionen des Referenzzeitraums von Juli 2019 bis Juni 2020 liegen müssen<sup>79</sup>. In der Schweiz wurden die neuen Vorschriften für die Zeit ab 2021 in die Totalrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes aufgenommen. Bis 2024 gelten die Zielwerte von 95 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilometer für Personenwagen und 147 Gramm CO<sub>2</sub> pro Kilometer

---

<sup>77</sup> Richtlinie (EU) 2018/410 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 14. März 2018 zur Änderung der Richtlinie 2003/87/EG zwecks Unterstützung kosteneffizienter Emissionsreduktionen und zur Förderung von Investitionen mit geringem CO<sub>2</sub>-Ausstoss und des Beschlusses (EU) 2015/1814

<sup>78</sup> Verordnung (EU) 2019/631 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 17. April 2019 zur Festsetzung von CO<sub>2</sub>-Emissionsnormen für neue Personenkraftwagen und für neue leichte Nutzfahrzeuge und zur Aufhebung der Verordnungen (EG) Nr. 443/2009 und (EU) Nr. 510/2011 (Neufassung)

<sup>79</sup> Verordnung (EU) 2019/1242 des Europäischen Parlaments und des Rates vom 20. Juni 2019 zur Festlegung von CO<sub>2</sub>-Emissionsnormen für neue schwere Nutzfahrzeuge und zur Änderung der Verordnungen (EG) Nr. 595/2009 und (EU) 2018/956 des Europäischen Parlaments und des Rates sowie der Richtlinie 96/53/EG des Rates

für leichte Nutzfahrzeuge, ab 2021 umgerechnet auf das WLTP-Messverfahren (Quellen: COM(2017) 676 final / Bundesrat 2017a / Rat der Europäischen Union, 2019 / COM, 2018 / COM, 2019a).

Im Bereich **Energieeffizienz** für Geräte ist seit 2017 eine neue Rahmenverordnung zur Energieverbrauchskennzeichnung (Energieetikette) in Kraft<sup>80</sup>. Die EU führt damit per 1. März 2021 wieder die ursprüngliche Skala von A bis G ein. Dies jedoch auf einem höheren Niveau: Aus A+++ wird B oder C. Weiter passt die EU die Anforderungen über die Angabe des Energieverbrauchs in den Verkaufsunterlagen und in der Werbung an. Die Schweiz übernimmt diese Vorgaben und die neue Etikette zeitgleich: Der Bundesrat hat dazu im April 2020 eine Änderung der Energieeffizienzverordnung (EnEV) beschlossen; ein Teil der Änderungen ist bereits per 15. Mai 2020 in Kraft getreten, ein anderer Teil zu Beginn oder im Verlauf des Jahres 2021 (Quelle: COM, 2019b / Bundesrat, 2020d).

**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 ist seit 2017 in Kraft<sup>81</sup>. Die Schweiz ist bisher nicht davon betroffen gewesen.

## Internationale Klimapolitik

Zur weiteren Umsetzung des **Klimaübereinkommens von Paris** konnten Mitte Dezember 2019 an der 25. Klimakonferenz (COP25) in Madrid keine Regeln für Marktmechanismen verabschiedet werden, die eine doppelte Anrechnung von im Ausland erzielten Emissionsverminderungen ausschliessen. Die Schweiz bedauert diesen Entscheid und will sich nun, zusammen mit mehreren Partnerländern, zu ambitionierten Marktregeln verpflichten. Sie erwägt zudem bereits jetzt mit diversen Staaten eine bilaterale Zusammenarbeit. Zu diesem Zweck hat der Bundesrat 2020 Abkommen mit Peru und Ghana genehmigt. Die Ende 2020 in Glasgow vorgesehene COP26 wurde wegen der Covid-19-Pandemie um ein Jahr auf November 2021 verschoben. Das Übereinkommen von Paris, welches die internationale Gemeinschaft im Dezember 2015 nach jahrelangen Verhandlungen verabschiedet hatte, ist seit dem 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 189 Staaten sowie die EU 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

---

<sup>80</sup> 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

<sup>81</sup> 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

formale Austritt jedoch erst auf November 2020 möglich. Bis dahin bleiben die USA de jure Vertragspartei.

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 (gemäss totalrevidiertem CO<sub>2</sub>-Gesetz sollen mindestens 75 Prozent der erforderlichen Reduktionen im Inland stattfinden). Seit der Ratifikation ist die Schweiz zudem rechtlich verpflichtet, Massnahmen zur Eindämmung und zur Anpassung an den Klimawandel zu ergreifen. Sie muss ausserdem 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. Mit der Totalrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes hat das Parlament das Übereinkommen von Paris in nationales Recht umgesetzt; das Gesetz soll vorbehältlich einer möglichen Referendumsabstimmung Anfang 2022 in Kraft treten.

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 CO<sub>2</sub>-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 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. Der Bundesrat hat Anfang September 2019 in der Vernehmlassung zum direkten Gegenentwurf zur Gletscher-Initiative vorgeschlagen, das bisher indikative Netto-Null Ziel als verbindliche Zielsetzung in die Verfassung aufzunehmen.

(Quellen: Bundesrat, 2020e+f+2019b+2017a / UVEK, 2020 / IPCC, 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. Das Forum bearbeitet die Themen Strommarkt-Kopplung, Stromversor-

gungssicherheit und Flexibilität im Strommarkt sowie Wasserstoff. Mitte Juni 2020 unterzeichnete Bundespräsidentin Simonetta Sommaruga in Brüssel eine gemeinsame politische Deklaration des Pentilateralen Energieforums, welche die Rolle von Wasserstoff bei der Dekarbonisierung des Energiesystems beinhaltet. Im Mai publizierten die Übertragungsnetzbetreiber aus den Mitgliedsstaaten des Forums ihren dritten gemeinsamen Bericht über die regionale Sicherheit der Stromversorgung; die Schweizerische Übertragungsnetzbetreiberin Swissgrid war ebenfalls an den Analysen beteiligt. Die Schweiz wird weiterhin im Penta-Forum mitwirken.

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen**. Energie und Klima waren 2020 Themen bei Besuchen von Bundespräsidentin Simonetta Sommaruga in Österreich, der Ukraine und Deutschland. Bei Gesprächen mit EU-Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen am WEF in Davos sowie mit dem italienischen Ministerpräsidenten Giuseppe Conte in Rom wurde die grüne Dimension von Massnahmen zur Stabilisierung der Wirtschaft infolge der Covid-19-Pandemie diskutiert.

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 Juli und September 2020 haben zwei solche Verhandlungsrunden stattgefunden, die Verhandlungen sollen 2021 weitergeführt werden. Im Januar 2020 organisierte die Schweiz am Rande der Jahresversammlung der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) wie bereits 2019 einen Workshop zu Wasserkraft. Ferner hielt die Schweiz 2019 und 2020 Einsitz im Rat der IRENA, was auch für 2021 und 2022 vorgesehen ist. 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, 2020 / OECD/IEA, 2018).

# Literatur- und Quellenverzeichnis

- Avenergy Suisse (2020): Jahresberichte 2013-2019.
- BAFU (2018): Bundesamt für Umwelt, Switzerland's seventh national communication and third biennial report under the UNFCCC.
- BAFU (2020): Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2018.
- Balthasar, A., Schalcher, H.R. (2020): Forschung für die Schweizer Energiezukunft. Resümee des Nationalen Forschungsprogramms «Energie».
- BAZL (2020): Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2019 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 (2019): Bundesamt für Energie, Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050.
- BFE (2020a): Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2019.
- BFE (2020b): Bundesamt für Energie, Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2019.
- BFE (2020c): Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2019.
- BFE (2020d): Bundesamt für Energie, Energieforschungsstatistik 2018.
- BFE (2020e): Bundesamt für Energie, Energieforschung und Innovation, Bericht 2019.
- BFE (2020f): Bundesamt für Energie, Rückerstattung Netzzuschlag – Zusammenstellung Kennzahlen 2017 und 2018.
- BFE/Swissgrid (2020): Informationen zum Status von Netzprojekten.
- BFS (2020a): Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2019.
- BFS (2020b): Bundesamt für Statistik, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Schweiz 2019.
- BFS (2020c): Bundesamt für Statistik, Landesindex der Konsumentenpreise, Durchschnittspreise für Energie und Treibstoffe 2019.
- BFS/BAFU/ARE (2020): Indikatorensystem Monitoring Nachhaltige Entwicklung MONET.
- BKW (2019): Medienmitteilung vom 20. Dezember 2019, Kernkraftwerk Mühleberg stellt Leistungsbetrieb endgültig ein.
- BKW (2020): Medienmitteilung vom 16. September 2020, Endgültige Ausserbetriebnahme des Kernkraftwerks Mühleberg.
- BMWi (2020): Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, Nationale Wasserstoffstrategie.
- 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 CO<sub>2</sub>-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 CO<sub>2</sub>-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): Vernehmlassungsvorlage zum Gasversorgungsgesetz, BBI 2019 7203.

Bundesrat (2019e): Medienmitteilung vom 13. November 2019 zur Genehmigung der Anpassung der CO<sub>2</sub>-Verordnung betreffend die Verknüpfung der Emissionshandelssysteme Schweiz-EU.

Bundesrat (2020a): Botschaft und Entwurf zum Bundesbeschluss über einen Verpflichtungskredit für das Forschungsförderungsinstrument SWEET (Swiss Energy Research for the Energy Transition) für die Jahre 2021–2032, BBI 2020 1961.

Bundesrat (2020b): Medienmitteilung vom 11. November 2020 zu einem Bundesgesetz über eine sichere Stromversorgung mit erneuerbaren Energien.

Bundesrat (2020c): Vernehmlassungsvorlage zur Revision des Energiegesetzes (Fördermassnahmen ab 2023), BBI 2020 3123.

Bundesrat (2020d): Medienmitteilung 22. April 2020 zu Änderungen der Energieeffizienzverordnung (EnEV).

Bundesrat (2020e): Vernehmlassungsvorlage zur Volksinitiative «Für ein gesundes Klima (Gletscher-Initiative)» und zum direkten Gegenentwurf (Bundesbeschluss über die Klimapolitik), BBI 2020 7030.

Bundesrat (2020f): Medienmitteilungen vom 14. Oktober und 18. November 2020 Abkommen zwischen der Schweiz und Peru bzw. Ghana im Bereich Klimaschutz.

BWL (2019): Bundesamt für wirtschaftliche Landesversorgung, Bericht zur Vorratshaltung 2019.

C(2016) 2107 final: Zwischenbericht der Sektoruntersuchung über Kapazitätsmechanismen.

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 CO<sub>2</sub>-Emissionen von Personenkraftwagen und leichten Nutzfahrzeugen und zur Änderung der Verordnung (EG) Nr. 715/2007“.

COM(2018) 773 final: Mitteilung der Kommission; Ein sauberer Planet für alle. Eine Europäische strategische, langfristige Vision für eine wohlhabende, moderne, wettbewerbsfähige und klimaneutrale Wirtschaft

COM(2019) 640 final: Mitteilung der Kommission zum europäischen Grünen Deal.

COM(2020) 21 final: Mitteilung der Kommission zum Investitionsplan für den europäischen Grünen Deal.

COM(2020) 80 final: Vorschlag für eine Verordnung des Europäischen Parlaments und des Rates zur Schaffung des Rahmens für die Verwirklichung der Klimaneutralität und zur Änderung der Verordnung (EU) 2018/1999 (Europäisches Klimagesetz)

COM(2020) 299 final: Mitteilung der Kommission zur EU-Strategie Integration des Energiesystems.

COM(2020) 301 final: Mitteilung der Kommission zur EU-Wasserstoffstrategie.

COM(2020) 562 final: Mitteilung der Kommission zum verschärften Klimaziel 2030.

COM(2020) 564 final: Mitteilung der Kommission zur EU-weiten Bewertung der nationalen Energie- und Klimapläne.

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 (2018): 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 1. Oktober 2019 zu neuen Vorschriften für nachhaltigere Haushaltsgeräte sowie Factsheet vom 11. März 2019 zu den neuen Energieeffizienzlabels.

COM (2020): Rede von Kommissionspräsidentin Ursula von der Leyen vom 16. September in Brüssel bei der Plenartagung des Europäischen Parlaments zur Lage der Union.

Ecoplan/EPFL/FHNW (2015): Wirkungsabschätzung CO<sub>2</sub>-Abgabe, i.A. des BAFU.

Ecoplan (2017): Wirkungsabschätzung CO<sub>2</sub>-Abgabe, Aktualisierung bis 2015, i.A. des BAFU.

EFV (2020): Eidgenössische Finanzverwaltung, Entwicklung der Mehrwertsteuersätze 2019.

Eicher + Pauli (2020): Schweizerische Statistik der Erneuerbaren Energien 2019, I. A. des BFE.

EICom (2020a): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2019.

EICom (2020b): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tarif- und Rohdaten der schweizerischen Verteilnetzbetreiber.

EICom (2020c): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Stromversorgungsqualität 2019.

EICom (2020d): Eidgenössische Elektrizitätskommission, Stromversorgungssicherheit der Schweiz 2020.

EICom (2020e): Eidgenössische Elektrizitätskommission, EICom System Adequacy 2030.

EU (2020): European Commission, Directorate-General for Energy: Market Observatory for Energy.

Europäisches Parlament (2020): Medienmitteilung vom 8. Oktober 2020 zum EU-Klimagesetz.

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

Europäischer Rat (2019): Schlussfolgerungen Tagung vom 12. Dezember

Europäischer Rat (2020): Schlussfolgerungen der Sondertagung vom 17.-21. Juli.

Eurostat (2020): Medienmitteilungen und Indikatorenbericht zur «Strategie Europa 2020».

EZV/OZD (2020): Eidgenössische Zollverwaltung, Oberzolldirektion: Belastung der Treib- und Brennstoffe 2019.

Innosuisse (2020): Tätigkeitsbericht 2019.

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

KliK (2020): Stiftung Klimaschutz und CO<sub>2</sub> Kompensation KliK, Jahresbericht 2019.

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

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

OECD/IEA (2020a): International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2019.

OECD/IEA (2020b): International Energy Agency, Oil 2019: Analysis and Forecasts to 2025.

OECD/IEA (2020c): International Energy Agency, Oil Market Reports, Annual Statistical Supplement 2019.

OECD/IEA (2020d): International Energy Agency, Gas 2019: Analysis and Forecasts to 2025.

OECD/IEA (2020e): International Energy Agency, Natural Gas Information: Overview 2020.

OECD/IEA (2020f): International Energy Agency, Coal Information: Overview 2020.

OECD/IEA (2020g): International Energy Agency, Electricity Information: Overview 2020.

PENTA (2020): Pentalateral Energy Forum, Generation Adequacy Assessment.

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 (2020a): Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2019 nach Bestimmungsfaktoren, i. A. des BFE.

Prognos/TEP/Infras (2020b): Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000-2019 nach Verwendungszwecken, i. A. des BFE.

Pronovo (2020): Auskünfte über Stand Einspeisevergütungssystem und Einmalvergütungen per Ende September 2020.

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.

Swissgas und VSG (2020): Datenlieferung Berechnung Infrastrukturstandard N-1.

Swissgrid (2015): Strategisches Netz 2025.

Swissolar (2020): Markterhebung Sonnenergie 2019, i. A. des BFE.

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 Erzeugungs- und Systemkapazität (System Adequacy) in der Schweiz im Bereich Strom, i. A. des BFE.

UVEK (2020): Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen 2018-2020.

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

VNB (2020): Datenumfrage bei Verteilnetzbetreibern zu Eigenverbrauch und intelligenten Netzkomponenten, i.A. des BFE.

VSG (2020): Verband der schweizerischen Gasindustrie, Jahresstatistik 2019.

WEKO (2020): Wettbewerbskommission, Medienmitteilung vom 4. Juni 2020, WEKO öffnet Gasmarkt in der Zentralschweiz.

# Abbildungsverzeichnis

<b>Abbildung 1:</b> Richtwerte im geltenden Energiegesetz sowie langfristige Zielsetzungen der Energiestrategie 2050 .....	10
<b>Abbildung 2:</b> Themenfelder u. Indikatoren jährlicher Monitoring-Bericht (ausführliche Fassung) .....	13
<b>Abbildung 3:</b> Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert) .....	16
<b>Abbildung 4:</b> Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert) .....	17
<b>Abbildung 5:</b> Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh) .....	18
<b>Abbildung 6:</b> Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft (in GWh) seit 2000 sowie Aufschlüsselung nach Kraftwerktyp im Berichtsjahr.....	20
<b>Abbildung 7:</b> Entwicklung des Endenergie- und Stromverbrauchs sowie wichtiger Einflussfaktoren (indexiert).....	21
<b>Abbildung 8:</b> Entwicklung des Endenergieverbrauchs (in TJ) total und nach Sektoren (Verbrauchergruppen).....	22
<b>Abbildung 9:</b> Anteil Erneuerbare Energien am Endenergieverbrauch (in %).....	24
<b>Abbildung 10:</b> Entwicklung des inländischen Endenergieverbrauchs nach Verwendungszwecken...	25
<b>Abbildung 11:</b> Entwicklung der Energie- bzw. Stromintensität als Verhältnis von Endenergie- und Stromverbrauch zum realen BIP (in MJ/Franken) .....	26
<b>Abbildung 12:</b> PV-Anlagen im Eigenverbrauch im Jahr 2019 (Quelle: VNB-Umfrage).....	27
<b>Abbildung 13:</b> Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.09.2020) .	32
<b>Abbildung 14:</b> Kumulierte Dauer der Projektphasen Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. September 2020 in Jahren .....	33
<b>Abbildung 15:</b> Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km) .....	39
<b>Abbildung 16:</b> Investitionen und Abschreibungen von Sachanlagen im Übertragungsnetz .....	40
<b>Abbildung 17:</b> Investitionen (fett) und Abschreibungen (gestrichelt) für die Netzebenen 2 bis 7 (in Mio. Fr.) .....	41
<b>Abbildung 18:</b> Anteil Smart Meter im Vergleich zu konventionellen Zählern .....	42
<b>Abbildung 19:</b> Entwicklung von Transformatoren mit Spannungsregelung unter Last .....	43
<b>Abbildung 20:</b> Steuer- und Regelsysteme auf der untersten Netzebene im Jahr 2019 (Quelle: VNB-Umfrage).....	44
<b>Abbildung 21:</b> Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch.....	46
<b>Abbildung 22:</b> Diversifizierung Stromproduktion: Anteile nach Energieträgern .....	47
<b>Abbildung 23:</b> Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %) .....	48
<b>Abbildung 24:</b> Monatliche Erzeugung nach Kraftwerkstyp, Importe und Landesverbrauch im Kalenderjahr 2019.....	52
<b>Abbildung 25:</b> Importkapazitäten an den Schweizer Grenzen (in GW).....	53
<b>Abbildung 26:</b> Simulierte Netzbelastungswerte im N-1-Fall des Übertragungsnetzes .....	54
<b>Abbildung 27:</b> Entwicklung der durchschnittlichen Unterbrechungsdauer pro Endverbraucher in Minuten als Ausdruck der Versorgungsqualität (SAIDI) .....	55
<b>Abbildung 28:</b> Gasabsatz an Ein- und Zweistoffanlagen (Anteile in %).....	57

<b>Abbildung 29:</b> Entwicklung Infrastrukturstandard N-1 für verschiedene Nachfragekategorien (Quellen: Swissgas und VSG, Berechnungen BFE) .....	58
<b>Abbildung 30:</b> Einfuhr Rohöl und Fertigprodukte nach Transportmitteln (Anteile Importmenge in %).....	59
<b>Abbildung 31:</b> Rohöl-Einfuhr nach Herkunftsländern (Anteile Importmenge in %) .....	61
<b>Abbildung 32:</b> Einfuhr von Rohöl und Erdölprodukten sowie Total der Erdölimporte .....	62
<b>Abbildung 33:</b> Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr., Schätzungen) und wichtiger Einflussfaktoren (indexiert) sowie Aufteilung nach Energieträger .....	65
<b>Abbildung 34:</b> Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechsellkurse umgerechnet).....	68
<b>Abbildung 35:</b> Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechsellkurse umgerechnet).....	70
<b>Abbildung 36:</b> Entwicklung der Strompreiskomponenten für Haushalte (in Rp./kWh).....	72
<b>Abbildung 37:</b> Entwicklung der Strompreiskomponenten für Industrie- und Gewerbekunden (in Rp./kWh) .....	73
<b>Abbildung 38:</b> Heizöl Extraleicht – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, Mengen 1501-3000 Liter, in Fr./l) .....	75
<b>Abbildung 39:</b> Benzin und Diesel – Endkundenpreise für Haushalte (nominal, in Fr./Liter) .....	76
<b>Abbildung 40:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen pro Kopf (in t CO <sub>2</sub> pro Kopf) .....	79
<b>Abbildung 41:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO <sub>2</sub> , ohne internat. Flugverkehr) .....	80
<b>Abbildung 42:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen Industrie und Dienstleistungen pro Bruttowertschöpfung (indexiert) .....	81
<b>Abbildung 43:</b> Energiebedingte CO <sub>2</sub> -Emissionen der Personenwagen in Relation zu Fahrzeugbestand und Fahrleistung (indexiert) .....	82
<b>Abbildung 44:</b> Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real) .....	85