



# **ENERGIESTRATEGIE 2050**

# **MONITORING-BERICHT**

## **2019** KURZFASSUNG



Schweizerische Eidgenossenschaft  
Confédération suisse  
Confederazione Svizzera  
Confederaziun svizra

**Bundesamt für Energie BFE**

# INHALTS- VERZEICHNIS

## 5 EINLEITUNG

### ▶ 9 THEMENFELD ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION

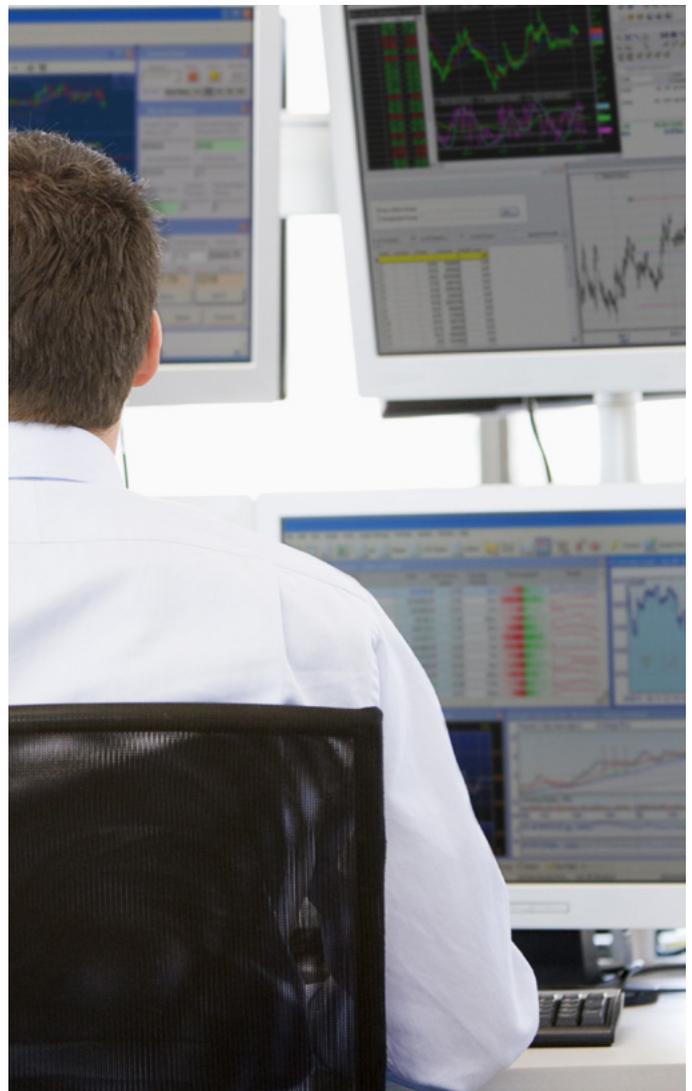
- 10 Endenergieverbrauch pro Person und Jahr
- 11 Stromverbrauch pro Person und Jahr
- 12 Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft)
- 13 Stromproduktion aus Wasserkraft

### ▶ 15 THEMENFELD NETZENTWICKLUNG

- 16 Status und Dauer der Netzvorhaben im Übertragungsnetz
- 24 Erdverlegung von Leitungen

### ▶ 27 THEMENFELD VERSORGUNGSSICHERHEIT

- 28 Diversifizierung der Energieversorgung
- 29 Auslandabhängigkeit
- 30 System Adequacy





# INHALTS- VERZEICHNIS

## ▶ 32 THEMENFELD AUSGABEN UND PREISE

- 33 Endverbraucherausgaben für Energie
- 34 Energiepreise für Industriesektoren im internationalen Vergleich

## ▶ 39 THEMENFELD CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN

- 40 Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf
- 41 Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt und nach Sektoren

## ▶ 43 THEMENFELD FORSCHUNG + TECHNOLOGIE

- 44 Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung

## ▶ 46 THEMENFELD INTERNATIONALES UMFELD

- 47 Entwicklung der globalen Energiemärkte
- 48 Entwicklungen in der EU: Das «Clean Energy Package»
- 49 Internationale Klimapolitik
- 50 Internationale Zusammenarbeit der Schweiz im Energiebereich

## 51 LITERATUR- UND QUELLEN- VERZEICHNIS

## 53 ABBILDUNGSVERZEICHNIS



## ► 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 (Bundesrat, 2013).

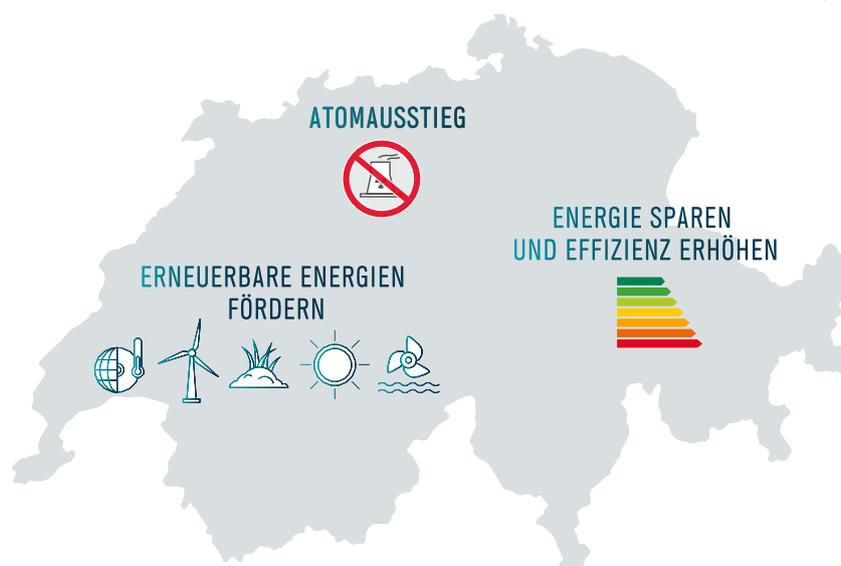
Fortsetzung ►►►

## Die Schweizer Stimmbevölkerung nahm in der Referendumsabstimmung vom 21. Mai 2017 die neue Energiegesetzgebung an, welche Anfang 2018 in Kraft getreten ist.

Der Bundesrat hat am 27. September 2019 ausserdem die vollständige Öffnung des Strommarkts bekräftigt, welche dafür sorgen soll, dass sich innovative Produkte und Dienstleistungen sowie die Digitalisierung im Energiebereich rascher durchsetzen können. Gleichzeitig hat er beschlossen, eine Revision des Energiegesetzes vorzulegen, welche die Investitionsanreize in die einheimischen erneuerbaren Energien verbessert (Bundesrat, 2019c+2018). Da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden, hängt die Energiestrategie eng mit der Klimapolitik zusammen. Im Fokus steht hier die nächste Etappe mit der Totalrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes (Bundesrat, 2017), die derzeit im Parlament beraten wird und welche die nationale Umsetzung des Klimaübereinkommens von Paris bis 2030 vorsieht. Die Schweiz hat sich dabei verpflichtet, bis zu diesem Zeitpunkt ihre Treibhausgasemissionen gegenüber dem Stand von 1990 zu halbieren. Aufgrund neuer wissenschaftlicher Erkenntnisse des Weltklimarates (IPCC) hat der Bundesrat am 28. August 2019 zudem entschieden, dass die Schweiz bis 2050 nicht mehr Treibhausgase ausstossen soll, als natürliche und technische Speicher aufnehmen können (Netto-Null Emissionen); gleichzeitig hat er die Verwaltung beauftragt, eine entsprechende langfristige Klimastrategie 2050 auszuarbeiten (Bundesrat, 2019b).

Der mit der Energiestrategie 2050 angestrebte Umbau des Schweizer Energiesystems ist ein langfristiges Vorhaben. Das vom Bundesamt für Energie (BFE) in Zusammenarbeit mit dem Staatssekre-

Quelle: BFE/heyday



tariat für Wirtschaft (SECO) und anderen Bundesstellen betriebene Monitoring beobachtet massgebliche Entwicklungen und Fortschritte, misst den Grad der Zielerreichung und untersucht die volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen der Massnahmen. Es ermöglicht, im Falle von ungewollten Entwicklungen frühzeitig und faktenbasiert steuernd einzugreifen. Rechtliche Grundlage für das Monitoring bildet die Energiegesetzgebung gemäss Art. 55ff des Energiegesetzes (EnG) und Art. 69ff der Energieverordnung (EnV). Relevant ist zudem Art. 74a des Kernenergiegesetzes (KEG) zur Berichterstattung über die Entwicklung der Kerntechnologie.

Der hier vorliegende Monitoring-Bericht für das Jahr 2019 (Kurzfassung, Daten mehrheitlich bis 2018) behandelt ausgewählte Indikatoren und deskriptive Teile in folgenden sieben Themenfeldern, welche aus der Energiestrategie 2050, dem Energiegesetz und weiteren Vorlagen des Bundes (u.a. Strategie Stromnetze, Klimapolitik, Aktionsplan koordinierte Energieforschung) abgeleitet sind:

- .....
- ▶ **THEMENFELD**      **ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION**
  - ▶ **THEMENFELD**      **NETZENTWICKLUNG**
  - ▶ **THEMENFELD**      **VERSORGUNGSSICHERHEIT**
  - ▶ **THEMENFELD**      **AUSGABEN UND PREISE**
  - ▶ **THEMENFELD**      **CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN**
  - ▶ **THEMENFELD**      **FORSCHUNG + TECHNOLOGIE**
  - ▶ **THEMENFELD**      **INTERNATIONALES UMFELD**
- .....

➤ Weitere Indikatoren sind in der **ausführlichen Fassung des Monitoring-Berichts** zu finden: [www.energiemonitoring.ch](http://www.energiemonitoring.ch).

Alle fünf Jahre ist zusätzlich eine Berichterstattung des Bundesrats zu Handen des Parlaments vorgesehen, welche vertiefende Untersuchungen zu weiteren Fragestellungen und Themen behandelt und eine energiepolitische Standortbestimmung ermöglicht.



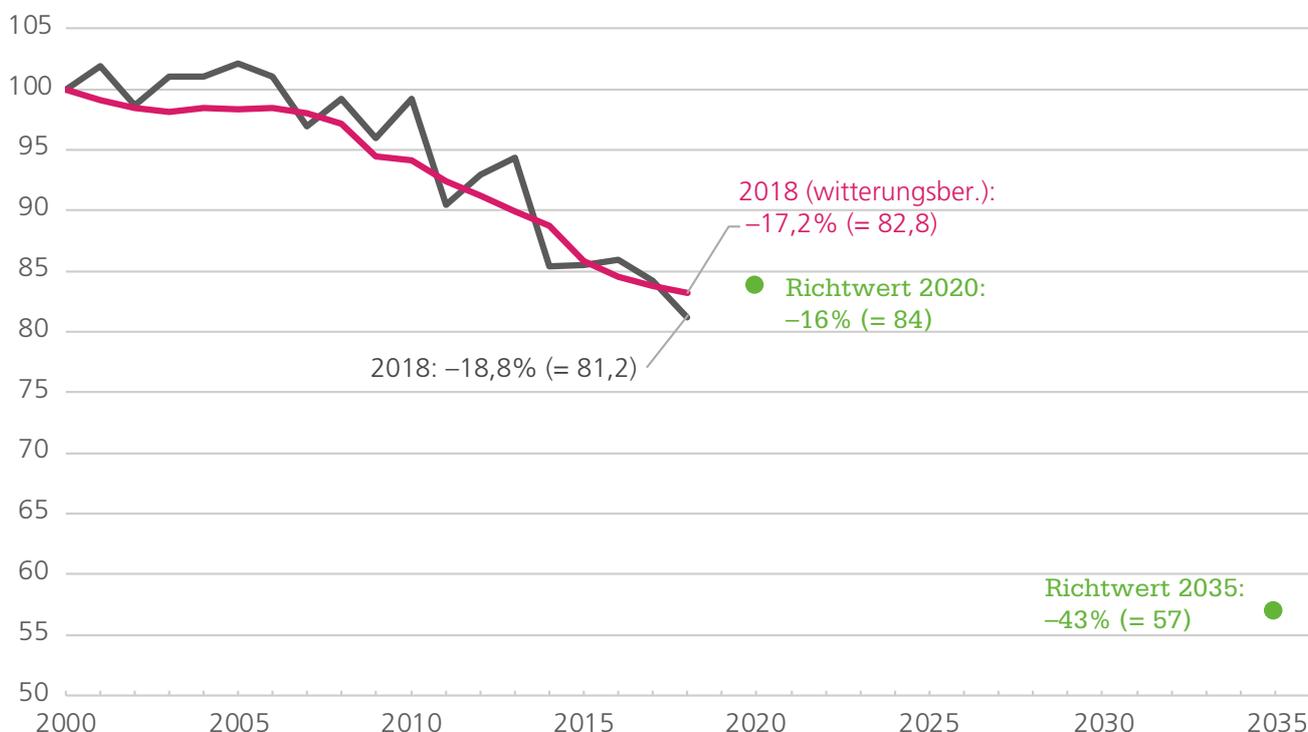
# ► **ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION**

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. Die Indikatoren in diesem Themenfeld decken die im Energiegesetz (EnG) festgeschriebenen Richtwerte für den Energie- und Stromverbrauch pro Person bis 2020 und 2035 sowie die Richtwerte für den Ausbau der Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien bis 2020 und 2035 sowie für Wasserkraft bis 2035 ab.

## ENDENERGIEVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

Index: 2000 = 100

Quellen: BFE, BFS, BAZL, Prognos/TEP/Infras i. A. des BFE

Abbildung 1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs<sup>1</sup> pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Der Endenergieverbrauch pro Kopf hat seit 2000 abgenommen, wie **Abbildung 1** zeigt. Die Abnahme folgt daraus, dass der absolute Energieverbrauch 2018 um 1,9% tiefer lag als im Jahr 2000, während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 18,5% zugenommen hat. Die angestrebte Senkung bis 2020 gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss Energiegesetz 16% und bis 2035 43%. 2018 lag der Energieverbrauch pro Kopf bei 87,4 Gigajoule (0,025 GWh) und damit 18,8% tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 17,2%, womit der Richtwert für 2020 unterschritten wurde (vgl. rote Kurve). Der witterungsbereinigte Endenergieverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 2,2% pro Jahr sinken, damit auch der Richtwert für 2035 erreicht werden kann. Der Rückgang des absoluten Endenergieverbrauchs im Jahr 2018 gegenüber dem Vorjahr ist vorwiegend auf die wärmere Witterung zurückzuführen, entsprechend nahm die Nachfrage nach Raumwärme gegenüber dem Vorjahr ab. Zusätzlich haben der technische Fortschritt und politische Massnahmen einen bedeutenden Teil zum Rückgang beigetra-

gen. Über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2018 wirkten die Mengeneffekte verbrauchs-fördernd; dazu werden alle «reinen» Wachstumseffekte gezählt wie die Wirtschaftsleistung insgesamt (exkl. Struktureffekte), Bevölkerung, Energiebezugsflächen und Motorfahrzeugbestand. Kompensiert wurden die verbrauchs-fördernden Effekte insbesondere durch politische Massnahmen und den technologischen Fortschritt, welche seit 2000 zunehmend eine verbrauchsmindernde Tendenz aufweisen. Verbrauchsmindernd wirkte sich zwischen 2000 und 2018 auch die Substitution von Heizöl durch Erdgas und zunehmend durch Fernwärme, Umgebungswärme und Holz aus. Bei den Treibstoffen ist bis 2016 eine Substitution von Benzin durch Diesel festzustellen, seither ist dieser Effekt aber wieder von geringerer Bedeutung (Quellen: BFE, 2019a/BFS, 2019a/BAZL, 2019/Prognos/TEP/Infras, 2019a+b).

<sup>1</sup> Ohne internat. Flugverkehr; ohne Gasverbrauch Kompressoren Transitleitung Erdgas, ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft.

## STROMVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

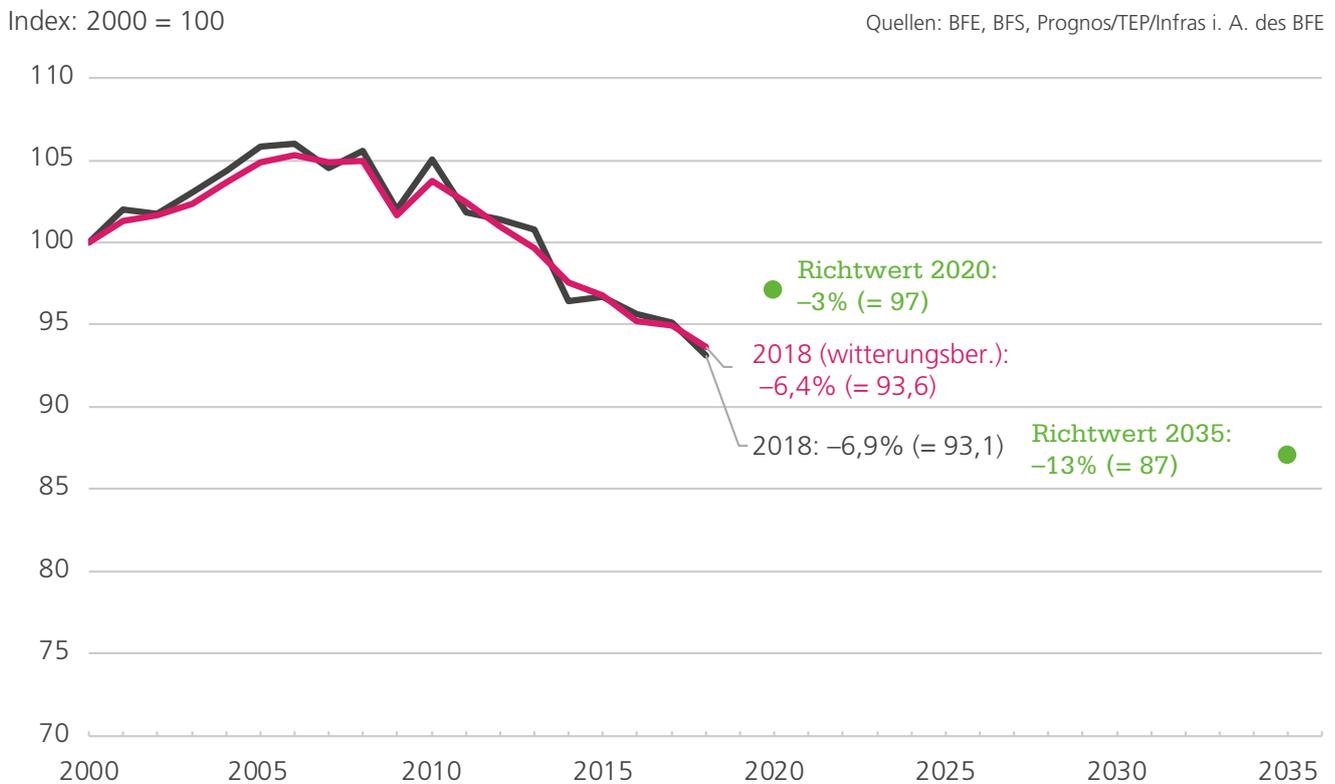


Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs<sup>2</sup> pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,3% stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2% wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie **Abbildung 2** zeigt. Der Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2018 um 0,1% abgenommen, während die Bevölkerung um im gleichen Zeitraum um 13,8% gestiegen ist. Der starke Rückgang des Pro-Kopf-Verbrauchs im 2009 ist auf die deutliche wirtschaftliche Abkühlung zurückzuführen. Die angestrebte Reduktion des Stromverbrauchs pro Kopf gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss Energiegesetz 3% bis 2020 und 13% bis 2035. 2018 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 24,0 Gigajoule (0,007 GWh) und damit 6,9% tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 6,4% (vgl. rote Kurve). Der Richtwert für das Jahr 2020 ist damit unterschritten. Der witterungsbereinigte Stromverbrauch pro Kopf muss künftig im Mittel um 0,4% pro Jahr sinken, damit auch der Richtwert für 2035 (-13%) erreicht werden kann. 2018 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem

Vorjahr um 1,4% abgenommen. Verantwortlich für diesen Rückgang sind hauptsächlich der technologische Fortschritt und politische Massnahmen. Zusätzlich hatte die wärmere Witterung eine leicht verbrauchsmindernde Wirkung auf den Stromverbrauch. Zum langfristigen Anstieg des Stromverbrauchs über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2018 trugen hauptsächlich Mengeneffekte und in geringerem Ausmass Struktureffekte (z.B. unterschiedliche Wachstumsraten einzelner Branchen) bei. Energiepolitische Instrumente und Massnahmen (z.B. politische Vorgaben und die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz) und technologische Entwicklungen (bauliche Massnahmen der Wärmedämmung sowie der Einsatz effizienterer Heizanlagen, Elektrogeräte, Beleuchtungen, Maschinen usw.) hatten dagegen einen zunehmend dämpfenden Einfluss auf den Stromverbrauch (Quellen: BFE, 2019a/BFS, 2019a/Prognos/TEP/Infras, 2019a+b).

<sup>2</sup> Ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft.

## STROMPRODUKTION AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN (OHNE WASSERKRAFT)

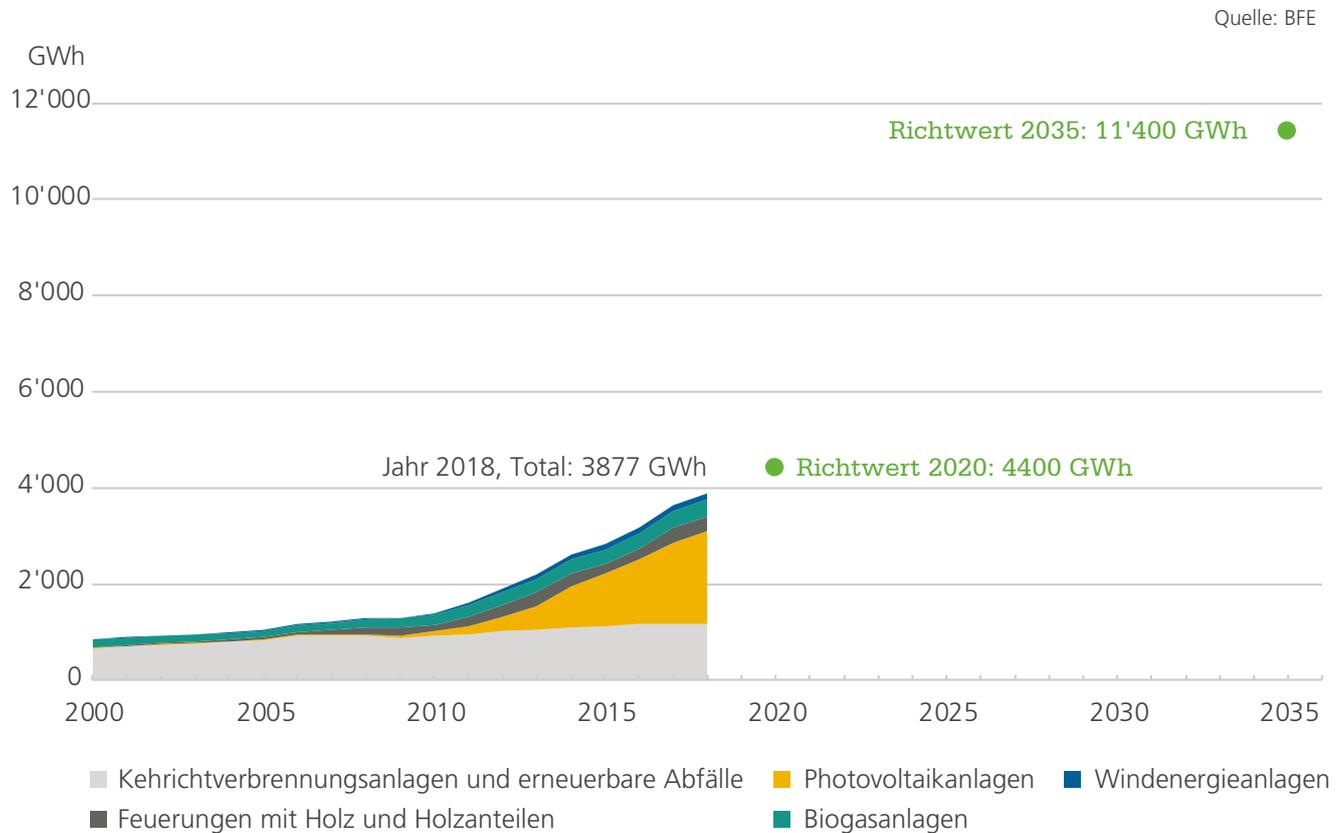


Abbildung 3: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ist seit dem Jahr 2000 angestiegen, wie **Abbildung 3** zeigt. Ab 2010 hat sich die Zunahme verstärkt. 2018 betrug die Produktion 3877 Gigawattstunden (GWh), das entspricht 6,1% der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 betrug die erneuerbare Stromproduktion 1402 GWh. Folglich wird zwischen 2010 und 2020 ein Nettozuwachs von rund 3000 GWh angestrebt. Davon sind im Berichtsjahr rund 82,6% erreicht. 2018 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 224 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 309 GWh pro Jahr. In den kommenden Jahren ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 262 GWh notwendig, um den Richtwert 2020 von 4400 GWh zu erreichen. 2035 beträgt der Richtwert 11'400 GWh. Um diesen zu erreichen, ist im Mittel ein höherer Nettozuwachs von 443 GWh pro Jahr erforderlich.

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

## STROMPRODUKTION AUS WASSERKRAFT

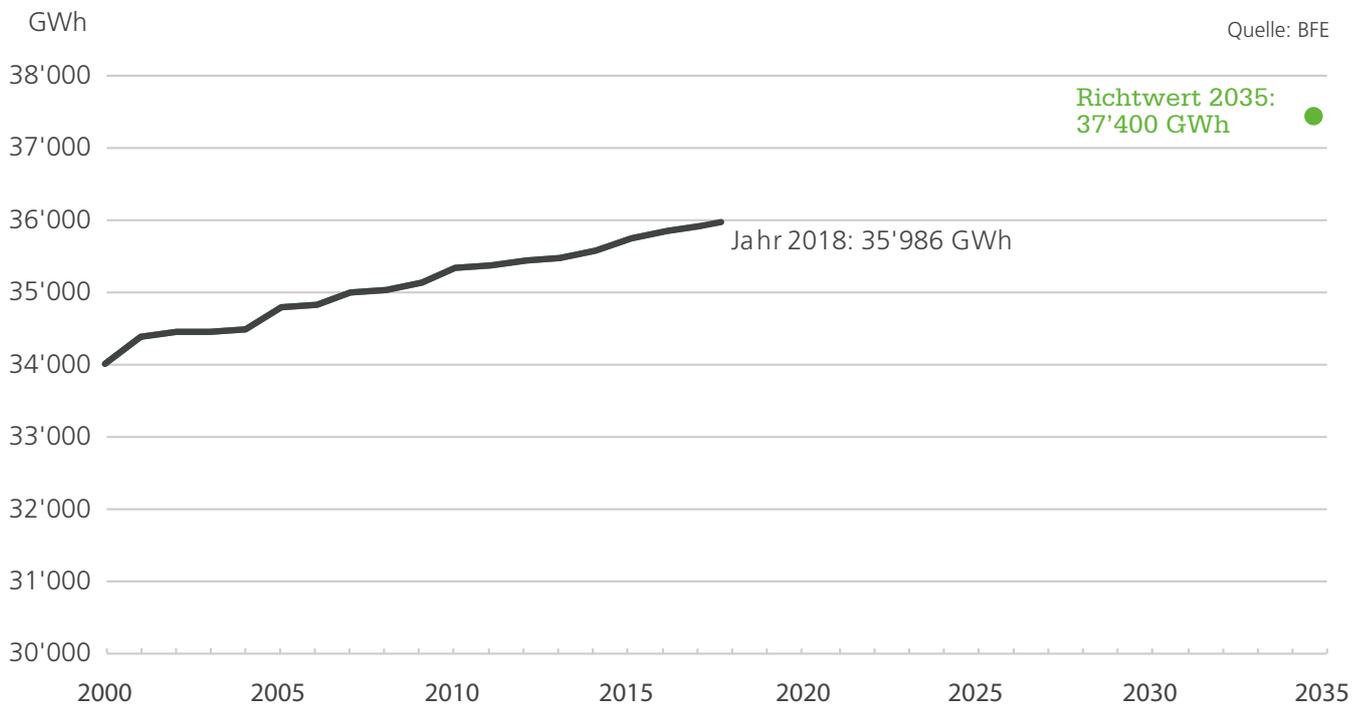


Abbildung 4: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung<sup>3</sup> von Strom aus Wasserkraft seit 2000 (in GWh)

**Abbildung 4** (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. 2018 (Stand 1.1.2019) lag die mittlere Produktionserwartung bei 35'986 GWh. Im Basisjahr 2011 (Stand 1.1.2012) betrug diese 35'354 GWh. Um den Richtwert zu erreichen, wird zwischen 2011 und 2035 ein Nettozuwachs von rund 2000 GWh angestrebt. Davon waren im Berichtsjahr 30,9% erreicht. 2018 betrug der Nettozuwachs gegenüber dem Vorjahr 107 GWh, seit 2012 lag er im Durchschnitt bei 90 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist im Mittel jährlich ein Nettozuwachs von 83 GWh notwendig. Gemäss der im 2019 aktualisierten Abschätzung des BFE zum Ausbaupotenzial der

Wasserkraftnutzung ist dieser Richtwert nach heutigem Stand zwar erreichbar, allerdings muss dazu fast das gesamte bis 2050 ausgewiesene Potenzial bereits bis 2035 realisiert werden; in der Analyse nicht berücksichtigt wurden derweil das Potenzial von neuen Gletscherseen sowie das Potenzial von Projekten, welche die Elektrizitätswirtschaft aus Vertraulichkeitsgründen nicht offengelegte (Quellen: BFE, 2019b+e).

<sup>3</sup> Mittlere Produktionserwartung inklusive 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.

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld  
**ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION**  
(ausführliche Fassung Monitoring-Bericht)



## ► 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) ab, welches Teil der Energiestrategie ist, aber in einer separaten Vorlage erarbeitet wurde (Bundesrat, 2016). Das Monitoring fokussiert in einem ersten Schritt auf die Stromnetze.

## STATUS UND DAUER DER NETZVORHABEN 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 Netzhvorhaben 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 Netzhvorhabens und stellt sicher, dass die Anliegen der betroffenen Kantone möglichst früh in die Planung einbezogen werden. Die Vorprojektphase beginnt im Monitoring vereinfacht mit dem Start des Projekts und endet mit der Einreichung des Gesuches um Aufnahme in den Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL). Wenn ein Vorhaben noch nicht in einem eigentlichen Vor- oder Bauprojekt und damit noch in einer sehr frühen Planungsphase ist, wird es im Monitoring als **Projektidee** bezeichnet.

**Sachplan Übertragungsleitungen (SÜL):** Wenn ein Leitungsprojekt des Übertragungsnetzes erhebliche Auswirkungen auf Raum und Umwelt hat, muss vor der Einleitung des Plangenehmigungsverfahrens (s. weiter unten) ein Sachplanverfahren durchgeführt

werden. Für den Bereich der elektrischen Leitungen ist der SÜL massgebend. Verantwortlich für die SÜL-Verfahren ist das Bundesamt für Energie (BFE), unterstützt vom Bundesamt für Raumentwicklung (ARE). Im Sachplanverfahren wird in einem ersten Schritt ein **Planungsgebiet** und in einem zweiten Schritt ein **Planungskorridor** für die künftige Leitungsführung bestimmt. Zusammen mit der Festsetzung des Planungskorridors wird auch die Frage nach der anzuwendenden **Übertragungstechnologie** (Freileitung oder Erdkabel) beantwortet. Die SÜL-Phase startet mit der Einreichung des SÜL-Gesuchs von Swissgrid und endet mit der Entscheidung 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 Netzhvorhaben von Swissgrid in einem Bauprojekt konkret ausgearbeitet. Dabei hat sie zu

Die nationale Netzgesellschaft Swissgrid hat im April 2015 eine strategische Netzplanung vorgelegt<sup>4</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 Übertragungsnetzebene aus dem von Swissgrid vorgelegten Strategischen Netz 2025 sowie von weiteren wichtigen Projekten. Der Fokus liegt auf den in **Abbildung 5** dargestellten Leitungsprojekten:

4 vgl. [www.swissgrid.ch/netz2025](http://www.swissgrid.ch/netz2025)

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

**Plangenehmigungsverfahren (PGV):** Das ausgearbeitete Bauprojekt (Auflageprojekt) reicht Swissgrid zusammen mit dem Plangenehmigungsgesuch beim Eidgenössischen Starkstrominspektorat (ESTI) ein. Damit wird das Plangenehmigungsverfahren (PGV) eingeleitet. Das ESTI ist zuständig für die Prüfung der Dossiers und die Erteilung der Plangenehmigung. Im PGV wird überprüft, ob das Vorhaben den Sicherheitsvorschriften und den gesetzlichen Anforderungen, insbesondere des Umwelt- und Raumplanungsrechts, entspricht. Gleichzeitig wird geprüft, ob das Netzvorhaben mit den Interessen von Privaten (Grundeigen-

tümer, 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.

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS <sup>5</sup>	GEPL. INBETRIEBNAHME <sup>6</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	2021
<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	2022
<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. Bauprojekt	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. Realisierung 5.2. Vorprojekt 5.3. SÜL 5.4. Vorprojekt	2027

Abbildung 5: Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand 15.10.2019)

<sup>5</sup> Stand 15.10.2019

<sup>6</sup> Gemäss Planung Swissgrid

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS <sup>5</sup>	GEPL. INBETRIEBNAHME <sup>6</sup>
<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	2027
<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 Maggiatal aus Wasserkraft erzeugten Energie</li> <li>Beitrag an die Versorgungssicherheit im Tessin</li> </ul>	Projektidee	2035
<b>8. Génissiat–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 (Grimseleleitung)	<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>	Vorprojekt	2035
<b>10. All’Acqua–Vallemaggia–Magadino</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Neue 220-kV-Leitung durch das Maggiatal</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 Maggiatals 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–Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz–Châtelard NdD_3 Châtelard–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 Realisierung/ teilweise in Betrieb	2017–2019
<b>ASR (Axe Stratégique Réseau) im Raum Genf</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung Foretaille–Verbois auf ca. 4,5 km entlang des Flughafens Genf</li> </ul>	Realisierung	2022

Abbildung 5: Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand 15.10.2019)

5 Stand 15.10.2019

6 Gemäss Planung Swissgrid

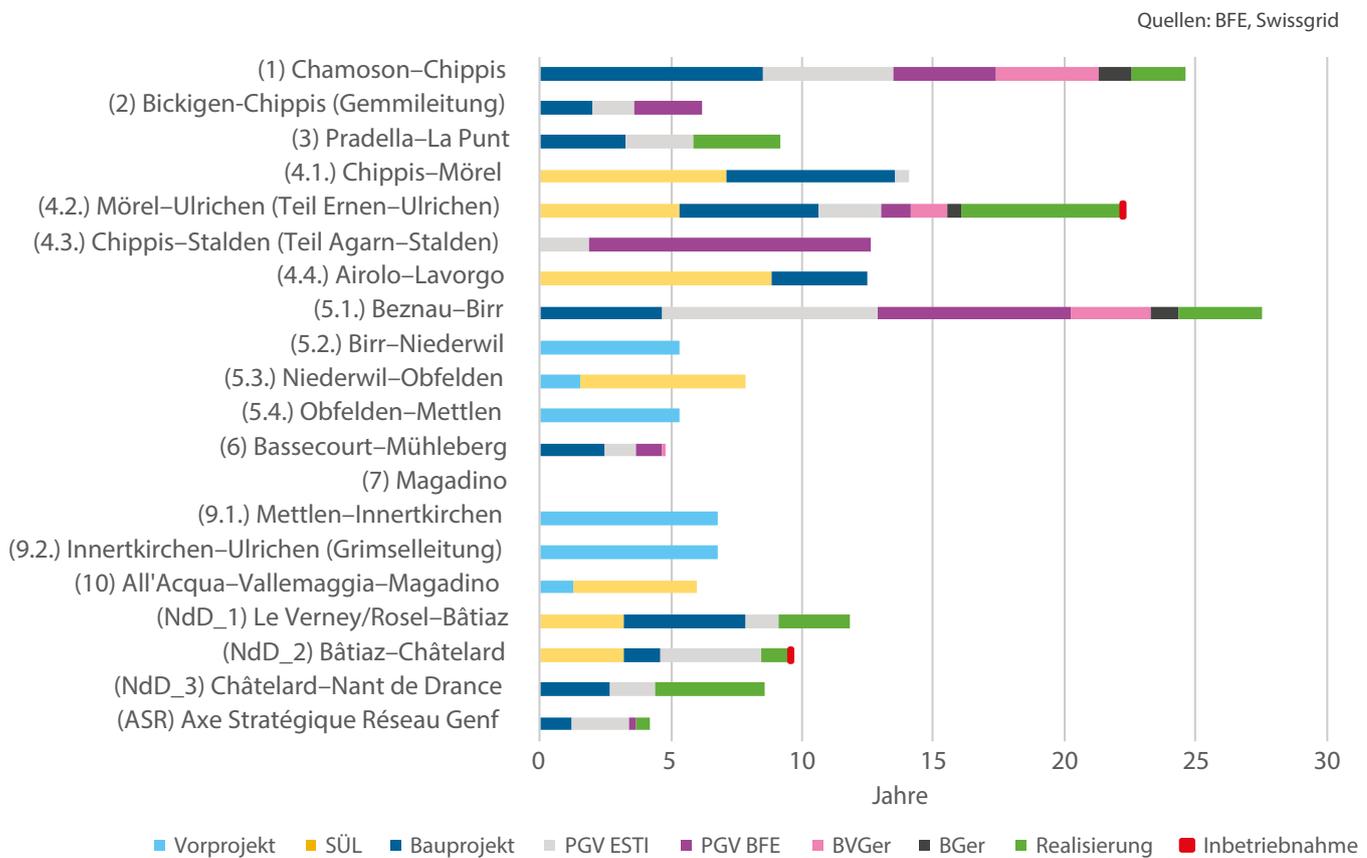


Abbildung 6: Kumulierte Dauer der Projektphasen ausgewählter Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2019 in Jahren<sup>7</sup>

Für die oben aufgelisteten Netzvorhaben ist in **Abbildung 6** die Dauer der einzelnen Projektphasen dargestellt. Letztere sind insofern vereinfacht, als dass zusätzliche Schleifen 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 einem Gerichtsentscheid bestimmte Projektphasen nochmals durchlaufen werden müssen, wird die Gesamtdauer der einzelnen Projektphasen so dargestellt, als wären sie einmalig und linear durchlaufen worden. Die Abbildung entspricht der Ausgangslage, wie sie sich nach bisherigem Recht präsentiert. Sie lässt noch keine Aussagen darüber zu, inwieweit die Energiestrategie 2050 und die Strategie Stromnetze die erhoffte Wirkung einer weitergehenden Optimierung der Verfahren entfalten, weil die entsprechende Gesetzgebung erst seit Anfang Juni 2019 mehrheitlich in Kraft getreten ist. Die neuen Bestimmungen zielen auf eine Optimierung und Straffung der Bewilligungsverfahren ab.

<sup>7</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. OKTOBER 2019):

---

### 1. Chamoson–Chippis

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

### 2. Bickigen–Chippis

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

### 3. Pradella–La Punt

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

### 4. Chippis–Lavorgo

Die Inbetriebnahme für das gesamte Netzvorhaben Chippis–Lavorgo ist für das Jahr 2024 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 sechs-einhalb Jahre im Bauprojekt; Ende März 2019 startete das PGV beim ESTI.

#### 4.2. Mörel–Ulrichen

Der Neubau der Leitung durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen; der Teilabschnitt zwischen Ernen und Ulrichen ist seit Mitte Oktober 2019 in Betrieb; im Teilabschnitt Mörel–Ernen wurde die vom Bundesgericht geforderte Kabelstudie für den Raum «Binnegga–Binnachra–Hockmatta–Hofstatt» (Binnaquerung) beim BFE eingereicht; das BFE genehmigte mit Entscheid vom 23. Dezember 2016 die Freileitungsvariante und wies sämtliche Einsprachen ab. Gegen diesen Entscheid gingen Beschwerden beim Bundesverwaltungsgericht ein, welches die Freileitungsvariante am 26. März 2019 bestätigt hat. Das Bundesgericht wurde innerhalb der Frist nicht angerufen, damit ist der Entscheid rechtskräftig. Der Baustart ist für 2020 geplant.

#### 4.3. Chippis–Stalden

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

#### 4.4. Airolo–Lavorgo

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

### 5. Beznau–Mettlen

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

#### 5.1. Beznau–Birr

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

#### 5.2. Birr–Niederwil

Der Leitungsabschnitt befindet sich aktuell in der Phase Vorprojekt.

#### 5.3. Niederwil–Obfelden

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

#### 5.4. Obfelden–Mettlen

Der Leitungsabschnitt befindet sich aktuell in der Phase Vorprojekt.

### 6. Bassecourt–Mühleberg

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

### 7. Magadino

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

## 8. Génissiat–Foretaille

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

## 9. Mettlen–Ulrichen

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

## 10. All'Acqua–Vallemaggia–Magadino

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

## WEITERE AUSGEWÄHLTE PROJEKTE

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

Der Kanton Genf, der Flughafen Genf sowie eine private Investorengruppe planen im Raum des Flughafens mehrere städtebauliche Entwicklungsprojekte unter dem Namen **Axe Stratégique Réseaux (ASR)**. Um dieses städtebauliche Projekt zu realisieren, wird die bestehende 220-kV-Leitung im Rahmen des Autobahnausbaus sowie des Wärme-/Kälteprojektes der SIG (Services Industriels de Genève) auf 4,5 km entlang der Autobahn und des Flughafens Genève verkabelt. Der Kanton Genf und die Investoren finanzieren das Projekt. Die Plangenehmigung konnte Ende März 2019, zweieinhalb Jahre nach Eingabe des Plangenehmigungsgesuches beim ESTI, durch das BFE erteilt werden (ein SÜL-Verfahren war nicht notwendig). Die Leitung soll nach heutiger Planung Ende 2022 in Betrieb gehen.

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

## ERDVERLEGUNG VON LEITUNGEN

---

Die Erdverlegung (Verkabelung) von Stromleitungen kann dazu beitragen, dass der Bau von Leitungen von der Bevölkerung besser akzeptiert wird und schneller voranschreiten kann. Zudem werden in der Regel die Landschaftsqualität verbessert sowie Stromschlag- und Kollisionsrisiken für die Vogelwelt vermieden. Ob eine Leitung des Übertragungsnetzes (Netzebene 1) als Freileitung gebaut oder als Kabel im Boden verlegt wird, muss jedoch im Einzelfall und auf der Grundlage objektiver Kriterien<sup>8</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)<sup>9</sup>. Das Monitoring beobachtet deshalb in erster Linie die Entwicklung der Verkabelung auf der Verteilnetzebene. Dies gibt auch einen Hinweis auf die Wirkung des Mehrkostenfaktors.

Verkabelungen im Verteilnetz haben seit 2010 auf allen Netzebenen, wenn auch in unterschiedlichem Ausmass, zugenommen, wie **Abbildung 7** 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. violette Kurve mit unterschiedlicher Skala*). Der Trend zur Verkabelung ist dort noch wenig ausgeprägt. Zudem zeigt sich zwischen 2014 und 2015 eine rückläufige Entwicklung, die Gründe dafür sind unklar. Die drei Verteilnetzebenen (Freileitungen und Kabel, inkl. Hausanschlüssen) haben eine Gesamtlänge von rund 195'672 Kilometern, wovon gut 87% verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von rund 6590 Kilometern aufweist; das Netzprojekts «Beznau-Birr» (*s. oben*) sieht derweil eine Teilverkabelung am «Gäbihöbel» bei Bözberg/Riniken vor, wo Swissgrid zum ersten Mal ein längeres Teilstück (rund 1,3 Kilometer) einer 380-kV-Höchstspannungsleitung in den Boden verlegt. Ein weiteres Verkabelungsprojekt einer Übertragungsleitung ist die Verkabelung der bestehenden 220-kV-Leitung für das ASR-Vorhaben im Kanton Genf (*s. oben*) auf einer Länge von 4,5 Kilometern (Quellen: ECom, 2019/BFE/Swissgrid, 2019).

<sup>8</sup> vgl. BFE-Bewertungsschema Übertragungsleitungen: [www.bfe.admin.ch](http://www.bfe.admin.ch).

<sup>9</sup> Das Gesetzes- und Verordnungspaket zur Strategie Stromnetze ist mehrheitlich seit 1. Juni 2019 in Kraft; die Bestimmungen zum Mehrkostenfaktor treten indes erst per 1. Juni 2020 in Kraft, um den Abschluss weit fortgeschrittener Projekte noch unter heutigem Recht zu ermöglichen.

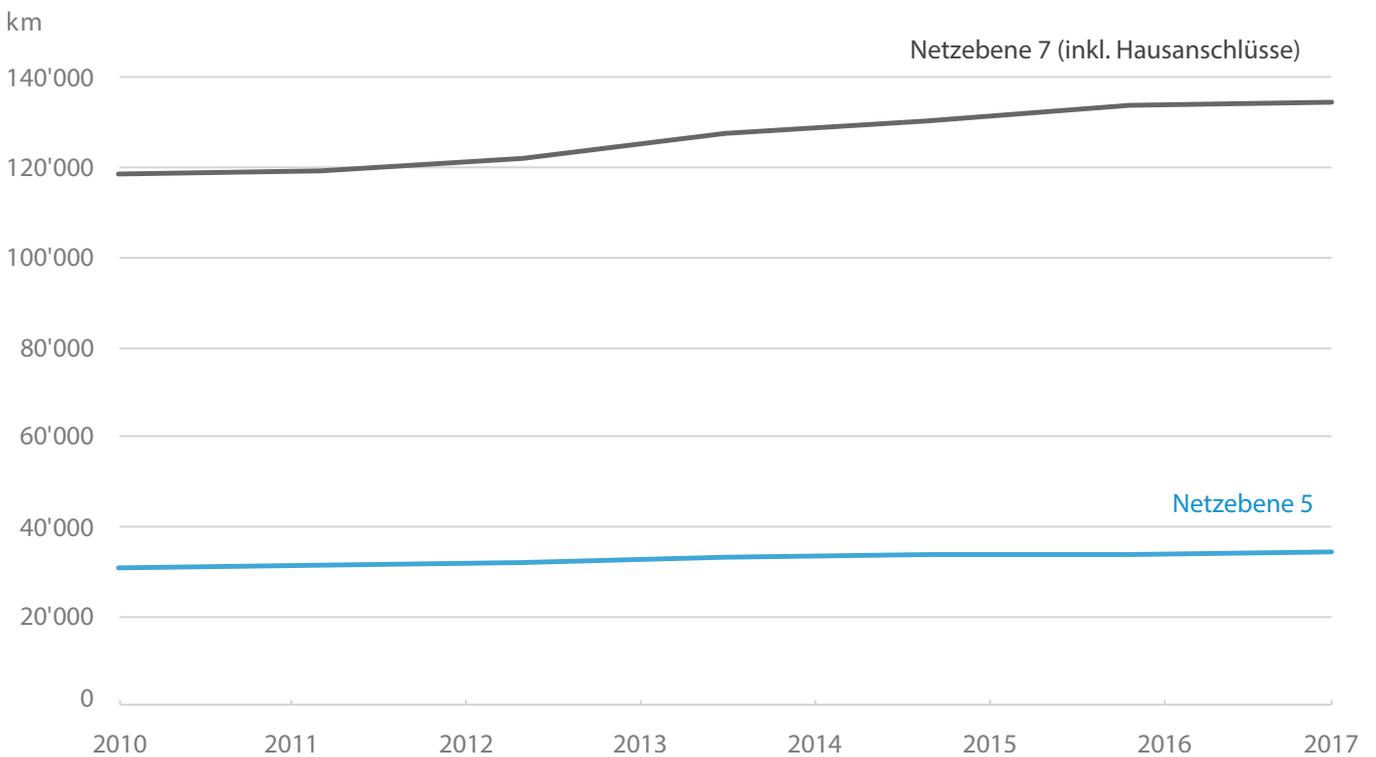
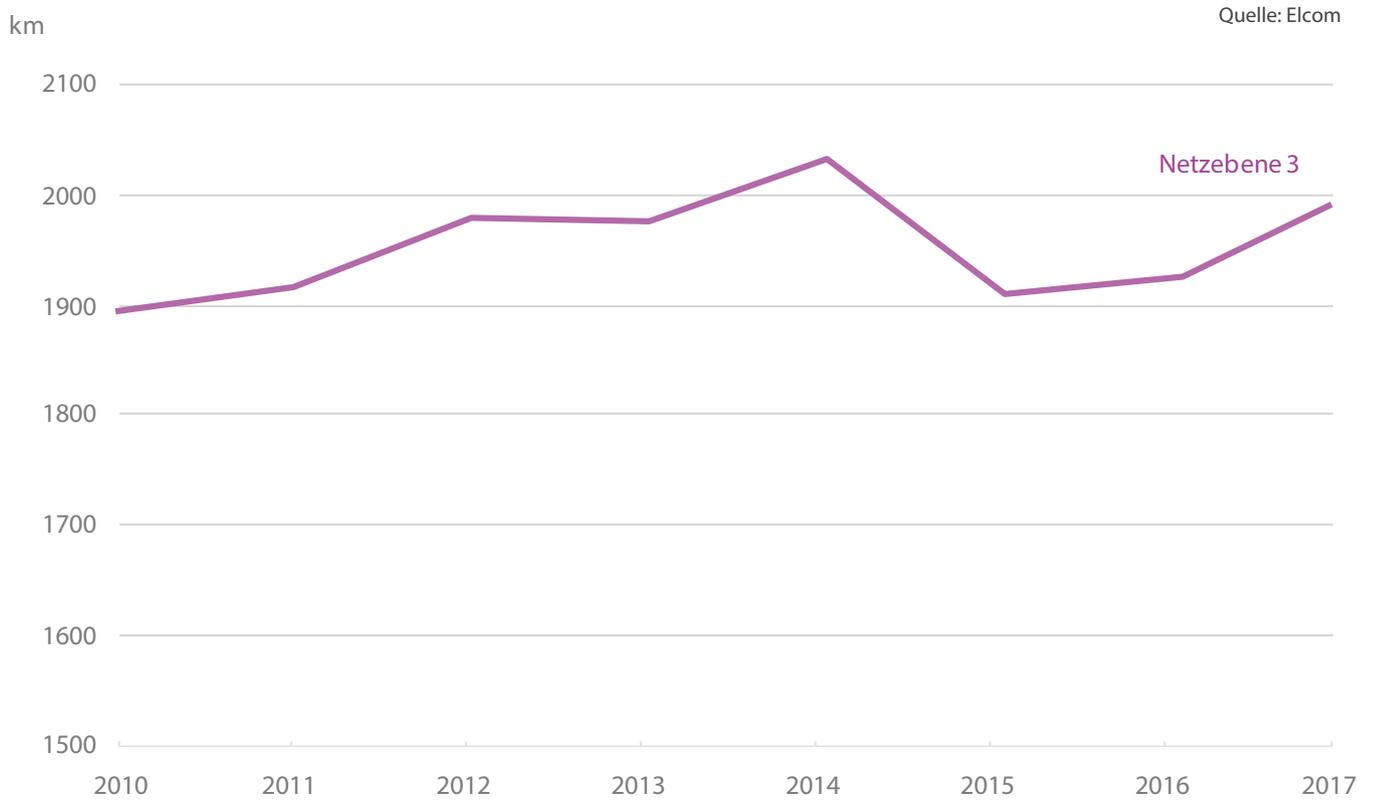


Abbildung 7: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)

A vibrant field of sunflowers under a bright sky, with the foreground flowers in sharp focus and the background softly blurred. The overall color palette is warm, dominated by yellows and greens.

## ► **VERSORGUNGS- SICHERHEIT**

Die Energiestrategie 2050 beabsichtigt, die bisher hohe Energieversorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Die Versorgungssicherheit ist im Energieartikel der Bundesverfassung und im Energiegesetz verankert. Aus einer energieübergreifenden Perspektive beobachtet das Monitoring mit der Gliederung der Energieträger (Diversifizierung) und der Auslandabhängigkeit Indikatoren, welche wichtige Aspekte der Entwicklung der Versorgungssicherheit aufzeigen. Mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft, dem Ausbau der Erneuerbaren, der Stärkung der Energieeffizienz und der längerfristigen Dekarbonisierung des Energiesystems ist zudem der Bereich Strom im Fokus.

## DIVERSIFIZIERUNG DER ENERGIEVERSORGUNG

**Abbildung 8** zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtriebstoffe internationaler Flugverkehr) 2018 rund die Hälfte des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom macht etwa ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 14%. Der Anteil der Erdölprodukte ging zwischen 2000 und 2018 um knapp 10 Prozentpunkte zurück, bedingt durch die Reduktion bei den Erdölbrennstoffen. Zugenommen haben die Anteile von Gas (+2,5%), Strom (+3%), Holz und Holzkohle (+1,3%), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+2,6%) und Fernwärme (+0,8%). Im Vergleich zum Vorjahr lagen 2018 die grössten Abweichungen in der Aufteilung bei Erdölbrennstoffen (−1,1%), Erdöltreibstoffen (+1,3%), Gas (−0,5%) und erneuerbaren Energien (+0,3%). Insgesamt ist die Energieversorgung breit diversifiziert, was zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz beiträgt (Quelle: BFE, 2019a).

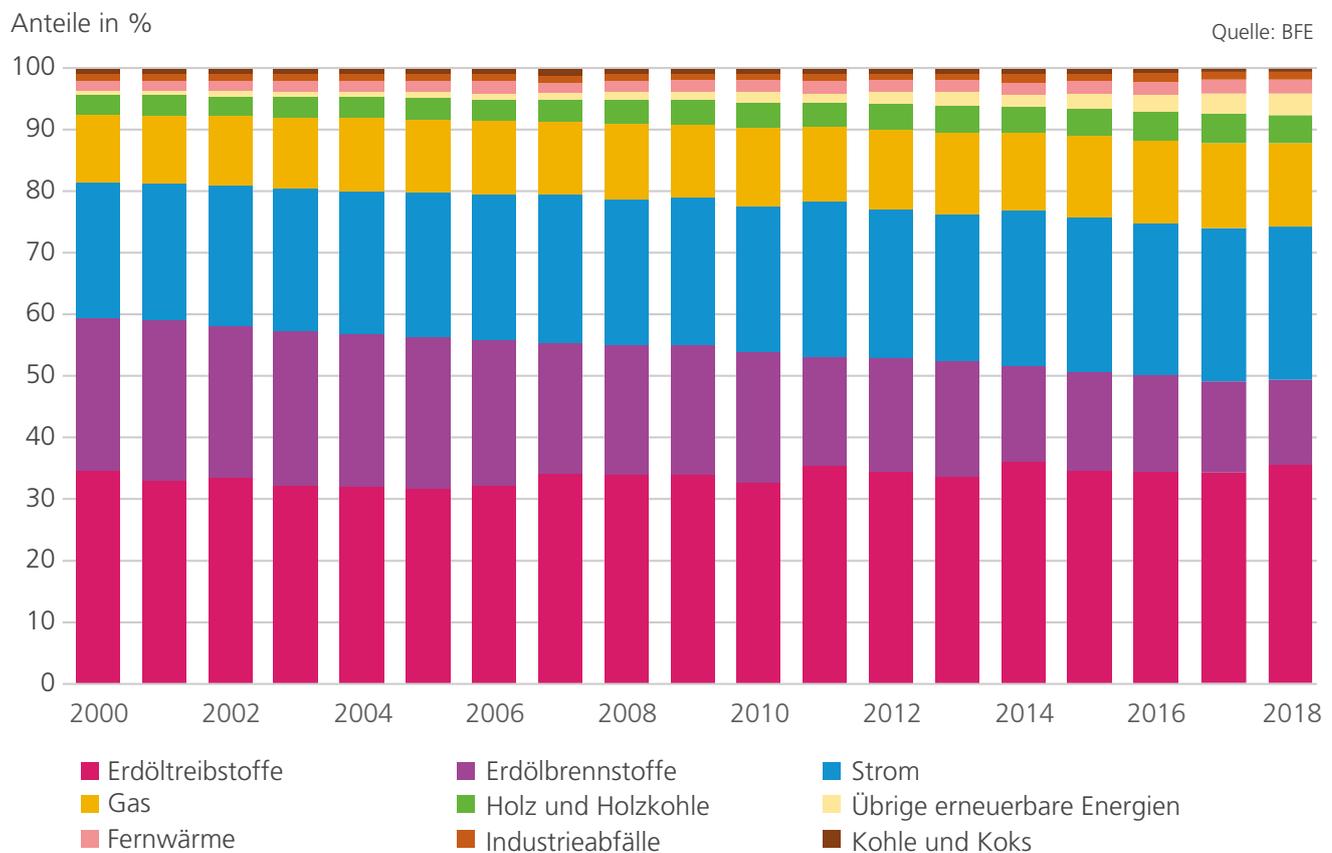


Abbildung 8: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

## AUSLANDABHÄNGIGKEIT

**Abbildung 9** zeigt, dass zwischen 2000 und 2006 der Einfuhrüberschuss tendenziell angestiegen, danach mit gelegentlichen starken Schwankungen eher gesunken ist. Gleichzeitig ist die inländische Produktion seit 2000 in der Tendenz gestiegen. Die Bruttoimporte setzen sich dabei im Wesentlichen aus fossilen Energieträgern und Kernbrennstoffen zusammen, also aus nicht erneuerbaren Quellen. Wichtigste inländische Energiequelle bleibt die Wasserkraft, während die anderen erneuerbaren Energien ein kontinuierliches Wachstum verzeichnen. Wie die schwarze Kurve in der Grafik zeigt, ist der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (Auslandabhängigkeit) von 2000 bis 2006 gestiegen und seither rückläufig, jedoch weiterhin auf hohem Niveau: 2018 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 75,0% (2017: 75,3 und 2016: 75,8%). Dieses Verhältnis ist allerdings vorsichtig zu interpretieren, weil es von verschiedenen Faktoren abhängt. Generell lässt sich sagen, dass sich Energieeffizienzmassnahmen, welche den Verbrauch und damit die Importe insbesondere von fossilen Energien senken, und der Ausbau der inländischen erneuerbaren Energieproduktion die Abhängigkeit vom Ausland reduzieren und die Versorgungssicherheit positiv beeinflussen (Quellen: BFE, 2019a/BFS/BAFU/ARE, 2019).

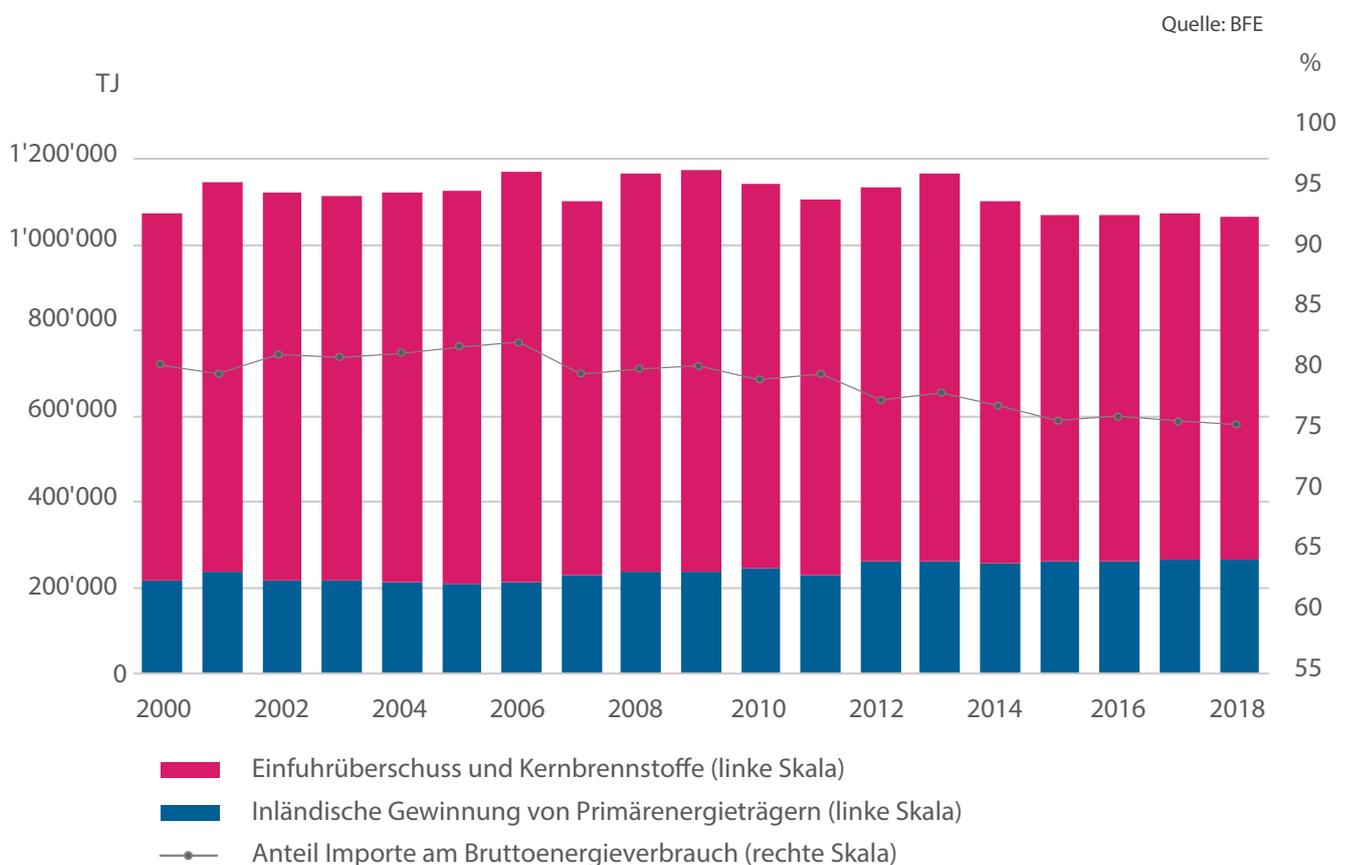


Abbildung 9: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch

## SYSTEM ADEQUACY

---

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

Strom sichergestellt wird. Andererseits profitiert die Schweizer Wasserkraft von den Veränderungen des Produktionsmixes in den EU-Ländern, indem sie zu EU-Spitzenlastzeiten vermehrt zum Einsatz kommt. Im Hinblick auf eine künftige Umsetzung des Übereinkommens von Paris und das verschärfte langfristige Klimaziel der Schweiz (Netto-Null-Treibhausgasemissionen bis 2050) richtete die aktualisierte Studie ein Augenmerk auf eine verstärkte Elektrifizierung der Nachfrage. Nach ersten daraus resultierenden Hinweisen (aufgrund von bisher fehlenden in sich konsistenten, über den Stromsektor und die Schweiz hinausgehende Dekarbonisierungsszenarien gibt es noch keine abschliessend belastbaren Resultate) zeichnet sich ab, dass die Stromnachfrage langfristig steigen wird und sich dadurch neue Herausforderungen ergeben (Quellen: Universität Basel/ETHZ, 2019+2017).

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld

### **VERSORGUNGSSICHERHEIT:**

- Ausführliche Fassung Monitoring-Bericht
- Bericht BFE zur System Adequacy der Schweiz

## ► **AUSGABEN UND PREISE**

Bei einer nachhaltigen Energieversorgung ist neben der Sicherheit und Umweltverträglichkeit die Wirtschaftlichkeit eine wichtige Dimension. Im Energieartikel 89 der Bundesverfassung sowie in Artikel 1 des Energiegesetzes ist festgehalten, dass eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung angestrebt wird. Die Energiestrategie 2050 bezweckt den sukzessiven Umbau des Schweizer Energiesystems, ohne die internationale Wettbewerbsfähigkeit des Wirtschaftsstandorts Schweiz zu gefährden. Daher liegt der Fokus in diesem Themenfeld auf den Endverbraucherausgaben für Energie und den Energiepreisen.

## ENDVERBRAUCHERHAUSGABEN FÜR ENERGIE

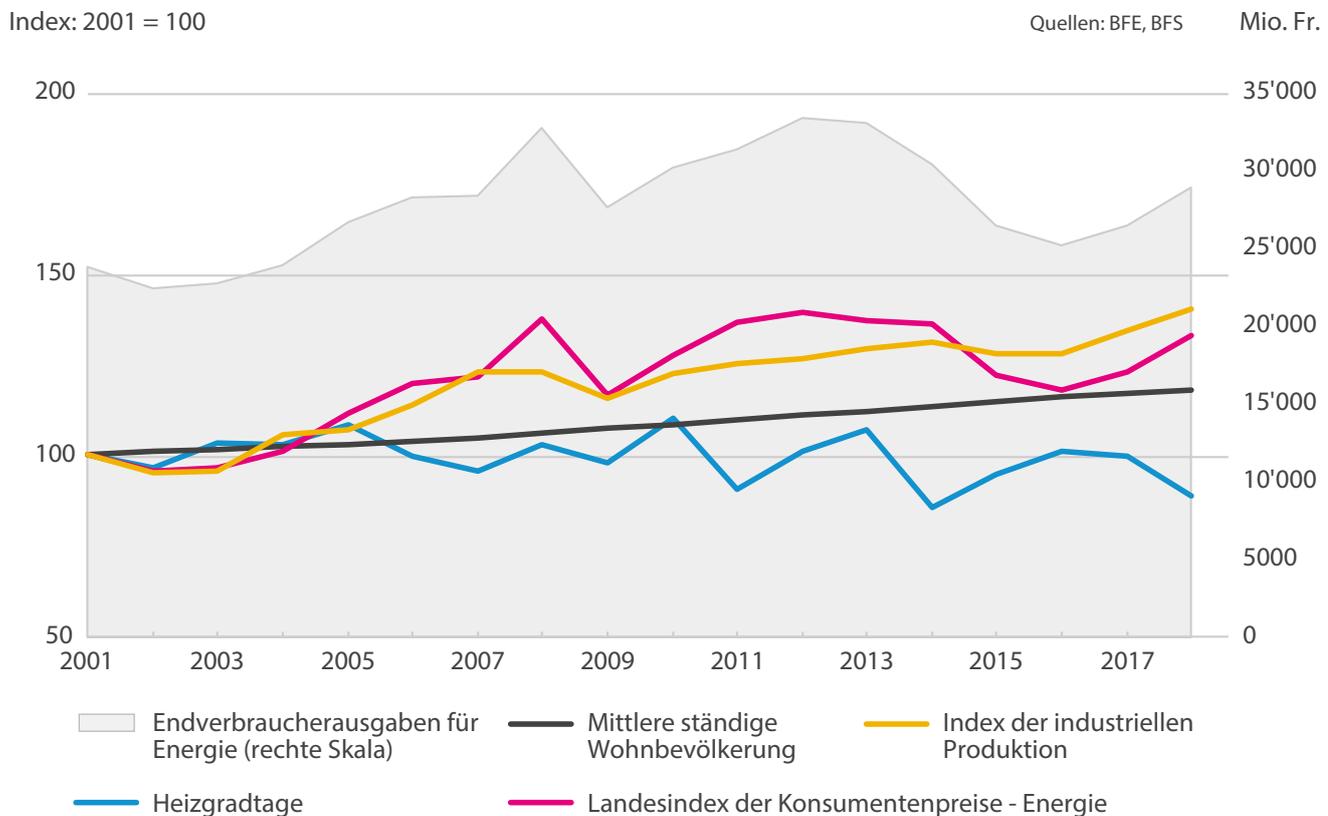


Abbildung 10: Endverbraucherhaushalte für Energie (in Mio. Fr.) und wichtige Einflussfaktoren (indexiert)

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

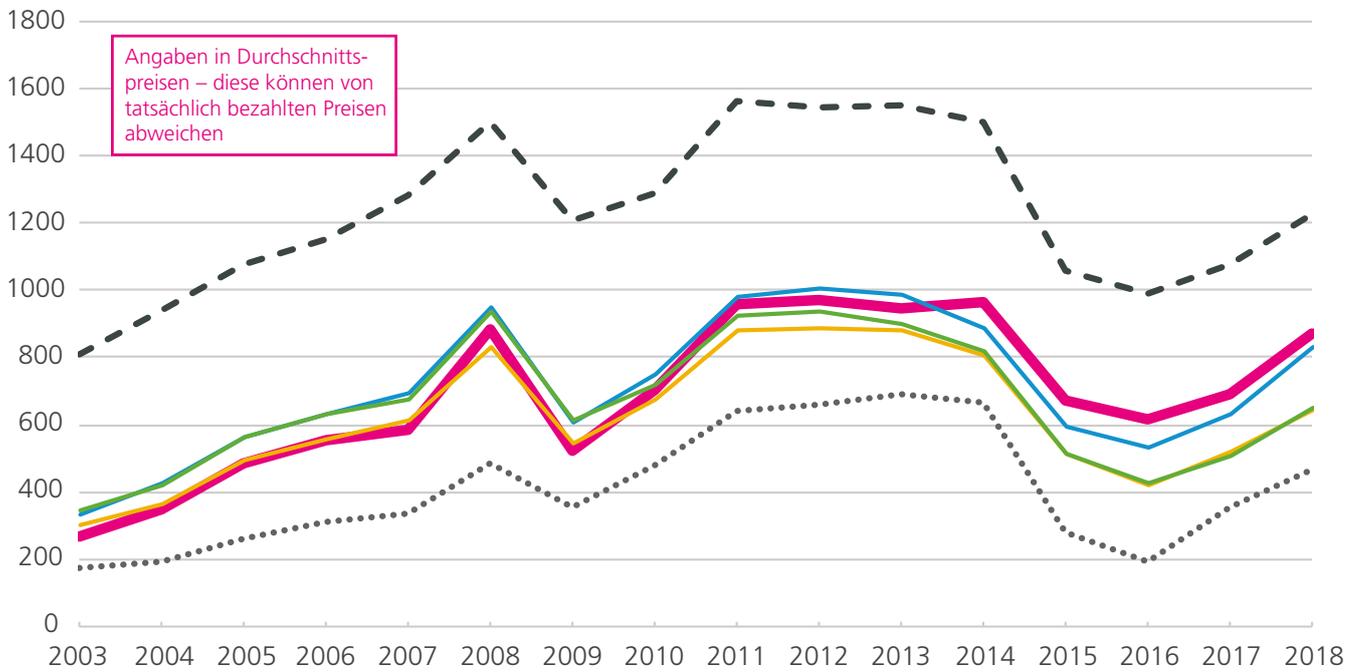
den bestehenden, vergleichsweise konstanten Strukturen abhängt, beispielsweise vom Fahrzeug- und Wohnungsbestand. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer tiefen kurzfristigen Preiselastizität. Weiter ist 2008 ein deutlicher Anstieg der Endverbraucherhaushalte und der Energiepreise sichtbar,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

# ENERGIEPREISE FÜR INDUSTRIESEKTOREN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

USD/1000 Liter

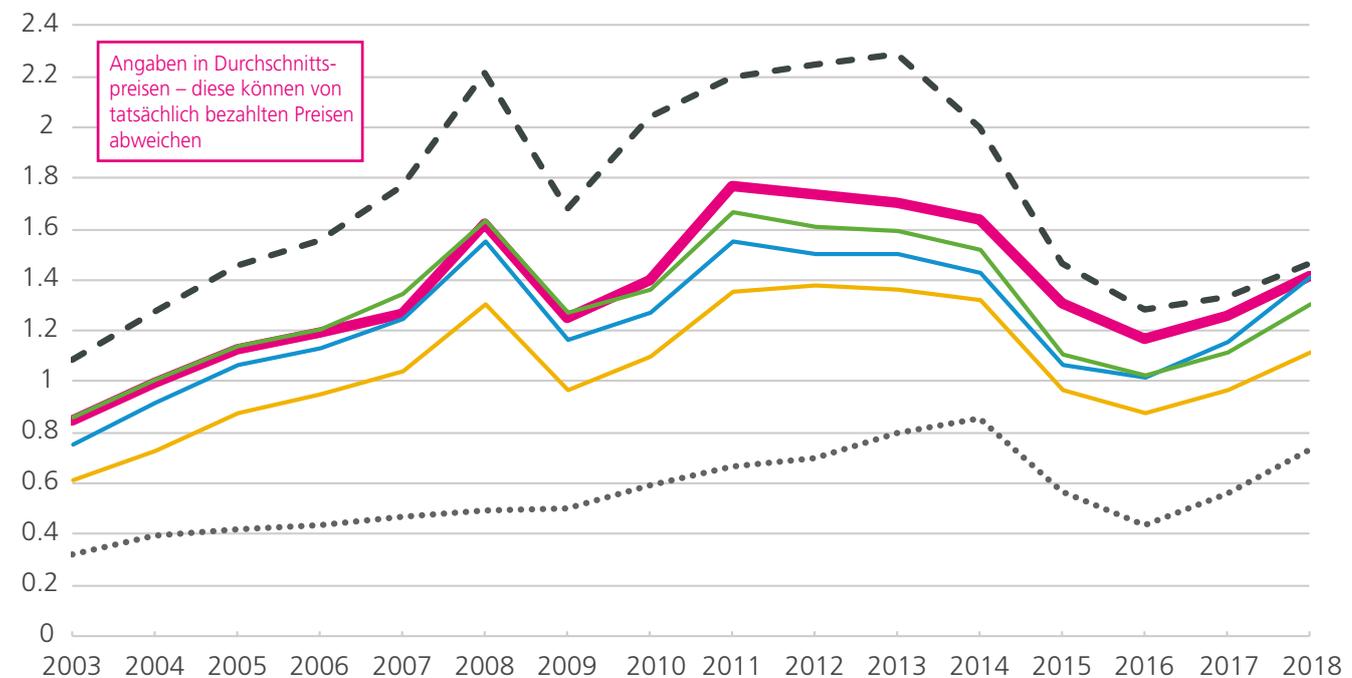
Endkundenpreis Industrie Heizöl extraleicht

Quelle: Basierend auf  
Daten IEA Energy Prices  
and Taxes © OECD/IEA 2019



USD/Liter

Endkundenpreis Diesel-Treibstoff zur kommerziellen Nutzung



--- Teuerstes OECD-Land  
— Schweiz

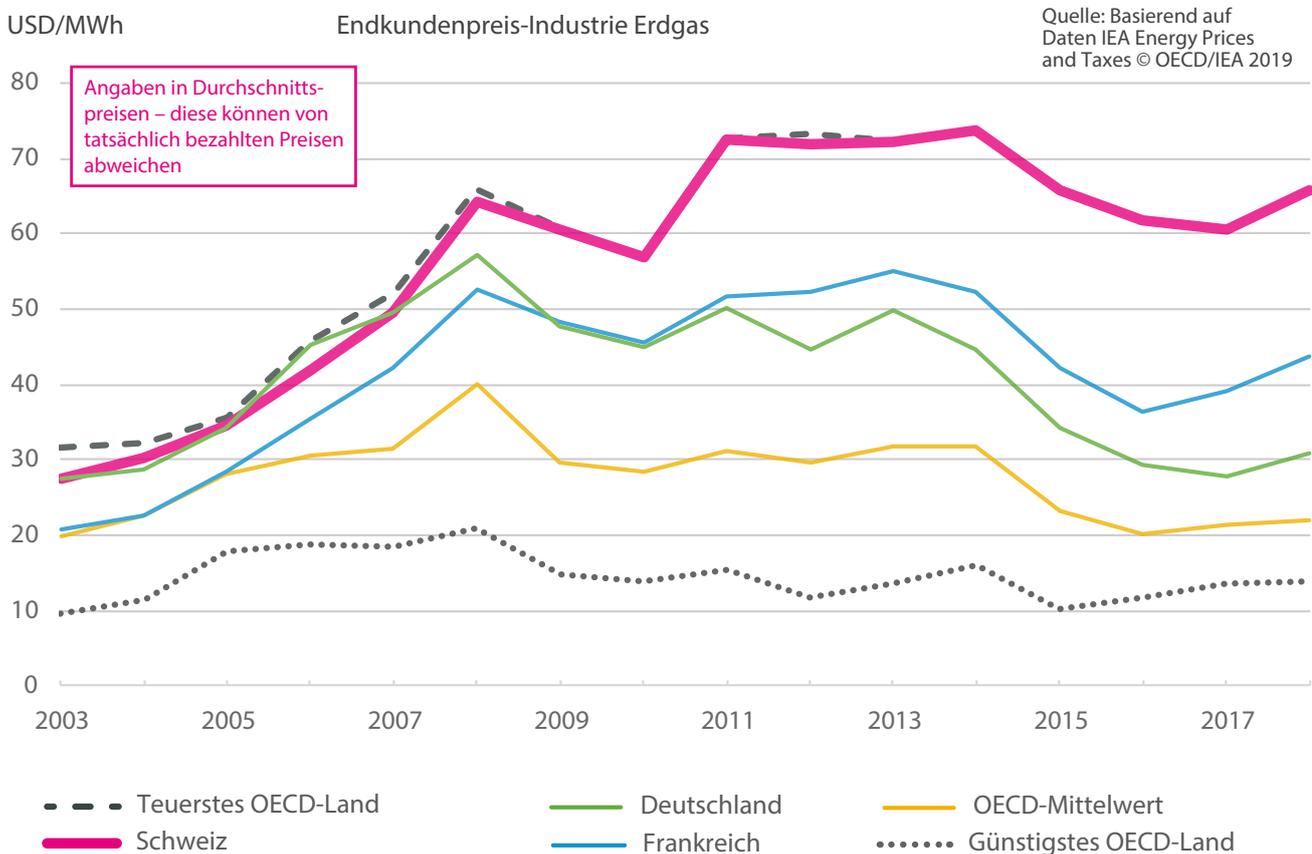
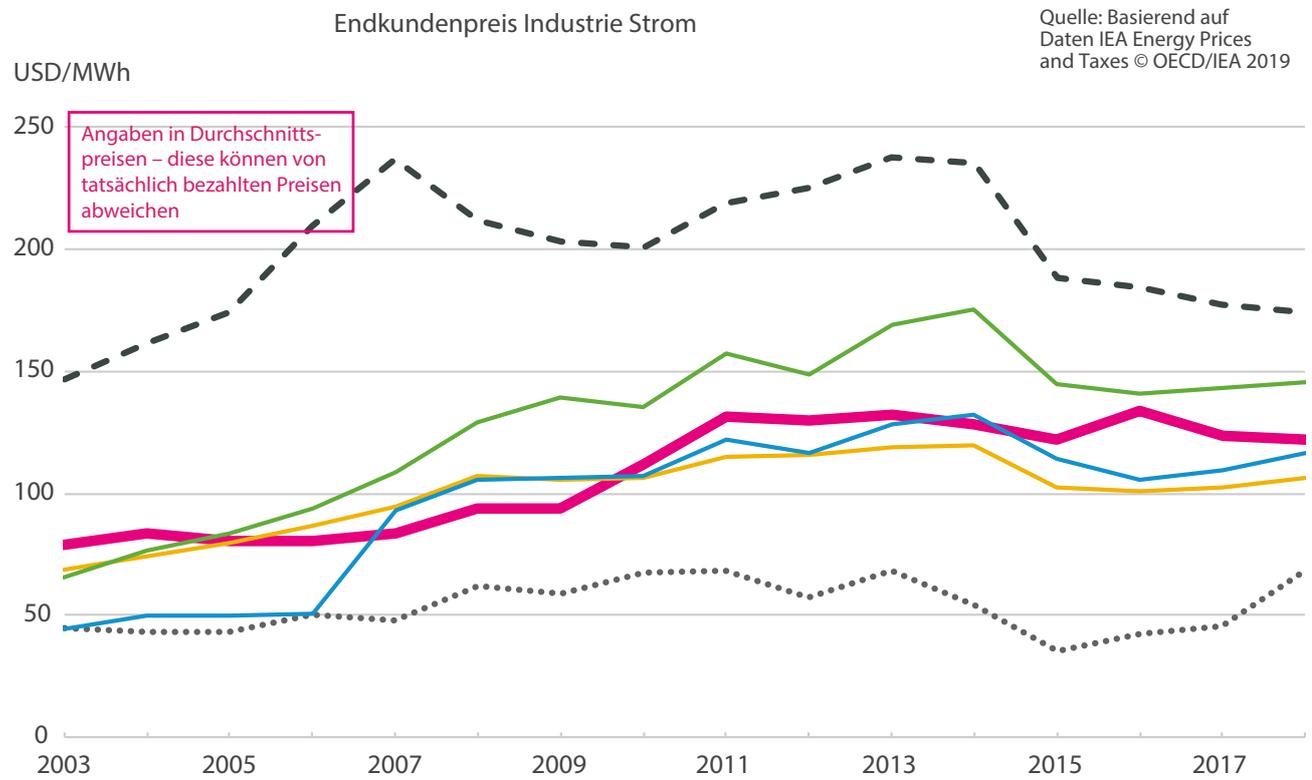
— Deutschland  
— Frankreich

— OECD-Mittelwert  
..... Günstigstes OECD-Land

Abbildung 11: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechsellkurse 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 11**). Der Preis für Schweizer Heizöl befindet sich 2018 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise sind in der OECD und der Schweiz gestiegen. Eine mögliche Erklärung für den Anstieg der Schweizer Preise für Heizöl 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 im Jahr 2018 preislich zur Schweiz aufgeschlossen. Das Bild dürfte für den Treibstoff Benzin anders aussehen, weil in der Schweiz Diesel relativ stärker als Benzin besteuert wird im Vergleich zu anderen Ländern. Das Monitoring führt aber keine Information zum Benzinpreis im internationalen Vergleich auf, weil Benzin in der Industrie eine untergeordnete Bedeutung hat. Der Dieselpreis in der Schweiz ist deutlich näher am teuersten als am günstigsten OECD-Land (Quelle: OECD/IEA, 2019a).

# ENERGIEPREISE FÜR INDUSTRIESEKTOREN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

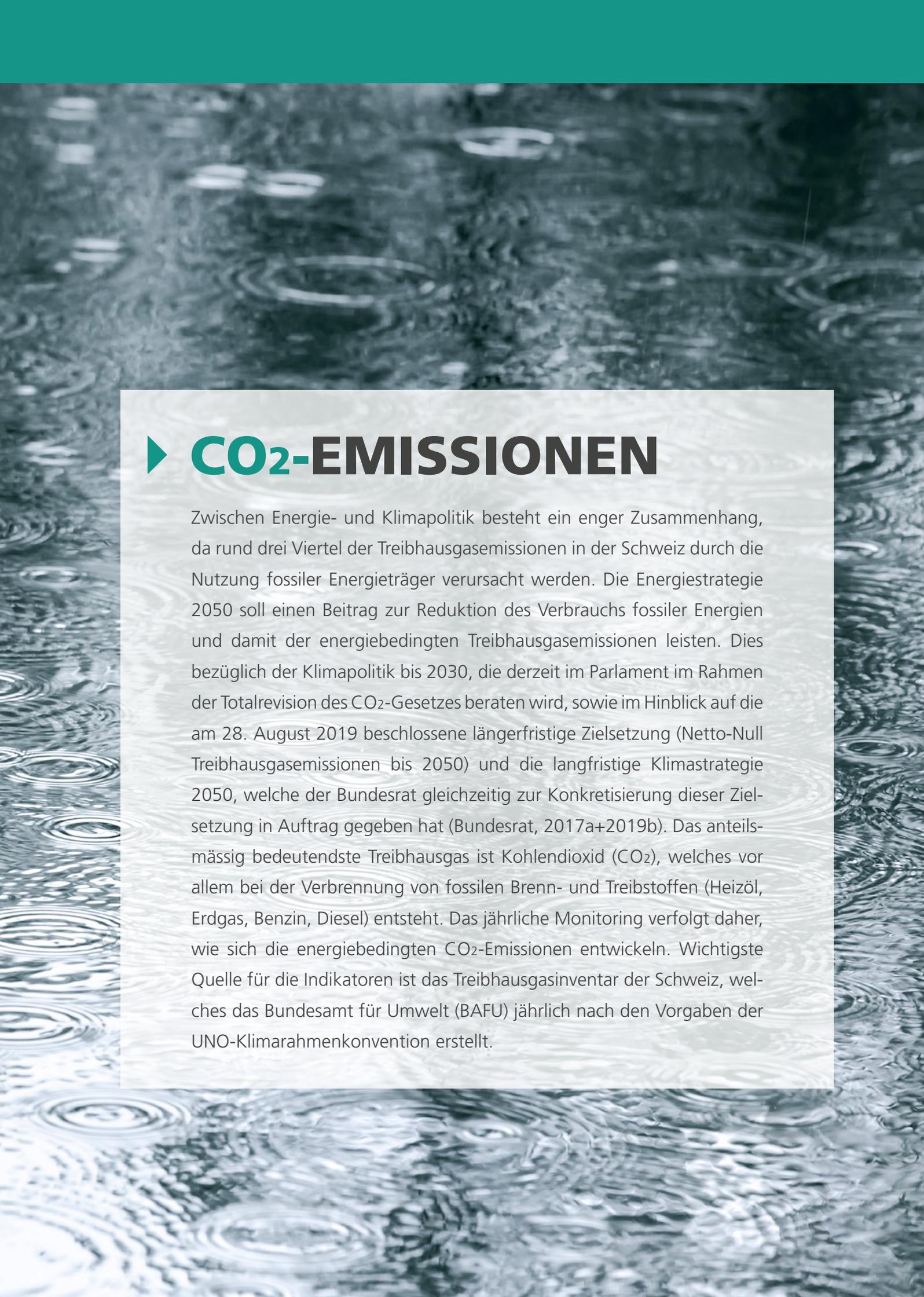


- Teuerstes OECD-Land
- Schweiz
- Deutschland
- Frankreich
- OECD-Mittelwert
- ..... Günstigstes OECD-Land

Abbildung 12: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechsellkurse umgerechnet)

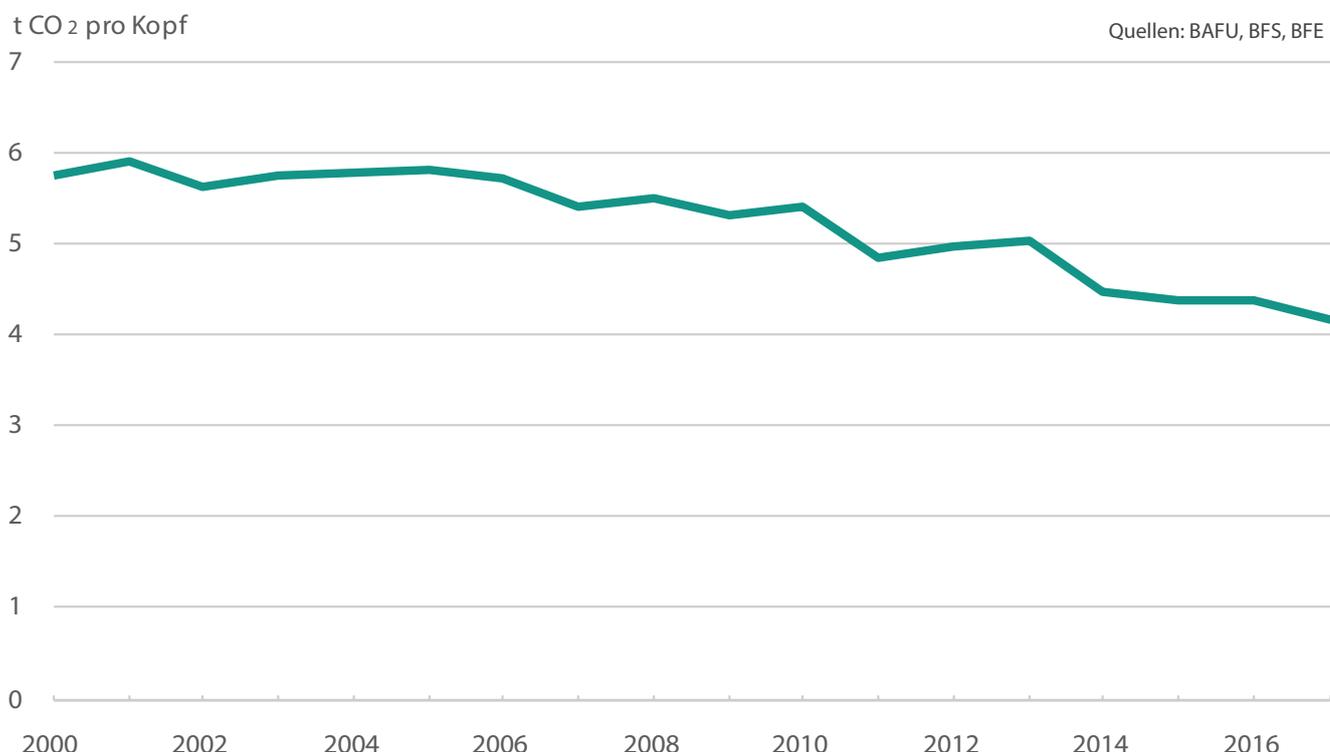
Der **Strompreis** hängt von vielen Faktoren ab, darunter die zur Produktion eingesetzten Technologien, Produktions- und Transportkosten, Kapazitäten der Netze, Marktstrukturen sowie Abgaben. Die Entwicklung der Strompreise in der Schweiz weist im Vergleich zu Deutschland, Frankreich und dem Durchschnitt der OECD-Länder eine ähnliche Tendenz auf, im Jahr 2018 ist er jedoch entgegen dem Trend in anderen Ländern in der Schweiz leicht gesunken (vgl. **Abbildung 12**). Somit lässt sich sagen, dass das Preisniveau in der Schweiz nahe am OECD-Durchschnitt liegt und tiefer ist als in Deutschland oder vor allem in Italien (Italien hat über die gesamte Zeitspanne den höchsten Strompreis). Die Niveauunterschiede sind aber mit Vorsicht zu interpretieren, weil stromintensive Unternehmen von den im Preis enthaltenen Abgaben befreit werden können und weil die Datenbasis unvollständig ist. Tatsächlich werden in der Schweiz die Preise für jene Industriekunden, die sich über den freien Markt eindecken, nicht erhoben. Der Anteil dieser Industriekunden ist seit der Teilmarktliberalisierung stetig gestiegen. Beim **Erdgas** liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder. 2010, 2011 und seit 2013 ist die Schweiz diesbezüglich das teuerste Land der OECD. Die Differenz zu andern OECD-Ländern ist beträchtlich, insbesondere gegenüber den USA, dem günstigsten

Land im Jahr 2018. Es gibt verschiedene mögliche Erklärungen für die Preisdifferenz: So wurde wie oben erwähnt die CO<sub>2</sub>-Abgabe auf Brennstoffen erhöht, was sich in den Zahlen niederschlägt. Dabei ist zu beachten, dass sich gewisse Unternehmen 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 die Abgabe aber auf Gesuch hin zurückerstatten lassen. Die CO<sub>2</sub>-Abgabe erklärt derweil den relativ hohen Preis nur teilweise und für die Jahre vor 2008 gar nicht. Weitere mögliche Erklärungen sind die höheren Netzkosten (bedingt etwa durch verhältnismässig wenige Anschlüsse pro Kilometer) sowie die Wettbewerbsintensität. So sind die Gasmärkte in den zum Vergleich herangezogenen Ländern liberalisiert. In der Schweiz wurden 2012 mit einer Verbändevereinbarung die Konditionen für den Erdgasbezug von industriellen Grosskunden geregelt; gemäss dieser Vereinbarung können einige hundert Endkunden ihren Gasanbieter frei wählen. Der Bundesrat hat Ende Oktober 2019 in der Vernehmlassung zu einem Gasversorgungsgesetz derweil eine Teilmarktöffnung vorgeschlagen, bei der deutlich mehr Kunden (rund 40'000 Verbrauchsstätten) freien Marktzugang erhalten würden (Quellen: OECD/IEA, 2019a/Bundesrat, 2019d).



## ► 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, die derzeit im Parlament im Rahmen der Totalrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes beraten wird, sowie im Hinblick auf die am 28. August 2019 beschlossene längerfristige Zielsetzung (Netto-Null Treibhausgasemissionen bis 2050) und die langfristige Klimastrategie 2050, welche der Bundesrat gleichzeitig zur Konkretisierung dieser Zielsetzung in Auftrag gegeben hat (Bundesrat, 2017a+2019b). Das anteilsmässig 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 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.

ENERGIEBEDINGTE CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN PRO KOPFAbbildung 13: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf (in t CO<sub>2</sub> pro Kopf)<sup>10</sup>

Die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 stetig ab, wie **Abbildung 13** zeigt. Während die energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen insgesamt seit 2000 leicht gesunken sind (vgl. **nachfolgende Abbildung**) ist die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig gewachsen. Es findet eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und CO<sub>2</sub>-Emissionen statt. 2017 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 4,3 Tonnen und damit rund 26% 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, an dem sich die Energiestrategie aktuell orientiert<sup>11</sup> (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 0,1 Tonnen abnehmen (Quellen: BAFU, 2019/BFS, 2019/BFE, 2019a).

Die gesamten energiebedingten CO<sub>2</sub>-Emissionen (s. **Abbildung 14**) betragen 2017 knapp 36 Mio. Tonnen und lagen damit 13% tiefer als im Jahr 2000. Der grösste Anteil entfällt auf den **Verkehr** (Anteil 2017: 41%; ohne internationalen Flugverkehr), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden. Zwischen 2000 und 2017 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 Schweizer-Franken-Mindestkurses gegenüber dem Euro beschlossen hatte. Eine zunehmend bedeutende Rolle spielt hingegen der internationale Flugverkehr. Dessen Emissionen sind nach einem Rückgang zu Beginn des Jahrtausends seit 2005 stetig angestiegen und betragen mittlerweile mehr als 5 Millionen Tonnen CO<sub>2</sub><sup>12</sup>. In der **Industrie** (Anteil 2017: 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 auf die gute Wirksamkeit der getroffenen Massnah-

## ENERGIEBEDINGTE CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN INSGESAMT UND NACH SEKTOREN

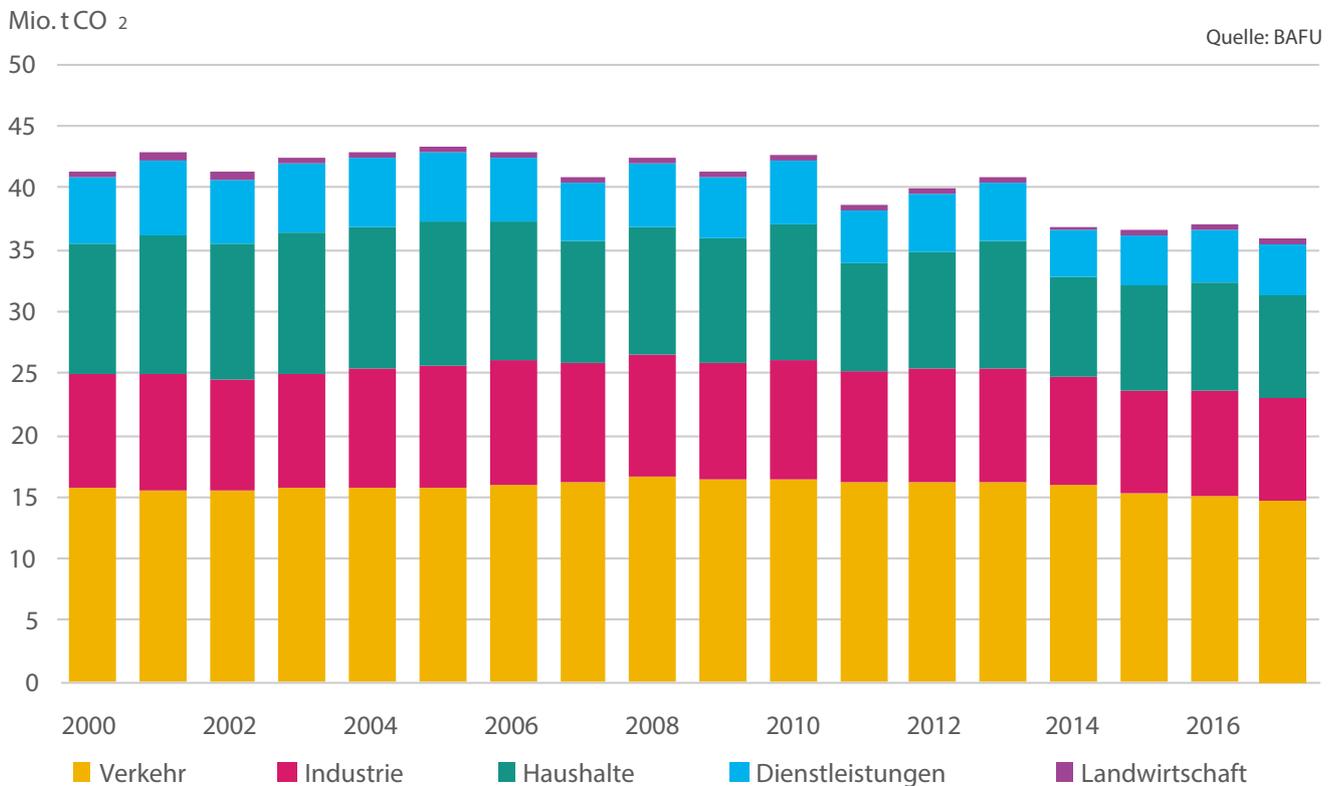


Abbildung 14: Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO<sub>2</sub>, ohne int. Flugverkehr)

men, Effizienzsteigerungen sowie auf eine gewisse Entkopplung von industrieller Produktion und CO<sub>2</sub>-Ausstoss hinweist. 2015 führte zudem der nach wie vor anhaltende Betriebsunterbruch einer Raffinerie zu einem sichtbaren Rückgang. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf sind konjunktur- und witterungsbedingt. Bei den **Haushalten** (Anteil 2017: 23%) gehen die Emissionen in erster Linie auf das Heizen und die Warmwasseraufbereitung zurück. Seit 2000 sind die Emissionen gesunken, obwohl sich die beheizte Wohnfläche vergrössert hat. Dies weist ebenfalls auf eine Steigerung der Effizienz sowie 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 2017: 11%); 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 in etwa konstant. Ihr Anteil an den gesamten CO<sub>2</sub>-Emissionen ist indes sehr gering (Anteil 2017: 1%). Bedeutend sind in diesem

Sektor nicht energiebedingte Treibhausgasemissionen, sondern vor allem Methan und Stickstoffdioxid. Insgesamt haben sich die Anteile der einzelnen Sektoren seit 2000 nur in geringem Ausmass verändert. Der Beitrag des Verkehrssektors hat sich erhöht (von 38 auf 41%), während Haushalte und Dienstleistungen nun einen weniger hohen Anteil beisteuern (Quellen: BAFU, 2019+2018/BFE, 2019a/Ecoplan, 2017/Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

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

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

12 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 rund 13 Prozent. Wenn man ihn dem Verkehrssektor zuordnet, läge der Anteil bei gut einem Viertel.

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld **CO<sub>2</sub>-EMISSIONEN** (ausführliche Fassung Monitoring-Bericht)



## ► **FORSCHUNG + TECHNOLOGIE**

Bei den kurzfristigen Richtwerten gemäss Energiegesetz und Energiestrategie 2050 ist davon auszugehen, dass sie mit den heute bereits vorhandenen Technologien erreicht werden können. Die langfristigen Ziele jedoch setzen weitere technologische Entwicklungen voraus. Um diese gezielt anzukurbeln, haben Bundesrat und Parlament deutlich mehr Ressourcen für die Energieforschung gesprochen und es wurden neue Aktivitäten lanciert respektive bestehende verstärkt. Fortschritte in den Bereichen Forschung und Technologie lassen sich in aller Regel nicht mit einem Indikator direkt messen. Das jährliche Monitoring fokussiert deshalb auf die Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung, als Indikator für die Anstrengungen im Bereich der Energieforschung.

## AUSGABEN DER ÖFFENTLICHEN HAND FÜR DIE ENERGIEFORSCHUNG

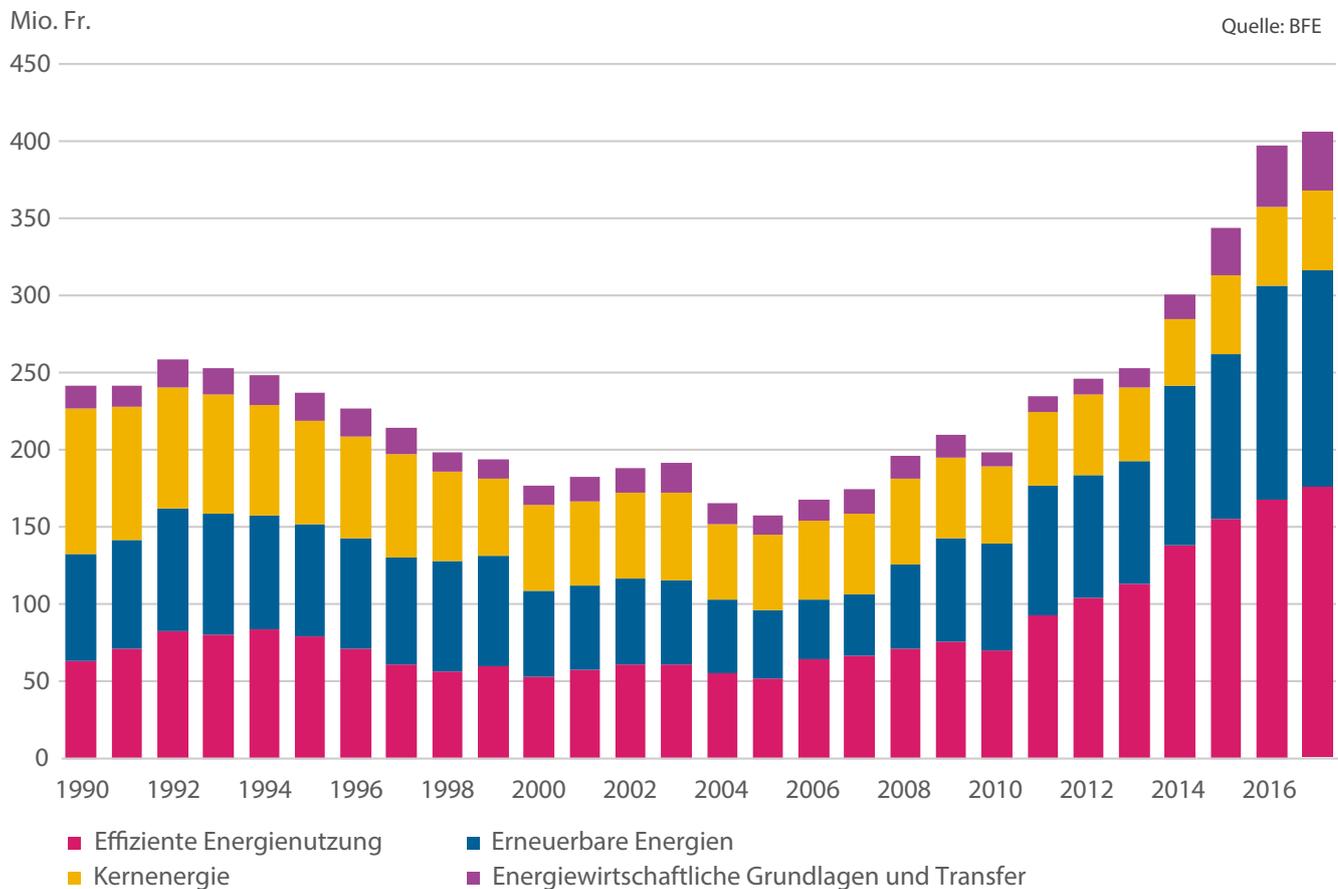


Abbildung 15: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)<sup>13</sup>

Seit 2005 haben die für die Energieforschung aufgewendeten öffentlichen Mittel kontinuierlich zugenommen, wie **Abbildung 15** zeigt. Vor allem seit 2014 ist im Rahmen der Energiestrategie 2050 und dem Aktionsplan «Koordinierte Energieforschung Schweiz» eine deutliche Zunahme festzustellen. Stark zu diesem Ausbau beigetragen haben der Aufbau der nationalen Kompetenzzentren in der Energieforschung (SCCER) durch die Innosuisse, neue nationale Forschungsprogramme im Energiebereich (NFP 70 und 71) des Schweizer Nationalfonds sowie ein gezielter Ausbau der Pilot-, Demonstrations- und Leuchtturmprojekte des BFE. 2017 stiegen die Aufwendungen der öffentlichen Hand gegenüber dem Vorjahr insgesamt auf real knapp 410 Mio. Franken (2016: knapp 399 Mio. Franken). Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fließt der grösste Teil in

die Forschungsgebiete Effiziente Energienutzung (Anteil 2017: 43,3%) und Erneuerbare Energien (Anteil 2017: 34,7%). Die absoluten Ausgaben für das Forschungsgebiet Kernenergie (Kernspaltung/Fission und Kernfusion) sind seit 2004 stabil geblieben, ihr Anteil an den Gesamtausgaben ist jedoch gesunken und betrug 2017 noch 12,5%. Der Anteil des Forschungsgebiets Energiewirtschaftliche Grundlagen und Transfer lag 2017 bei 9,4% (Quelle: BFE, 2019d).

<sup>13</sup> Die Ausgaben umfassen auch einen Anteil am Overhead (indirekte Forschungskosten) der Forschungsinstitutionen.

➔ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld  
**FORSCHUNG + TECHNOLOGIE**  
 (ausführliche Fassung Monitoring-Bericht)



## ► INTERNATIONALES UMFELD

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

## ENTWICKLUNG DER GLOBALEN ENERGIEMÄRKTE

**Erdöl:** Die Internationale Energieagentur (IEA) erwartet in ihrer Mittelfristprognose, dass die globale Erdölnachfrage jährlich um durchschnittlich 1,2 Mio. Fass pro Tag wächst und 2024 rund 106,4 Mio. Fass pro Tag erreichen wird. Im Jahr 2018 erhöhte sich das globale Erdöl-Angebot gegenüber dem Vorjahr um 2,7 Mio. auf 100,3 Mio. Fass pro Tag. Die Nachfrage stieg um 1,1 Mio. auf 99,3 Mio. Fass pro Tag. Im Juli 2019 einigte sich die OPEC+ (OPEC und weitere Länder unter der Leitung Russlands) darauf, das seit Ende 2016 geltende Förderlimit um weitere neun Monate zu verlängern, um den Preis zu stützen. Die OPEC+ repräsentiert knapp die Hälfte der weltweiten Ölförderung. Bereits Ende September 2018 sprach sich die OPEC gegen eine Ausweitung der Fördermengen aus, woraufhin die Notierung für die Erdölsorte Brent zeitweise auf über 85 Dollar pro Fass stieg und so teuer war wie seit vier Jahren nicht mehr. Bereits im Dezember 2018 sank die Notierung dann aber wieder auf unter 60 Dollar pro Fass und lag im 2019 bisher bei rund 60 bis 75 Dollar pro Fass; die Angriffe auf saudische Ölanlagen Mitte September führten derweil innerhalb dieser Preisspanne zu kurzfristigen Preis-Haussen und vorübergehenden Unsicherheiten an den Rohölmärkten (Quellen: OECD/IEA, 2019b+c).

**Erdgas:** Die IEA erwartet in ihrer Mittelfristprognose weiterhin, dass die globale Erdgas-Nachfrage jährlich um durchschnittlich 1,6% wächst und 2024 rund 4300 Mrd. Kubikmeter erreichen wird. 2018 stieg die globale Erdgas-Produktion nach provisorischen Angaben der IEA gegenüber dem Vorjahr um 4,0% auf einen neuen Höchststand von 3937 Mrd. Kubikmeter. Die Nachfrage erhöhte sich um 4,9% auf 3922 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). Im Oktober 2018 stieg der TTF spot auf fast 30 Euro/MWh an, bis September 2019 sank er wieder auf 11 Euro/MWh, dies insbesondere bedingt durch die geringere Nachfrage wegen der mildereren Witterung sowie reichlichem LNG-Angebot (Quellen: OECD/IEA, 20189d+e/EU, 2019/Argus Gas Connections<sup>14</sup>).

**Kohle:** Die IEA geht in ihrer Mittelfristprognose davon aus, dass die globale jährliche Kohlenachfrage bis 2023 nahezu stagniert bei einem Stand von 5530 Mio. Tonnen. Die globale Kohleproduktion stieg nach 2017 (+3,1%) auch im 2018 um 3,3% an, nachdem sie im 2014 zum ersten Mal gesunken war. Der Kohleverbrauch stieg im 2018 global um 1,2%, vor allem wegen des Zuwachses in Nicht-OECD Ländern. Getrieben von der Marktdynamik in Asien und nachdem China Massnahmen zur Beschränkung der inländischen Kohleproduktion eingeführt hatte, stiegen die Kohlepreise in der zweiten Jahreshälfte 2016 deutlich an. Bis im Juli 2018 erreichte der CIF ARA Spotpreis mit 100 US-Dollar pro Tonne den höchsten Wert seit 2012, bevor er bis Mitte 2019 auf rund 50 US-Dollar pro Tonne fiel (Quellen: OECD/IEA, 2018+2019f/Argus Gas Connections).

**CO<sub>2</sub> im europäischen Emissionshandel:** Nachdem der Preis für CO<sub>2</sub>-Emissionsrechte im europäischen Emissionshandelssystem seit 2013 bei rund 5 Euro pro Tonne CO<sub>2</sub>-Äquivalente (tCO<sub>2e</sub>) lag, stieg er zwischen Mitte 2017 und September 2018 an und erreichte zwischenzeitlich über 25 Euro/tCO<sub>2e</sub>. Im zweiten Quartal 2019 war der CO<sub>2</sub>-Preis relativ stabil, und bewegte sich in einer Bandbreite zwischen 24 und 28 Euro/tCO<sub>2e</sub>, nachdem er Anfang 2019 ziemlich volatil gewesen war (Quellen: EU, 2019/EEEX<sup>15</sup>).

**Strom:** Global stieg die Stromproduktion zwischen 1974 und 2017 von 6298 auf 25'721 TWh, was nach Angaben der IEA einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 3,3% entspricht. 2017 lag die Produktion 2,5% über dem Vorjahr. Der European Power Benchmark (Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt) erreichte im zweiten Quartal 2019 43,3 Euro/MWh und lag damit 1% unter dem Vorjahresquartal. Im 2018 wurde mit rund 40 Euro/MWh der tiefste Preis im April, der höchste Preis mit rund 65 Euro/MWh in den Monaten September bis November verzeichnet. Den tiefsten Wert seit 2007 erreichte der Power Benchmark im Februar 2016 mit 30 Euro/MWh. Auch der Preis für Baseload für die Schweiz (Swissix) folgte diesem Trend (Quellen: OECD/IEA, 2019g/EU, 2019).

<sup>14</sup> [www.argusmedia.com](http://www.argusmedia.com)

<sup>15</sup> EEX

## ENTWICKLUNGEN IN DER EU: DAS «CLEAN ENERGY PACKAGE»

---

Zur Umsetzung der so genannten Energieunion hat die EU 2018 und 2019 ein umfangreiches Paket mit neuen Regeln zu Strommarkt, Erneuerbare Energien, Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und Gouvernanz in Kraft gesetzt («Clean Energy Package»).

### Dessen Kernelemente sind:

**Neugestaltung des Strommarkts:** Die Neufassung der *Strombinnenmarkt-Richtlinie*, die aus dem 2009 beschlossenen dritten Energiebinnenmarktpaket stammt, soll einen marktbasierten, verbraucherzentrierten und flexiblen Strommarkt schaffen. Die Neufassung der *Strombinnenmarkt-Verordnung*, 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.

**Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-regulierungsbehörden (ACER):** Die Neufassung der *ACER-Verordnung* passt die Rolle der Agentur an den neuen Rechtsrahmen für den Strombinnenmarkt und die Strom-Versorgungssicherheit an. Ziel ist insgesamt eine Stärkung der Rolle von ACER. Da die Schweiz umgeben ist vom EU-Strombinnenmarkt, hat die Arbeit von ACER Auswirkungen auf den hiesigen Strommarkt und ist insbesondere für die ElCom von Relevanz. Ohne Stromabkommen gibt es nur beschränkte Mitwirkung der Schweiz in ACER.

**Energieeffizienz:** Mit dem Übereinkommen von Paris passte die EU die Ziele der *Energieeffizienz-Richtlinie* an den klima- und energiepolitischen Rahmen für 2030 an. Neu gilt ein unverbindliches Effizienzziel von 32,5% auf Unionsebene. Die aktualisierte *Gebäudeeffizienz-Richtlinie* soll Gebäude «intelligenter» machen und Gebäudesanierungen stärker unterstützen. Die Schweiz ist von beiden Richtlinien nicht betroffen.

**Erneuerbare Energien:** Mit einer Neufassung der *Erneuerbaren-Energien-Richtlinie (RES-Richtlinie)* soll der Anteil an erneuerbaren Energien am Energieverbrauch bis 2030 weiter gesteigert werden. Neu gilt ein verbindliches Erneuerbaren-Ziel von 32% auf Unionsebene. Die Richtlinie enthält unter anderem Vorgaben zur Förderung, zu Eigenerzeugung und

Eigenverbrauch, zum Wärmemarkt, zu Herkunftsnachweisen (HKN) und zu Nachhaltigkeitskriterien für Bioenergie. Ohne Stromabkommen fällt die Anerkennung der Schweizer HKN durch EU-Mitgliedstaaten weg, da das Clean Energy Package nur noch HKN aus Drittstaaten mit Abkommen akzeptiert. Bisher konnten die Mitgliedstaaten autonom entscheiden, welche HKN aus Drittstaaten sie akzeptieren.

**Strom-Versorgungssicherheit:** Die neue *Verordnung zur Risikovorsorge im Elektrizitätsbereich* soll die Mitgliedstaaten auf Krisensituationen im Stromsektor vorbereiten, welche beispielsweise durch extreme Wettersituationen, Cyberangriffe oder Brennstoffmangel hervorgerufen werden. Die Ausgestaltung und Umsetzung der neuen Verordnung ist aufgrund der engen Vernetzung im Strombereich auch für die Schweiz relevant

**Gouvernanz der Energieunion:** Das Ziel der neuen *Gouvernanz-Verordnung* ist die Schaffung eines Mechanismus zur Planung, Berichterstattung und Überwachung der Ziele der Energieunion. Die EU-Staaten haben per Ende 2018 erste Entwürfe dieser Pläne eingereicht, in denen sie ihre nationalen Ziele, Politiken und Massnahmen für die fünf Dimensionen der Energieunion darlegen. Die Kommission hat im Juni 2019 ihre Beurteilung der Entwürfe veröffentlicht: Sie fordert stärkere Anstrengungen, damit die EU ihre Ziele bis 2030 erreichen kann.

Die neue Verordnung und die Richtlinie zum Strombinnenmarkt sowie die Verordnung über die Risikovorsorge im Elektrizitätsbereich und die ACER-Verordnung sind Mitte 2019 in Kraft getreten. Die Verordnung über das Governance-System für die Energieunion, die überarbeitete Energieeffizienz-Richtlinie, die überarbeitete Richtlinie über erneuerbare Energien und die Richtlinie über die Gesamtenergieeffizienz von Gebäuden traten bereits 2018 in Kraft. Die Verordnungen gelten in den EU-Mitgliedstaaten nach der Inkraftsetzung ab sofort (Geltungsbeginn der Strombinnenmarktverordnung: 1. Januar 2020). Die Richtlinien müssen innerhalb von 18 Monaten in nationales Recht umgesetzt werden.

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

## INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK

---

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

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% bis 2030 gegenüber 1990 zu. Dies mit der Ergänzung,

dass die Aufteilung zwischen Inland- und Auslandsanteil erst mit der nationalen Umsetzung bestimmt wird. Seit der Ratifikation ist die Schweiz zudem rechtlich verpflichtet, Massnahmen zur Eindämmung und zur Anpassung an den Klimawandel zu ergreifen. Sie muss zudem wie bis anhin mit dem so genannten Biennial Report alle zwei Jahre gegenüber dem Sekretariat der UNO-Klimarahmenkonvention Bericht erstatten über die Entwicklung der Treibhausgasemissionen, die geplanten Verminderungs- und Anpassungsmassnahmen sowie über die Beiträge für die internationale Klimafinanzierung. Das Übereinkommen von Paris muss nun im nationalen Recht umgesetzt werden. Der Bundesrat legte dafür am 1. Dezember 2017 die Botschaft zur Totalrevision des CO<sub>2</sub>-Gesetzes vor, welche sich derzeit in der parlamentarischen Beratung befindet.

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

(Quellen: Bundesrat, 2017+2019a/IPPC, 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 Pentalateralen Energieforum teil. In diesem Forum arbeiten die Energieministerien folgender Länder freiwillig zusammen: Deutschland, Frankreich, Belgien, Niederlande, Luxemburg, Österreich und die Schweiz. Die Arbeit des Forums hat sich bisher um drei Themen gedreht: Strommarkt, Strom-Versorgungssicherheit und Flexibilität im Strommarkt. Neu führt das Forum auch Diskussionen zum Thema Wasserstoff. Anfang März 2019 unterzeichneten die Energieministerien der Penta-Länder eine unverbindliche politische Erklärung, wonach sie ein gemeinsames Kapitel über die Zusammenarbeit im Forum über ihre nationalen Energie- und Klimapläne (NECP) verfassen werden<sup>16</sup> sowie Energiethemen für die regionale Zusammenarbeit aufgreifen wollen. Die Schweiz wird weiterhin im Penta-Forum mitwirken.

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen**. Bei Gesprächen von Bundesrätin Simonetta Sommaruga in Dänemark und Schweden von Ende März 2019 kam zum Ausdruck, wie eng verknüpft die Energie- und Klimapolitik mit der Wirtschaftspolitik sind. Bei

einem Arbeitsbesuch in Deutschland im April ging es um die künftige Energiepolitik, die Auswirkungen des deutschen Kohleausstiegs und die wichtige Rolle der Wasserkraft beim Umbau des Energiesystems. Im Rahmen des Besuchs des luxemburgischen Ministers für Energie- und Raumentwicklung von Mitte September in Bern diskutierten die beiden Länder über die Herausforderungen der Energiewende und die Aktivitäten der Schweiz in den Bereichen Elektromobilität, Energie in Gebäuden und Energieforschung. Im Oktober 2019 besuchte Bundesrätin Sommaruga in Begleitung einer Delegation aus den Schweizer Energie- und Cleantechbranchen Indien und traf dort u.a. den indischen Minister für Elektrizität und erneuerbare Energien.

Bei der **multilateralen Zusammenarbeit** engagierte sich die Schweiz im Rahmen der multilateralen Energieinstitutionen, darunter bei der Internationalen Energieagentur (IEA). Bei der Energiecharta hat sich die Schweiz dafür engagiert, dass ab 2020 Verhandlungen über die Modernisierung des Vertrags aufgenommen werden, insbesondere dass der Vertrag an die heutigen Erfordernisse der Dekarbonisierung und der neueren Praxis bei Investitionsschutzabkommen angepasst wird. Im Januar 2019 organisierte die Schweiz am Rande der Jahresversammlung der Internationalen Agentur für Erneuerbare Energien (IRENA) einen Workshop zu Wasserkraft. Ferner hält die Schweiz 2019 bis 2020 Einsitz im Rat der IRENA. Des Weiteren wirkt sie bei der Internationalen Atomenergie-Organisation der UNO mit.

(Quellen: Bundesrat, 2019b/UVEK, 2018+2019)

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

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld **INTERNATIONALES UMFELD** (ausführliche Fassung Monitoring-Bericht)

# LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

BAFU (2018):	Bundesamt für Umwelt, Switzerland's seventh national communication and third biennial report under the UNFCCC.
BAFU (2019):	Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2017.
BAZL (2019):	Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2018 im Rahmen des Treibhausgasinventars.
BFE (2019a):	Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2018.
BFE (2019b):	Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2018.
BFE (2019c):	Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2018.
BFE (2019d):	Bundesamt für Energie, Energieforschungsstatistik 2017.
BFE (2019e):	Bundesamt für Energie, Wasserkraftpotenzial der Schweiz. Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050.
BFE/Swissgrid (2019):	Informationen zum Status von Netzprojekten.
BFS (2019a):	Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2018.
BFS (2019b):	Bundesamt für Statistik, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Schweiz 2018.
BFS (2019c):	Bundesamt für Statistik, Landesindex der Konsumentenpreise, Durchschnittspreise für Energie und Treibstoffe 2018.
BFS/BAFU/ARE (2018):	Indikatorensystem Monitoring Nachhaltige Entwicklung MONET.
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 (2017):	Botschaft zur Totalrevision des CO <sub>2</sub> -Gesetzes nach 2020, BBI 2018 247.
Bundesrat (2018):	Vernehmlassungsvorlage zur Revision des Stromversorgungsgesetzes, BBI 2018 6391.
Bundesrat (2019a):	Medienmitteilung vom 28. August 2019 zum Klimaziel 2050 (Netto-Null Emissionen) der Schweiz.
Bundesrat (2019b):	Medienmitteilung vom 7. Juni 2019 zum Europadossier.
Bundesrat (2019c):	Medienmitteilung vom 27. September 2019 zur Revision des Stromversorgungsgesetzes und des Energiegesetzes.
Bundesrat (2019d):	Vernehmlassungsvorlage zum Gasversorgungsgesetz.
COM(2016) 860 final:	Mitteilung der Europäischen Kommission, Saubere Energie für alle Europäer.
COM (2019a):	Medienmitteilung vom 26. März 2019, Kommission begrüsst Annahme neuer Vorschläge für die Gestaltung des Strommarkts durch das Europäische Parlament.
COM (2019b):	Medienmitteilung vom 18. Juni 2019, Kommission fordert Mitgliedstaaten zu ambitionierterer Umsetzung des Übereinkommens von Paris auf.

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.
ElCom (2019):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2018.
EU (2019):	European Commission, Directorate-General for Energy: Market Observation for Energy.
IPCC (2018):	Intergovernmental Panel on Climate Change, Special Report: Global Warming of 1.5°C.
OECD/IEA (2018):	International Energy Agency, Coal 2018: Analysis and Forecasts to 2023.
OECD/IEA (2019a):	International Energy Agency, Energy Prices and Taxes 2018.
OECD/IEA (2019b):	International Energy Agency, Oil 2019: Analysis and Forecasts to 2023.
OECD/IEA (2019c):	International Energy Agency, Oil Market Reports, Annual Statistical Supplement 2018.
OECD/IEA (2019d):	International Energy Agency, Gas 2019: Analysis and Forecast to 2024.
OECD/IEA (2019e):	International Energy Agency, Natural Gas Information: Overview 2019.
OECD/IEA (2019f):	International Energy Agency, Natural Coal Information: Overview 2019.
OECD/IEA (2019g):	International Energy Agency, Electricity Information: Overview 2019.
Prognos (2012):	Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. I. A. des BFE.
Prognos (2015):	Witterungsbereinigung auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung. I. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2019a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2018 nach Bestimmungsfaktoren. I. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2019b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2018 nach Verwendungszwecken. I. A. des BFE.
Swissgrid (2015):	Strategisches Netz 2025.
Universität Basel/ETHZ (2017):	Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung Universität Basel, Forschungsstelle Energienetze ETHZ, Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom. I. A. des BFE.
Universität Basel/ETHZ (2019):	Forschungsstelle Nachhaltige Energie- und Wasserversorgung Universität Basel, Forschungsstelle Energienetze ETHZ, Modellierung der System Adequacy in der Schweiz im Bereich Strom. I. A. des BFE (noch nicht publiziert).
UVEK (2018):	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
UVEK (2019):	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.

# ABBILDUNGS- VERZEICHNIS

- 10** **Abbildung 1:** Entwicklung des Endenergieverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)
- 11** **Abbildung 2:** Entwicklung des Stromverbrauchs pro Kopf seit 2000 (indexiert)
- 12** **Abbildung 3:** Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)
- 13** **Abbildung 4:** Entwicklung der mittleren Produktionserwartung von Strom aus Wasserkraft seit 2000 (in GWh)
- 18** **Abbildung 5:** Übersicht Netzvorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 15.10.2019)
- 20** **Abbildung 6:** Kumulierte Dauer der Projektphasen ausgewählter Netzvorhaben auf Netzebene 1 per 15. Oktober 2019 in Jahren
- 25** **Abbildung 7:** Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)
- 28** **Abbildung 8:** Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch
- 29** **Abbildung 9:** Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch (in %)
- 33** **Abbildung 10:** Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr.) und wichtige Einflussfaktoren (indexiert)
- 34** **Abbildung 11:** Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)
- 36** **Abbildung 12:** Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)
- 40** **Abbildung 13:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen pro Kopf (in t CO<sub>2</sub> pro Kopf)
- 41** **Abbildung 14:** Energiebedingte CO<sub>2</sub>-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO<sub>2</sub>, ohne int. Flugverkehr)
- 44** **Abbildung 15:** Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)

# IMPRESSUM

**NOVEMBER 2019**

**Herausgeber — Bundesamt für Energie  
BFE**

Mühlestrasse 4, CH-3063 Ittigen; Postadresse:  
CH-3003 Bern · Tel. +41 58 462 56  
11 · Fax +41 58 463 25 00 · contact@  
bfe.admin.ch · www.bfe.admin.ch  
twitter.com/bfeenergeia

Bilder: [www.shutterstock.com](http://www.shutterstock.com)

↗ [www.energiemonitoring.ch](http://www.energiemonitoring.ch)