



ENERGIESTRATEGIE 2050

MONITORING-BERICHT

2018 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

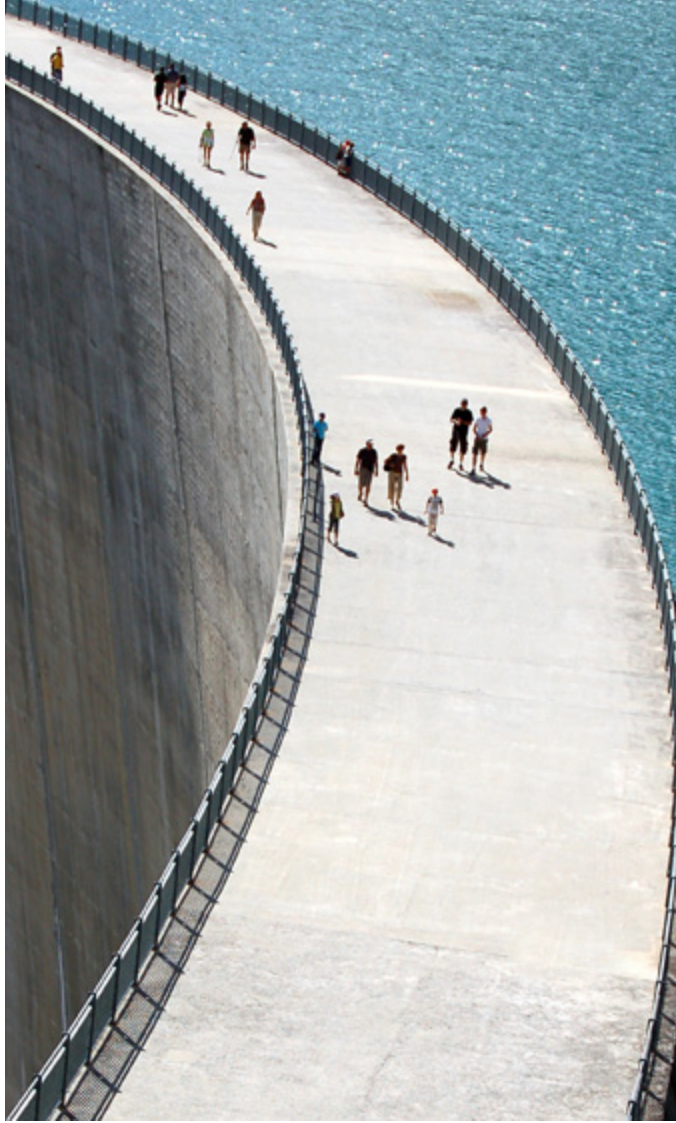
► 15 THEMENFELD NETZENTWICKLUNG

- 16 Status und Dauer der Netzevorhaben
- 24 Erdverlegung von Leitungen

► 27 THEMENFELD VERSORGUNGSSICHERHEIT

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





INHALTS- VERZEICHNIS

► 32 **THEMENFELD** **AUSGABEN UND PREISE**

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

► 39 **THEMENFELD** **CO₂-EMISSIONEN**

- 40 Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf
- 41 Energiebedingte CO₂-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

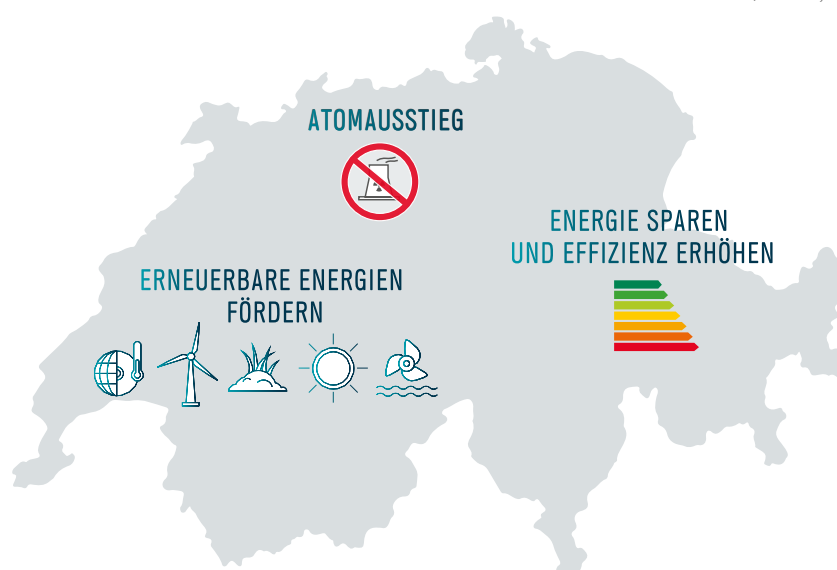
Mit der Energiestrategie 2050 hat die Schweiz ihre Energiepolitik neu ausgerichtet. Die Energiestrategie soll es ermöglichen, schrittweise aus der Kernenergie auszusteigen und das Schweizer Energiesystem bis 2050 sukzessive umzubauen. Dies, ohne die bisher hohe Versorgungssicherheit und die preiswerte Energieversorgung der Schweiz zu gefährden. Die Energieeffizienz soll künftig deutlich erhöht, der Anteil der erneuerbaren Energien gesteigert und die energiebedingten CO₂-Emissionen gesenkt werden. Zudem dürfen keine Rahmenbewilligungen zum Bau neuer Kernkraftwerke 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. Das neue Energiegesetz (EnG) definiert Richtwerte für den Energie- und Stromverbrauch sowie zur Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien und Wasserkraft. Es enthält finanzielle Massnahmen zum Ausbau der erneuerbaren Energien und zur Unterstützung der bestehenden Wasserkraft. Das Parlament hat diese Massnahmen im Gesetz befristet. Für die Zeit nach dem Auslaufen der Förderung schlug der Bundesrat mit der Botschaft für ein Klima- und Energielenkungssystem (KELS) einen Übergang vom Förder- zum Lenkungssystem vor (Bundesrat, 2015). Das Parlament ist indes nicht auf die Vorlage eingetreten. Im Klimabereich und in Bezug auf die Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien steht nun die nächste Etappe der Schweizer Klimapolitik im Fokus, welche derzeit im Parlament beraten wird (Bundesrat, 2017). Mit der Vernehmlassung zur Revision des Stromversorgungsgesetzes hat der Bundesrat zudem Anpassungen in der Ausgestaltung des Strommarktes vorgeschlagen mit dem Ziel, langfristig die Versorgungssicherheit zu garantieren, die wirtschaftliche Effizienz zu steigern sowie die Marktintegration der erneuerbaren Energien voranzutreiben (Bundesrat, 2018c).

Der mit der Energiestrategie 2050 angestrebte Umbau des Schweizer Energiesystems ist ein langfristiges Vorhaben. Aufgrund des langen Zeithorizonts hat das Bundesamt für Energie (BFE) in Zusammenarbeit mit dem Staatssekretariat für Wirtschaft (SECO) und anderen Bundesstellen ein Monitoring aufgebaut, das es erlaubt, die massgeblichen Entwicklungen und die Fortschritte zu

Quelle: BFE/heyday



beobachten, den Grad der Zielerreichung zu messen, die volkswirtschaftlichen Kosten und Nutzen der Massnahmen zu untersuchen und im Falle von ungewollten Entwicklungen frühzeitig und faktenbasiert steuernd einzugreifen. Rechtliche Grundlage für das Monitoring bildet die neue 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 2018 (Kurzfassung, Daten mehrheitlich bis 2017) 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	CO₂-EMISSIONEN
► THEMENFELD	FORSCHUNG + TECHNOLOGIE
► THEMENFELD	INTERNATIONALES UMFELD

➤ Weitere Indikatoren sind in der **ausführlichen Fassung des Monitoring-Berichts** zu finden: 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 aufnimmt.





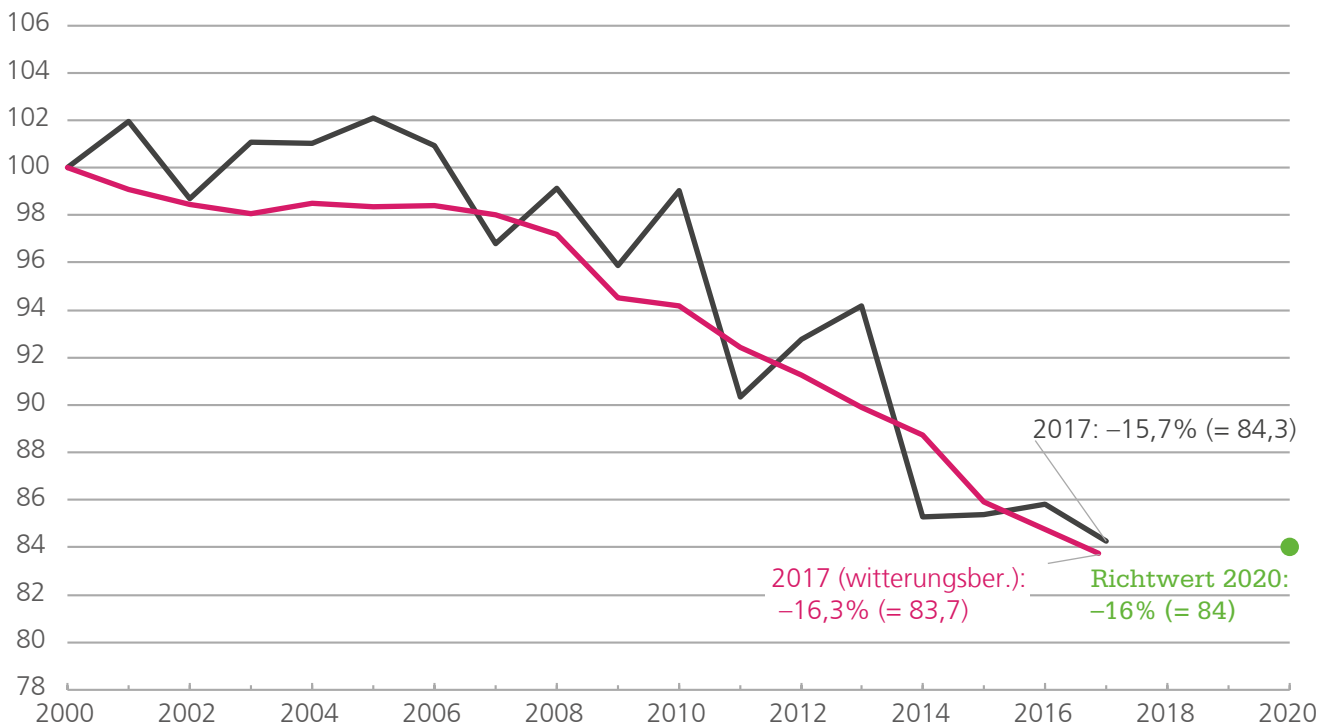
► **ENERGIEVERBRAUCH UND -PRODUKTION**

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 Endenergieverbrauchs¹ 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 2017 um 0,9 Prozent tiefer lag als im Jahr 2000, während die Bevölkerung in diesem Zeitraum um 17,6 Prozent zugenommen hat. Die angestrebte Senkung bis 2020 gegenüber dem Basisjahr 2000 beträgt gemäss Energiegesetz 16 Prozent und bis 2035 43 Prozent. 2017 lag der Energieverbrauch pro Kopf bei 90,7 Gigajoule (0,025 GWh) und damit 15,7 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 16,3 Prozent, womit der Richtwert für 2020 unterschritten wurde (vgl. rote Kurve). Der leichte Rückgang des Endenergieverbrauchs im Jahr 2017 gegenüber dem Vorjahr ist unter anderem auf die etwas wärmere Witterung zurückzuführen, entsprechend nahm die Nachfrage nach Raumwärme gegenüber dem Vorjahr ab. Über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis

2017 wirkten die Mengeneffekte verbrauchsfördernd; dazu werden alle «reinen» Wachstumseffekte gezählt wie die Wirtschaftsleistung insgesamt (exkl. Struktureffekte), Bevölkerung, Energiebezugsflächen und Motorfahrzeugbestand. Kompensiert wurden die verbrauchsfördernden Effekte insbesondere durch politische Massnahmen und den technologischen Fortschritt, welche seit 2000 zunehmend eine verbrauchsmindernde Tendenz aufweisen. Verbrauchsmindernd wirkte sich zwischen 2000 und 2017 auch die Substitution von Heizöl durch Erdgas und zunehmend durch Fernwärme, Umgebungswärme und Holz aus. Bei den Treibstoffen ist bis 2017 eine Substitution von Benzin mit Diesel beobachtbar (Quellen: BFE, 2018a/BFS, 2018a/BAZL, 2018/Prognos/TEP/Infras, 2018a+b).

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

STROMVERBRAUCH PRO PERSON UND JAHR

Index: 2000 = 100

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

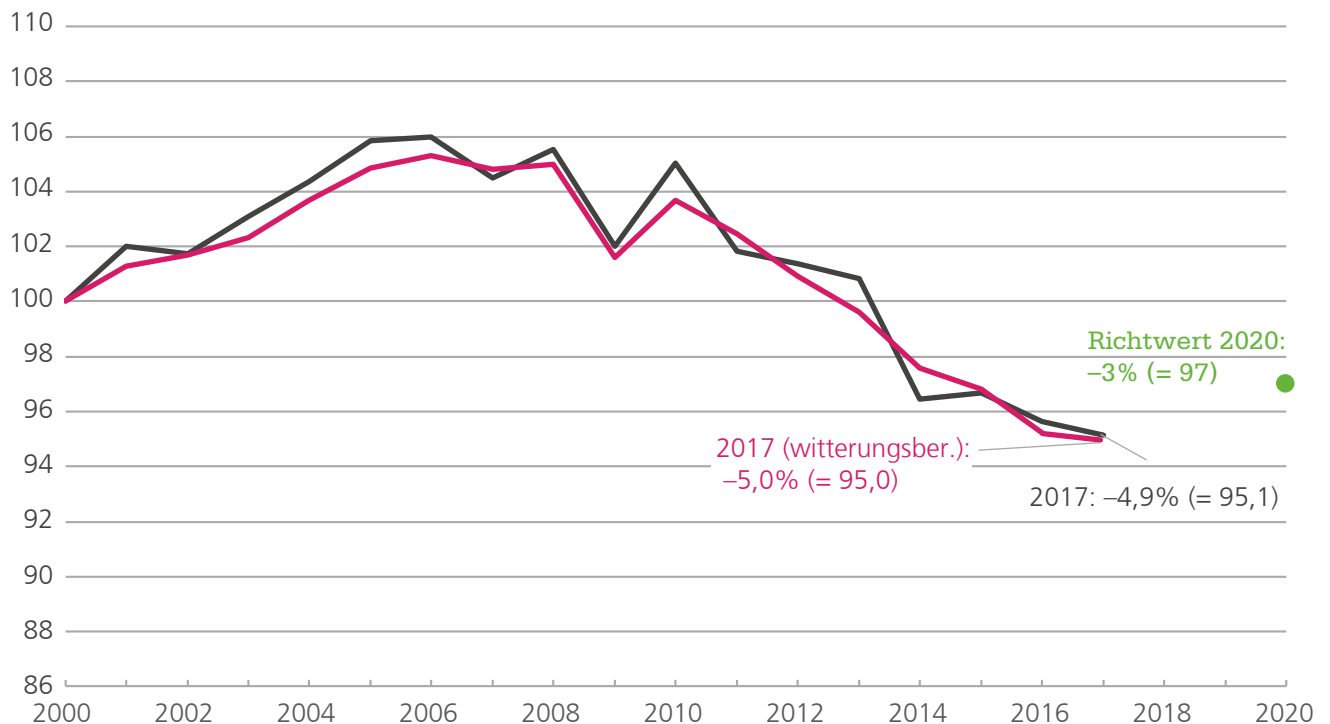


Abbildung 2: Entwicklung des Stromverbrauchs² pro Kopf seit 2000 (indexiert)

Zwischen 2000 und 2006 nahm der Stromverbrauch pro Kopf zu, da der absolute Stromverbrauch um 10,3 Prozent stieg, während die Bevölkerung lediglich um 4,2 Prozent wuchs. Seit 2006 ist der Trend rückläufig, wie **Abbildung 2** zeigt. Der Stromkonsum hat zwischen 2006 und 2017 lediglich um 1,2 Prozent zugenommen, während die Bevölkerung um im gleichen Zeitraum um 12,0 Prozent 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 Prozent bis 2020 und 13 Prozent bis 2035. 2017 lag der Pro-Kopf-Stromverbrauch bei 24,5 Gigajoule (0,007 GWh) und damit 4,9 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Witterungsbereinigt betrug der Rückgang 5,0 Prozent (vgl. rote Kurve). Der Richtwert für das Jahr 2020 ist damit unterschritten. 2017 hat der absolute Stromverbrauch gegenüber dem Vor-

jahr aufgrund der Mengeneffekte (u.a. Wirtschaftsleistung, Bevölkerung, Energiebezugsflächen) leicht zugenommen. Die leicht wärmere Witterung hatte nur geringe Auswirkungen auf den Stromverbrauch. Zum langfristigen Anstieg des Stromverbrauchs über die gesamte Betrachtungsperiode 2000 bis 2017 trugen hauptsächlich Mengeneffekte und in geringerem Ausmass Struktureffekte (z.B. unterschiedliche Wachstumsraten einzelner Branchen) bei. Energiepolitische Instrumente und Massnahmen (zum Beispiel politische Vorgaben und die freiwilligen Massnahmen von EnergieSchweiz) sowie technologische Entwicklungen (bauliche Massnahmen der Wärmedämmung, Einsatz effizienterer Heizanlagen, Elektrogeräte, Beleuchtungen, Maschinen usw.) hatten dagegen einen zunehmend dämpfenden Einfluss auf den Stromverbrauch (Quellen: BFE, 2018a/BFS, 2018a, Prognos/TEP/Infras, 2018a+b).

² Ohne stat. Differenz u. Landwirtschaft.

STROMPRODUKTION AUS ERNEUERBAREN ENERGIEN (OHNE WASSERKRAFT)

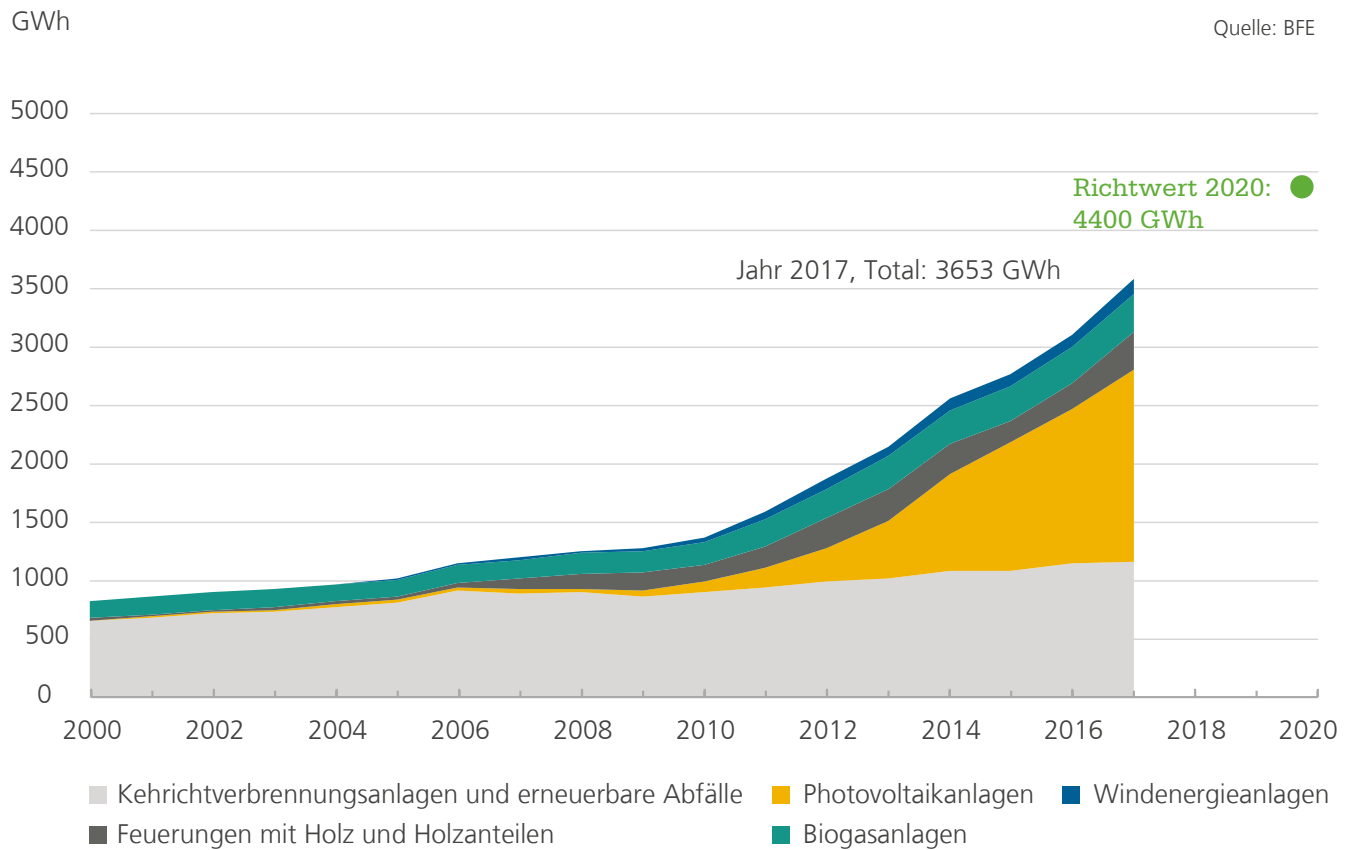


Abbildung 3: Entwicklung Stromproduktion aus erneuerbaren Energien (ohne Wasserkraft) seit 2000 (GWh)

Die Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen ist seit dem Jahr 2000 angestiegen, wie **Abbildung 3** zeigt. Ab 2010 hat sich die Zunahme verstärkt. 2017 betrug die Produktion 3653 Gigawattstunden (GWh), das entspricht 6,4 Prozent der gesamten Netto-Elektrizitätsproduktion (exkl. Verbrauch Speicherpumpen). Im Basisjahr 2010 betrug die erneuerbare Stromproduktion 1402 GWh. Folglich wird zwischen 2010 und 2020 ein Nettozubau von rund 3000 GWh angestrebt. Davon sind im Berichtsjahr rund 75,1 Prozent erreicht. 2017 betrug der Nettozubau gegenüber dem Vorjahr 486 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 322 GWh pro Jahr. In den kommenden Jahren ist im Mittel jährlich ein Nettozubau von 249 GWh notwendig, um den Richtwert 2020 von 4400 GWh zu erreichen. 2035 beträgt der Richtwert 11'400 GWh. Die Auf-

teilung nach Technologien zeigt, dass seit 2010 insbesondere die Photovoltaik (PV) absolut gesehen stark zugelegt hat. Ebenfalls zugenommen hat die Stromproduktion aus Kehrichtverbrennungsanlagen und erneuerbaren Abfällen sowie aus Feuerungen mit Holz und Holzanteilen. Etwas geringer ist der Zuwachs bei der Produktion von Biogas und bei der Windenergie. Zurzeit wurde noch keine Geothermie-Anlage für die Stromproduktion realisiert (Quelle: BFE, 2018a).

STROMPRODUKTION AUS WASSERKRAFT

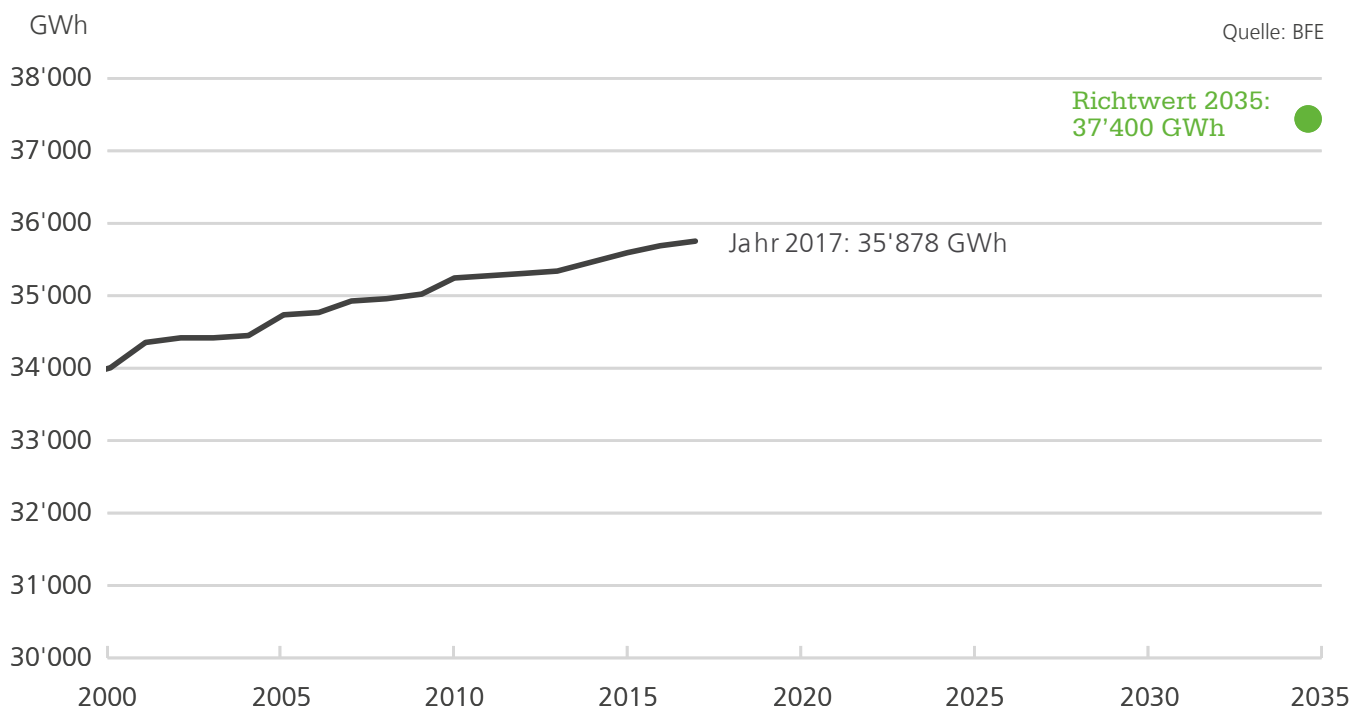


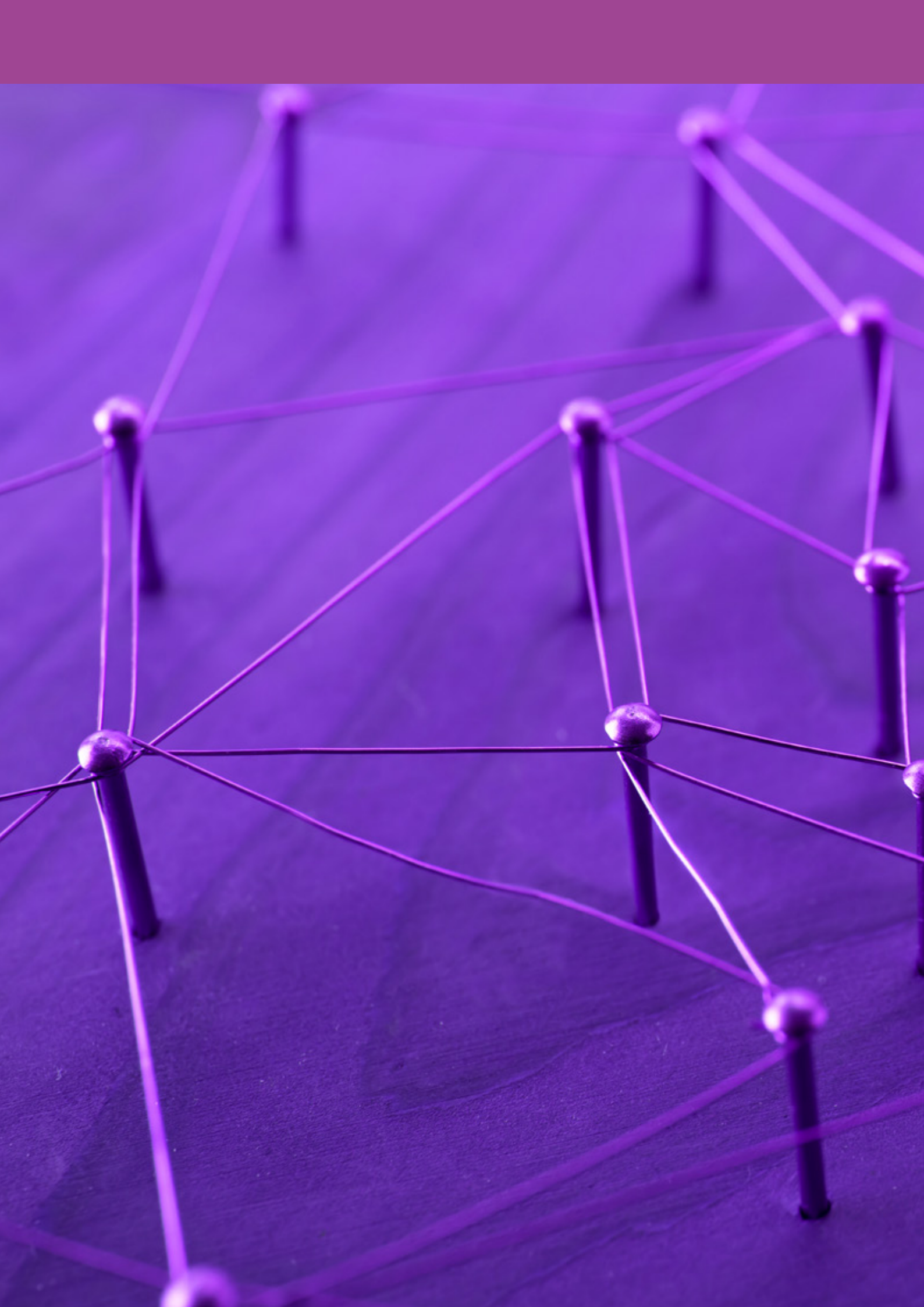
Abbildung 4: Entwicklung der mittleren Produktionserwartung³ von Strom aus Wasserkraft seit 2000 (in GWh)

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. 2017 (Stand 1.1.2018) lag die mittlere Produktionserwartung bei 35'878 GWh. Im Basisjahr 2011 (Stand 1.1.2012) betrug diese 35'354 GWh. Um den Richtwert zu erreichen, wird zwischen 2011 und 2035 ein Nettozubau von rund 2000 GWh angestrebt. Davon waren im Berichtsjahr rund 25,6 Prozent erreicht. 2017 betrug der Nettoausbau gegenüber dem Vorjahr 55 GWh, seit 2011 lag er im Durchschnitt bei 87 GWh pro Jahr. Um den Richtwert im Jahr 2035 zu erreichen, ist in den kommenden Jahren bis 2035 im Mittel jähr-

lich ein Netto-Ausbau von 85 GWh notwendig (Quelle: BFE, 2018b).

³ 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 die Botschaft zum Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze) ab, welche Teil der Energiestrategie ist, aber in einer separaten Vorlage erarbeitet wurde (Bundesrat, 2016). Das Parlament hat in der Wintersession 2017 die Vorlage angenommen. Sie wird voraussichtlich im zweiten Quartal 2019 in Kraft gesetzt. Das Monitoring fokussiert in einem ersten Schritt auf die Stromnetze.

STATUS UND DAUER DER NETZVORHABEN

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 vorgelegt⁴, 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 Netzzvorhaben auf der Übertragungsnetzebene aus dem von Swissgrid vorgelegten Strategischen Netz 2025 (ohne von Dritten initiierte Vorhaben) sowie den Anschluss Nant de Drance. Der Fokus liegt auf den in **Abbildung 5** dargestellten Leitungsprojekten.

⁴ vgl. 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 für 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 Netzzvorhaben mit den Interessen von Privaten

(Grundeigentümer, Anwohner) vereinbar ist. Wenn das ESTI nicht alle Einsprachen erledigen oder Differenzen mit den beteiligten Bundesbehörden nicht ausräumen kann, überweist es die Unterlagen ans BFE. Dieses führt das Plangenehmigungsverfahren weiter und erlässt, sofern das Vorhaben den gesetzlichen Anforderungen entspricht, eine Plangenehmigung. Damit wird auch über allfällige (auch enteignungsrechtliche) Einsprachen entschieden. Gegen diesen Entscheid können Parteien Beschwerde beim Bundesverwaltungsgericht (BVGer) und nachfolgend in bestimmten Fällen auch beim Bundesgericht (BGer) einreichen. Hat das BFE das Plangenehmigungsgesuch gutgeheissen und gehen innerhalb der gesetzlichen Frist keine Beschwerden ein, wird die Plangenehmigung rechtskräftig und Swissgrid kann das Leitungsprojekt realisieren.

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

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS ⁵	GEPL. INBETRIEBNAHME ⁶
1. Chamoson–Chippis	▪ Neue 380-kV-Freileitung auf 30 km zw. Chamoson und Chippis ▪ Rückbau von fast 89 km Leitungen in der Rhône-Ebene ▪ Abführen der Produktion der Wasserkraftwerke aus dem Wallis ▪ Verbesserte Anbindung des Wallis an das schweizerische und europäische Höchstspannungsnetz ▪ Beitrag an die Netzsicherheit in der Schweiz	Realisierung	2021
2. Bickigen–Chippis (Gemmileitung)	▪ Anpassung Unterwerke Bickigen und Chippis und bestehende Trasse auf 106 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV ▪ Installation eines Kuppeltransformators 220/380 kV in der Schaltanlage Chippis ▪ Verbesserter Abtransport der Stromproduktion aus dem Wallis ▪ Beitrag an die Versorgungssicherheit	PGV BFE	2021
3. Pradella–La Punt	▪ Spannungserhöhung von 220 auf 380 kV der bisherigen Trasse auf 50 km ▪ Umbau Schaltanlage Pradella und Erweiterung für 380 kV ▪ Eliminierung bestehender Engpass ▪ Beitrag an die schweizerische und europäische Netzsicherheit	Realisierung	2021
4. Chippis–Lavorgo 4.1. Chippis–Mörel 4.2. Mörel–Ulrichen (Gommerleitung) 4.3. Chippis–Stalden 4.4. Airolo–Lavorgo	▪ Spannungserhöhung auf 380 kV der Achse Chippis–Mörel–Lavorgo auf 124 km (Chippis–Stalden bleibt bei 220 kV) ▪ Rückbau bestehende Leitungen auf 67 km ▪ Ergänzt wichtigste Versorgungsachse für das Tessin ▪ Beseitigung eines kritischen Versorgungsengpasses	4.1. Bauprojekt 4.2. BVGer (Mörel–Ernen)/Realisierung (Ernen–Ulrichen) 4.3. PGV BFE (Agarn–Stalden)/Bauprojekt (Chippis–Agarn) 4.4. Bauprojekt	2024
5. Beznau–Mettlen 5.1. Beznau–Birr 5.2. Birr–Niederwil 5.3. Niederwil–Obfelden 5.4. Obfelden–Mettlen	▪ Optimierung bestehende Trasse auf 40 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV sowie Verstärkungen auf 24 km ▪ Beseitigung struktureller Engpässe ▪ Schaffung der Voraussetzungen, um die Flexibilität der inländischen Wasserkraftwerke bedarfsgerecht mit fluktuierender Energie aus Windkraft- und PV-Anlagen zu kombinieren	5.1. Realisierung 5.2. Vorprojekt 5.3. SÜL 5.4. Vorprojekt	2025

NETZVORHABEN	BESCHREIBUNG UND HAUPTZWECK	AKTUELLER STATUS ⁵	GEPL. INBETRIEBNAHME ⁶
6. Bassecourt–Mühleberg	▪ Verstärkung der bestehenden Leitung auf 45 km durch Spannungserhöhung auf 380 kV, da mit der geplanten Stilllegung des Kernkraftwerks Mühleberg ein Teil der Energieeinspeisung in Mühleberg auf der 220-kV-Netzebene wegfällt ▪ Beitrag zur Schweizer Netz- und Versorgungssicherheit	PGV BFE	2025 ab Ende 2019 technisch bereit für prov. Umstellung im Bedarfsfall auf 380 kV gemäss ursprünglicher Bewilligung der Leitung
7. Magadino	▪ Installation der Transformierung zw. 220- und 380-kV-Netzen ▪ Ziel ist verbesserte Weiterleitung der im Maggiatal aus Wasserkraft erzeugten Energie ▪ Beitrag an die Versorgungssicherheit im Tessin	Projektidee	2024
8. Génissiat–Foretaille	▪ Verstärkung (Ersatz der Leiterseile) der bestehenden 220-kV-Doppelleitung auf 17 km ▪ Behebt häufig wiederkehrenden Engpass, welcher bei Importsituationen aus Frankreich auftritt	in Betrieb	2018 abgeschlossen und in Betrieb
9. Mettlen–Ulrichen 9.1. Mettlen–Innertkirchen 9.2. Innertkirchen–Ulrichen (Grimselleitung)	▪ Verstärkung für eine künftig vorgesehene Spannungserhöhung der bestehenden 220-kV-Leitung auf rund 88 km auf 380 kV ▪ Wichtig für Anbindung neuer Pumpspeicherkraftwerke ans 380-kV-Netz und damit Abtransport der Energie in übrige Schweiz	Vorprojekt	2030
Anschluss Nant de Drance NdD_1 Le Verney/Rosel–Bâtiaz NdD_2 Bâtiaz–Châtelard NdD_3 Châtelard–Nant de Drance	▪ Anschluss Pumpspeicherkraftwerk Nant de Drance ans Höchstspannungsnetz ▪ Teil des strat. Netzes im Startnetz von Swissgrid ▪ Beitrag zur Integration der neuen erneuerbaren Energien	NdD_1 Realisierung NdD_2 in Betrieb NdD_3 Realisierung/teilweise in Betrieb	2017–2019

Abbildung 5: Übersicht Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 17.10.2018)

⁵ Stand 17. Oktober 2018

⁶ Gemäss Planung Swissgrid

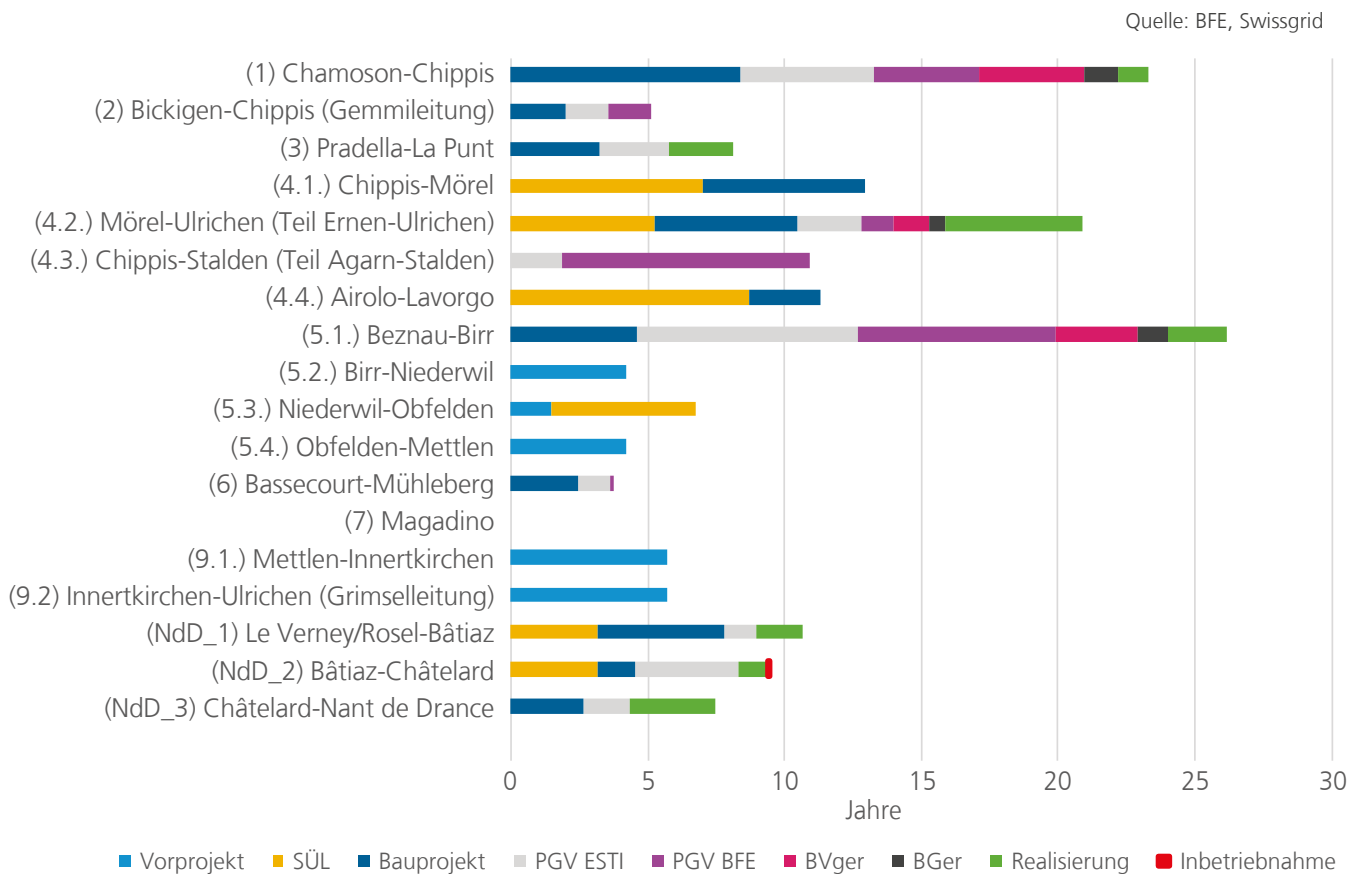


Abbildung 6: Kumulierte Dauer der Projektphasen ausgewählter Netzebenen 1 per 17. Oktober 2018 in Jahren⁷

Für die auf den Seiten 18 und 19 aufgelisteten Netzebenen 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 einem Entscheid 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 voraussichtlich erst Mitte 2019 vollständig in Kraft treten wird. Die neuen Bestimmungen zielen auf eine Optimierung und Straffung der Bewilligungsverfahren ab.

⁷ Methodische Anmerkungen: a) bei Netzebenen mit einer längeren Vorgeschichte wurde die Dauer ab der Neulancierung des betreffenden Projekts berechnet; b) bei Netzebenen mit einer längeren Vorgeschichte sind die Phasen Vorprojekt und Bauprojekt nicht mehr in allen Fällen eruierbar, 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: 17. OKTOBER 2018)

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. Seither bereitet Swissgrid den Bau der neuen Freileitung vor. Die eigentlichen Bauarbeiten starteten 2018. Gegen das Projekt gibt es nach wie vor starken Widerstand in der Bevölkerung. Zwei ehemalige Beschwerdeführer haben je ein Revisionsbegehren und ein Gesuch um Anordnung der aufschiebenden Wirkung beim Bundesgericht eingereicht, dieses hat die beiden Gesuche um aufschiebende Wirkung indes im Oktober 2018 abgelehnt. Der Entscheid über die Revisionsgesuche ist noch offen. 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 2021 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 2021 in Betrieb genommen werden.

4. Chippis–Lavorgo

Das Netzvorhaben Chippis–Lavorgo besteht aus mehreren Teilprojekten: Der Neubau der Leitung *Chippis–Mörel* (4.1.) durchlief ein rund siebenjähriges SÜL-Verfahren und befindet sich seit gut fünf Jahren im Bauprojekt. Der Neubau der Leitung *Mörel–Ulrichen* (4.2.) durchlief jahrelange Planungs- und Bewilligungsphasen; zwischen Ernen und Ulrichen sind die Bauarbeiten für die neue Leitung plangemäss im Gange; im Teilabschnitt Mörel–Ernen wurde die vom Bundesgericht geforderte Kabelstudie für den Raum «Binnegga-Binnachra-Hockmatta-Hofstatt» (Binnaquerung) beim BFE eingereicht; das BFE hat mit Entscheid vom 23. Dezember 2016 die Freileitungsvariante genehmigt und sämtliche Einsprachen abgewiesen. Gegen diesen Entscheid sind Beschwerden beim Bundesverwaltungsgericht eingegangen, welche nach wie vor hängig sind. Für den Strangnachzug der Leitung *Chippis–Stalden* (4.3.) 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 wird das Bauprojekt ausgearbeitet. Der Neubau der Leitung *Airolo–Lavorgo* (4.4.) durchlief ein fast neunjähriges SÜL-Verfahren und befindet sich seit gut zwei Jahren im Bauprojekt. Die Inbetriebnahme für das gesamte Netzzorhaben Chippis–Lavorgo ist weiterhin für das Jahr 2024 geplant.

5. Beznau–Mettlen

Das Netzzorhaben Beznau–Mettlen besteht aus mehreren Teilprojekten: Die Leitung *Beznau–Birr* (5.1.) 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. Der Leitungsabschnitt *Birr–Niederwil* (5.2.) befindet sich aktuell in der Phase Vorprojekt. Das gleiche gilt für den Teilabschnitt *Obfelden–Mettlen* (5.4.). Die Spannungserhöhung *Niederwil–Obfelden* (5.3.) durchlief eine rund anderthalbjährige Vorprojektphase und befindet sich seit einigen Jahren im SÜL-Verfahren; 2016 konnte mit der Festsetzung des Planungsgebiets ein wichtiger Zwischenschritt erreicht werden. Die Inbetriebnahme des gesamten Netzzorhabens Beznau–Mettlen ist für 2025 vorgesehen.

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 sind mehrere Einsprachen eingegangen. Am 24. August 2018 überwies das ESTI das Dossier ans BFE. In Abhängigkeit der Fortschritte des laufenden Verfahrens ist die Inbetriebnahme der Leitung für das Jahr 2025 vorgesehen. Die technischen Voraussetzungen für einen möglichen Betrieb mit 380 kV in den Unterwerken Bassecourt (380-kV-Felderweiterung) und Mühleberg (neuer 380-/220-kV-Kuppeltransformator) werden bis 2019 geschaffen.

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 2024 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 2030 vorgesehen.

Anschluss Nant de Drance

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

(Quellen: BFE/Swissgrid, 2018, Swissgrid 2015)

ERDVERLEGUNG VON LEITUNGEN

Ob eine Leitung des Übertragungsnetzes (Netzebene 1) als Freileitung gebaut oder als Kabel im Boden verlegt wird, muss im Einzelfall und auf der Grundlage objektiver Kriterien⁸ entschieden werden. Die Erdverlegung (Verkabelung) von Stromleitungen kann derweil dazu beitragen, dass der Bau von Leitungen von der Bevölkerung besser akzeptiert wird und schneller voranschreiten kann. Zudem wird in der Regel die Landschaftsqualität verbessert. Gemäss Bundesgesetz über den Um- und Ausbau der Stromnetze (Strategie Stromnetze), das voraussichtlich im zweiten Quartal 2019 in Kraft gesetzt wird, sollen Leitungen des Verteilnetzes (Netzebenen 3, 5 und 7) verkabelt werden, sofern ein bestimmter Kostenfaktor nicht überschritten wird (Mehrkostenfaktor). Das Monitoring beobachtet deshalb in erster Linie die Entwicklung der Verkabelung auf der Verteilnetzebene. Dies gibt auch einen Hinweis auf die Wirkung des Mehrkostenfaktors.

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 auf Seite 25 mit unterschiedlicher Skala). Der Trend zur Verkabelung ist dort noch wenig ausgeprägt. Zudem zeigt sich zwischen 2014 und 2015 eine rückläufige Entwicklung, die Gründe sind vorerst unklar. Die drei Verteilnetzebenen haben eine Gesamtlänge von rund 196'639 Kilometern (inkl. Hausanschlüsse), wovon knapp 86 Prozent verkabelt sind. Kaum verkabelt sind bislang Leitungen des Übertragungsnetzes (Netzebene 1), welches eine Länge von rund 6629 Kilometern aufweist (Quelle: ElCom, 2018a).

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

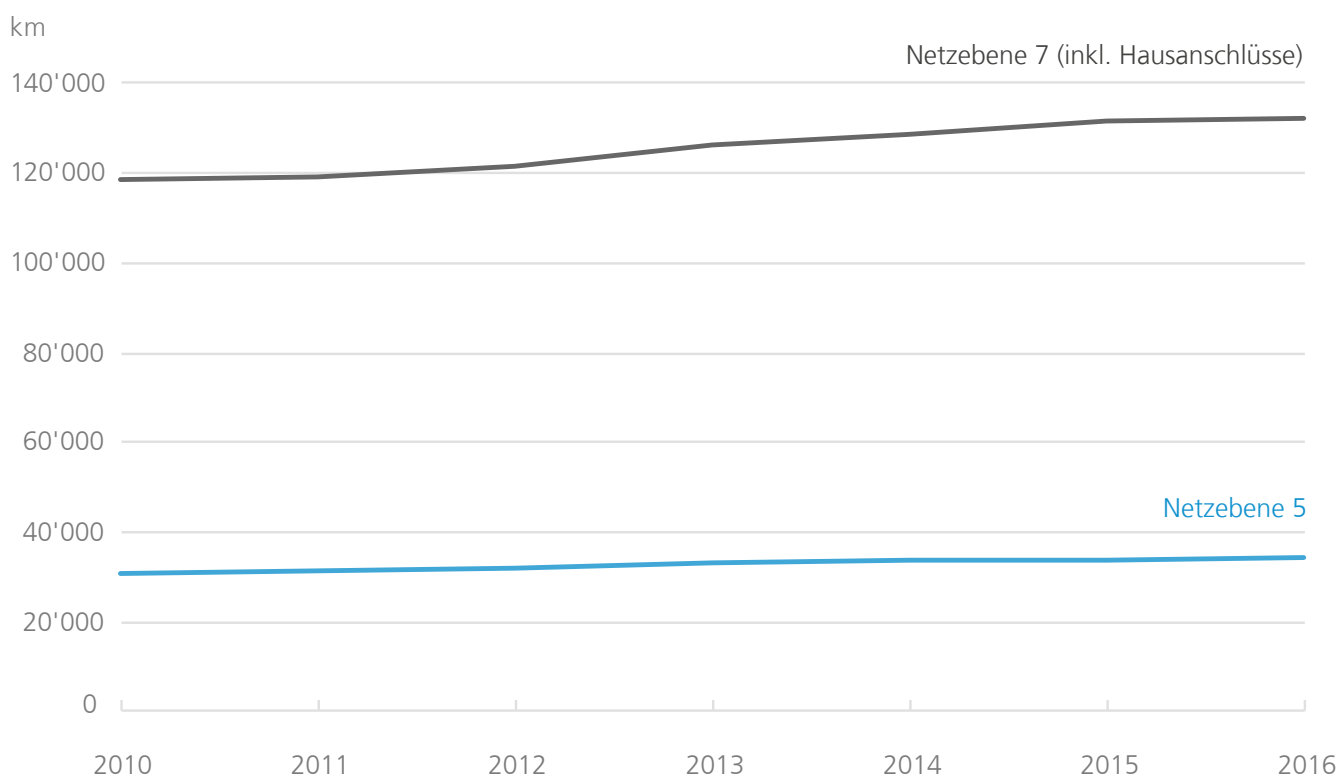
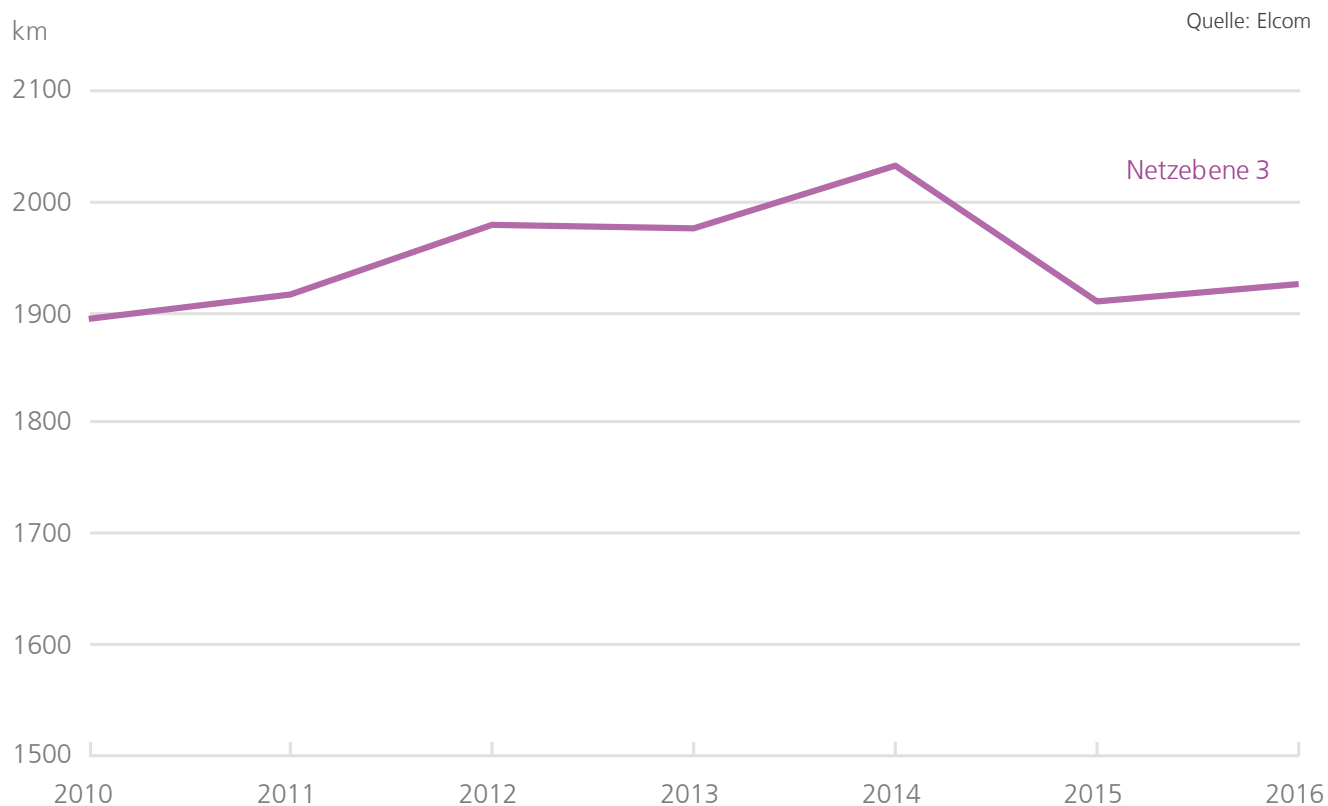


Abbildung 7: Bestand an Kabelleitungen im Verteilnetz (in km)



A close-up photograph of a sunflower field. In the foreground, a single sunflower is in sharp focus, showing its bright yellow petals and dark brown center. Behind it, several other sunflowers are visible but blurred, creating a sense of depth. The background is a soft, out-of-focus sky with light clouds. The overall color palette is warm, dominated by the yellow of the flowers and the soft blues and greens of the sky and leaves.

► **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 Auslandsabhängigkeit Indikatoren, welche wichtige Aspekte der Entwicklung der Versorgungssicherheit aufzeigen. Mit dem schrittweisen Ausstieg aus der Kernkraft und dem Ausbau der Erneuerbaren und der Stärkung der Energieeffizienz ist zudem der Bereich Strom im Fokus.

DIVERSIFIZIERUNG DER ENERGIEVERSORGUNG

Abbildung 8 zeigt, dass Erdölprodukte (Brenn- und Treibstoffe, inkl. Flugtriebstoffe internationaler Flugverkehr) 2017 rund die Hälfte des Endenergieverbrauchs ausmachten. Strom macht etwa ein Viertel des gesamten Endenergieverbrauchs aus und Gas rund 14 Prozent. Seit dem Jahr 2000 sind die Anteile im Energiemix relativ stabil geblieben. Einige Verschiebungen sind dennoch zu verzeichnen: So ging der Anteil der Erdölprodukte zwischen 2000 und 2017 um knapp 10 Prozentpunkte zurück, bedingt durch die Reduktion bei den Erdölbrennstoffen. Zugenommen haben die Anteile von Gas (+3%), Strom (+2,5%), Holz und Holzkohle (+1,3%), sowie von den übrigen erneuerbaren Energien (+2,4%) und Fernwärme (+0,8%). Diese Entwicklung zeigt eine tendenziell breitere Diversifizierung der Energieträger und eine etwas geringere Abhängigkeit von fossilen Energien; beide Faktoren tragen zur guten Versorgungssicherheit der Schweiz bei (Quelle: BFE, 2018a).

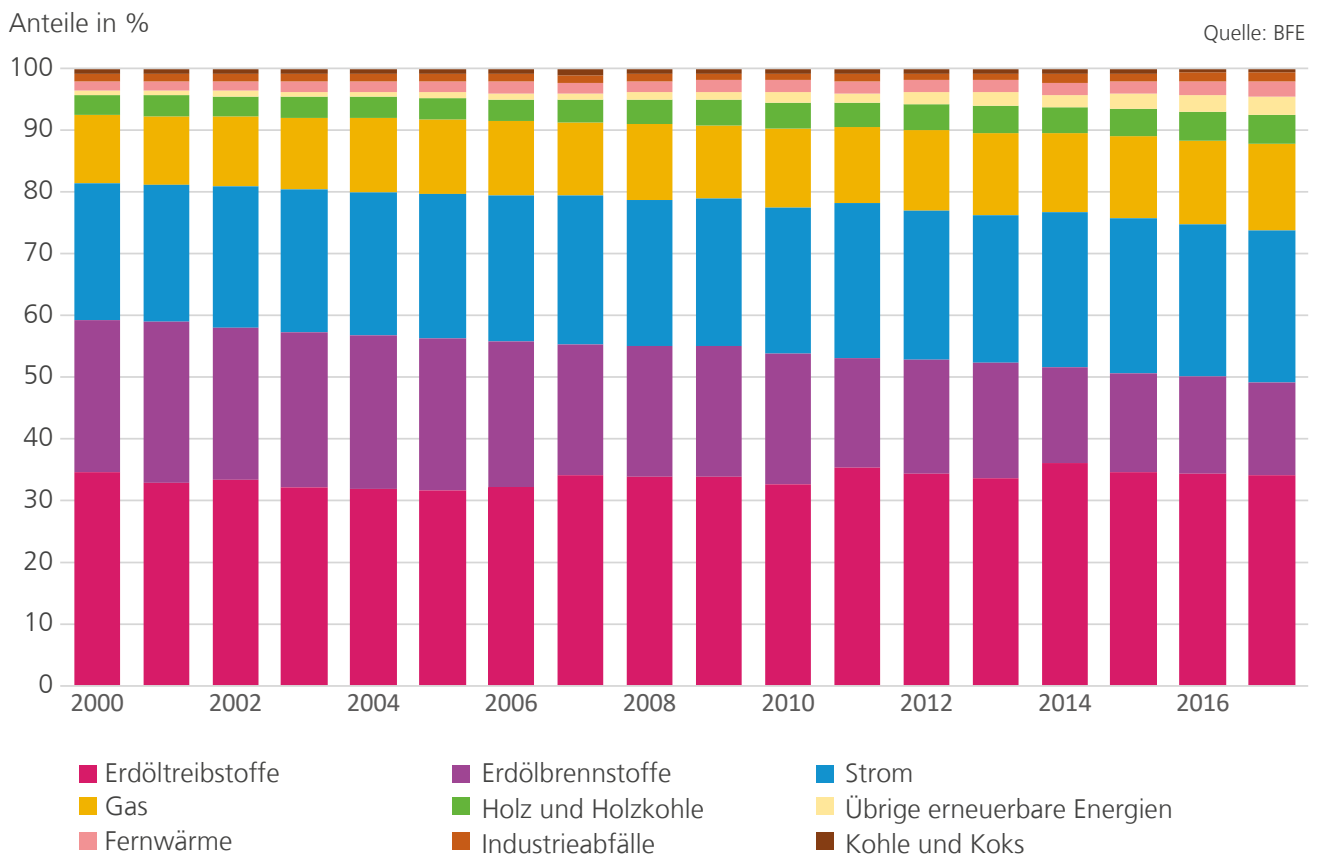


Abbildung 8: Diversifizierung der Energieversorgung: Anteile der Energieträger am Endenergieverbrauch

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 namentlich 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: 2017 betrug der Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch 75,3 Prozent (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, 2018a/BFS/BAFU/ARE, 2018).

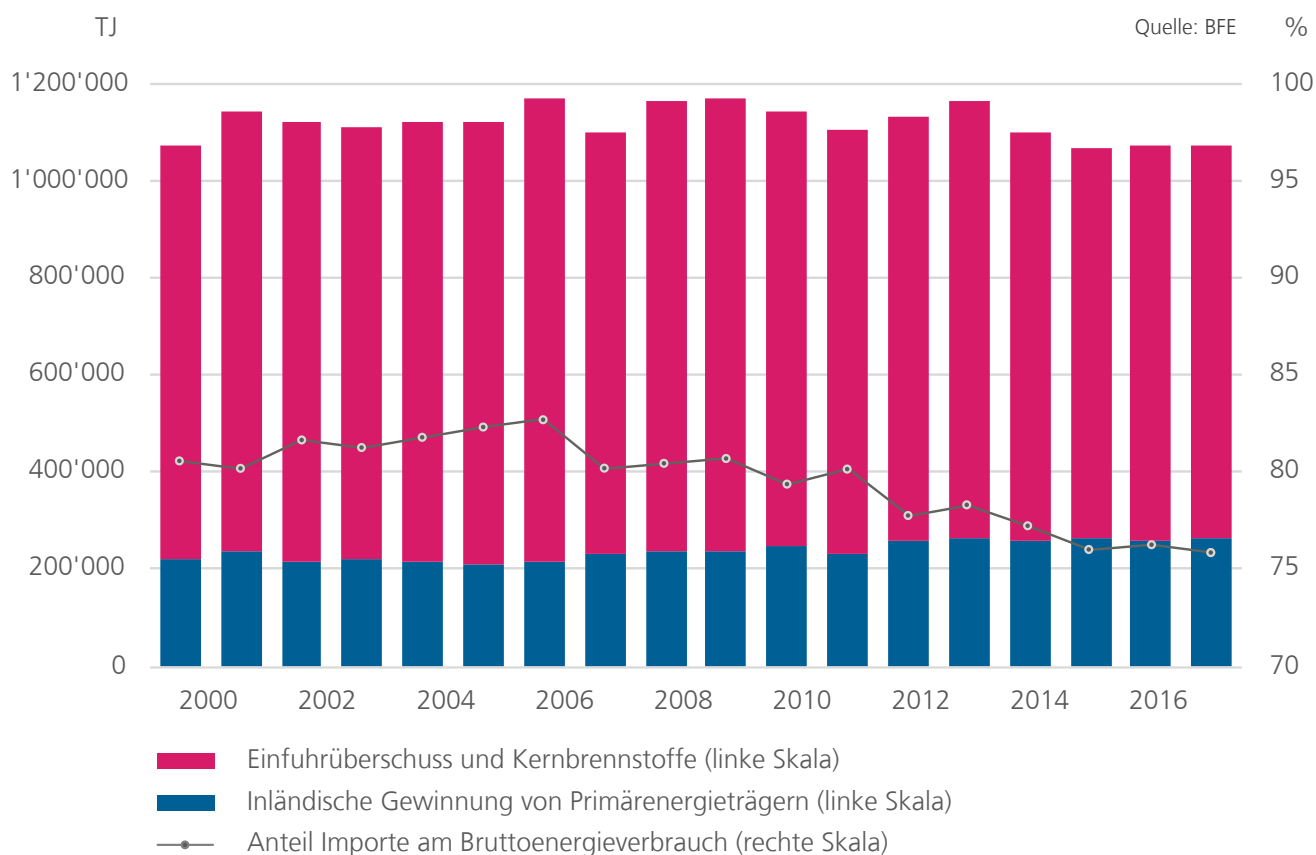


Abbildung 9: Einfuhrüberschuss und inländische Produktion (in TJ) und Anteil Importe am Bruttoenergieverbrauch

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 Ausrichtung der Länder (vor allem der EU) die Situation über die Zeit ändert, braucht es für die Beurteilung der Versorgungssicherheit ganzheitliche periodische Analysen zur so genannten «System Adequacy». Dabei handelt es sich um einen neuen Modellierungsansatz der Versorgungssituation, welcher die strategische Ausrichtung in den Bereichen Erzeugung, Verbrauch und der nötigen Netzinfrastruktur betrachtet. Eine Ende 2017 publizierte Analyse der ETH Zürich und der Universität Basel im Auftrag des BFE untersuchte die zukünftige Stromversorgungssituation der Schweiz unter Berücksichtigung von verschiedenen Szenarien zu Wetter, Kraftwerkspark, Nachfrage, und Stromnetzinfrastruktur umfassend. Die Ergebnisse zeigen, dass die Versorgungssicherheit der Schweiz bis 2035 als unkritisch einzustufen ist, solange die Schweiz im europäischen Strommarkt integriert ist. Die Ergebnisse zeigen ebenfalls die Wichtigkeit des zeitgerechten Ausbaus des Übertragungsnetzes. Im Hinblick auf die Beurteilung von kurz- und mittelfristigen Risiken hat die ElCom parallel zu den vom BFE betrachteten Szenarien Berechnungen zur System Adequacy für das Jahr 2025 durchgeführt, welche nicht auf einem abgeschlossenen Stromabkommen mit der EU basieren. Gemäss dem Ende Mai 2018 publizierten Bericht ist für ein wahrscheinliches Szenario für das Jahr 2025 die Versorgung der Schweiz gewährleistet. Dies auch unter Berücksichtigung von einzelnen Stressoren. Deutlich angespannter wird die Situation gemäss den Berechnungen in Stressszenarien, beispielsweise, wenn der Import an den Grenzen nur eingeschränkt

verfügbar ist, der französische Kraftwerkspark nur eingeschränkt verfügbar ist und zusätzlich die beiden grossen Schweizer Kernkraftwerke Leibstadt und Gösgen ausser Betrieb sind. Die Eintrittswahrscheinlichkeit für dieses Szenario ist gemäss Studie jedoch gering. Konsistent mit den Studien von BFE und ElCom ist der im Oktober 2018 publizierte Mid-term Adequacy Forecast des Verbands der Europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E), welcher den Zeithorizont 2020 und 2025 untersuchte. Die Einschätzung zur mittelfristigen Versorgungssituation wird weiter durch einen Anfang 2018 publizierten Bericht der Übertragungsnetzbetreiber des Pentilateralen Energieforums ergänzt. Dieser untersuchte auch die mittelfristige (d.h. für 2023/24) Stromversorgungssicherheit für die Region Zentral-West-Europa. In den erwähnten Zeiträumen zeigten sich insbesondere für die Schweiz auch in besonders anspruchsvollen Szenarien keine nennenswerten Probleme bei der Versorgung (Quellen: Universität Basel/ETHZ, 2017/ElCom, 2018b/ENTSO-E, 2018/PLEF SG2, 2018).

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld

VERSORGUNGSSICHERHEIT:

- Ausführliche Fassung Monitoring-Bericht
- Bericht BFE zur System Adequacy der Schweiz
- Bericht ElCom zur System Adequacy
- Mid-term Adequacy Forecast der ENTSO-E
- Bericht PLEF SG2 Generation Adequacy Assessment
- Bericht ElCom Stromversorgungssicherheit der Schweiz
- Bericht ElCom zur Stromversorgungsqualität





► **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.

ENDVERBRAUCHERAUSGABEN FÜR ENERGIE

Index: 2001 = 100

Quelle: BFE, BFS

Mio. Fr.

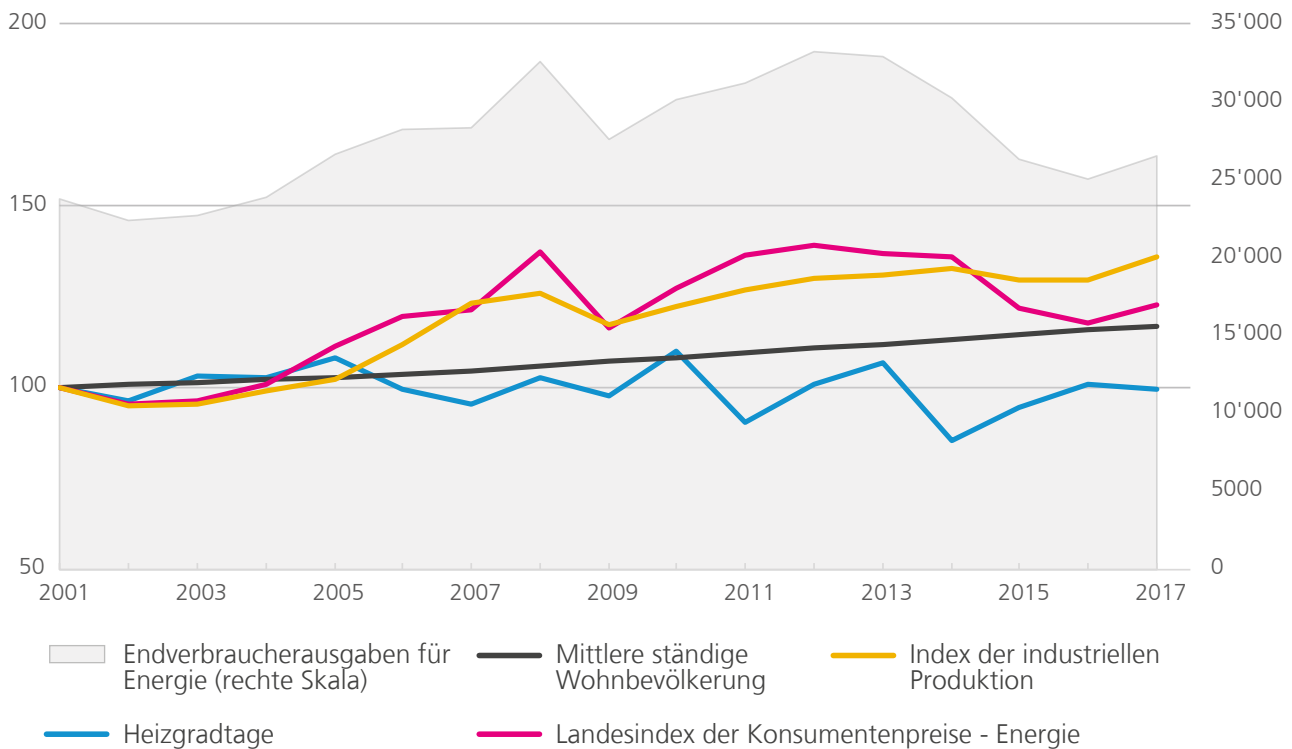


Abbildung 10: Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr.) und wichtige Einflussfaktoren (indexiert)

Abbildung 10 zeigt die Entwicklung der Endverbraucherausgaben für Energie in der Schweiz, welche von rund 23,8 Mrd. im Jahr 2001 auf knapp 26,5 Mrd. Franken im Jahr 2017 angestiegen sind. Knapp die Hälfte sind Ausgaben für Erdölprodukte, gut ein Drittel betrifft Strom, rund 10 Prozent wird für Gas und der Rest für feste Brennstoffe sowie für Fernwärme ausgegeben. Zwischen 2001 und 2017 entspricht dies einer Zunahme von durchschnittlich 0,7 Prozent pro Jahr. Während der gleichen Periode sind die industrielle Produktion (jährlich 1,9%), die Bevölkerung (jährlich 1,0%) und der Landesindex der Konsumentenpreise für Energie (jährlich 1,3%) gewachsen. Auffallend ist, dass sich der Verlauf der Endverbraucherausgaben und jener des Konsumentenpreisindex für Energie ähneln: Dies hängt unter anderem damit zusammen, dass die Energiepreise das Verhalten der Konsumenten kurzfristig kaum beeinflussen, sondern dieses vielmehr von den bestehenden, vergleichsweise konstanten Strukturen abhängt, beispielsweise vom

Fahrzeug- und Wohnungsbestand. Man spricht in diesem Zusammenhang auch von einer tiefen kurzfristigen Preiselastizität. Weiter ist 2008 ein deutlicher Anstieg der Endverbraucherausgaben und der Energiepreise sichtbar, gefolgt von einem Einbruch im Folgejahr; dies lässt sich teilweise durch den wirtschaftlichen Aufschwung und die darauffolgende Abkühlung im Zuge der Finanz- und Wirtschaftskrise erklären. 2017 sind die Endverbraucherausgaben gegenüber dem Vorjahr leicht gestiegen, was durch eine leichte Preissteigerung erklärbar ist. Dämpfend auf den Energieverbrauch und damit auf die Endverbraucherausgaben kann sich derweil eine verbesserte Energieeffizienz auswirken (Quellen: BFE, 2018a/BFS, 2018a).

ENERGIEPREISE FÜR INDUSTRIESEKTOREN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

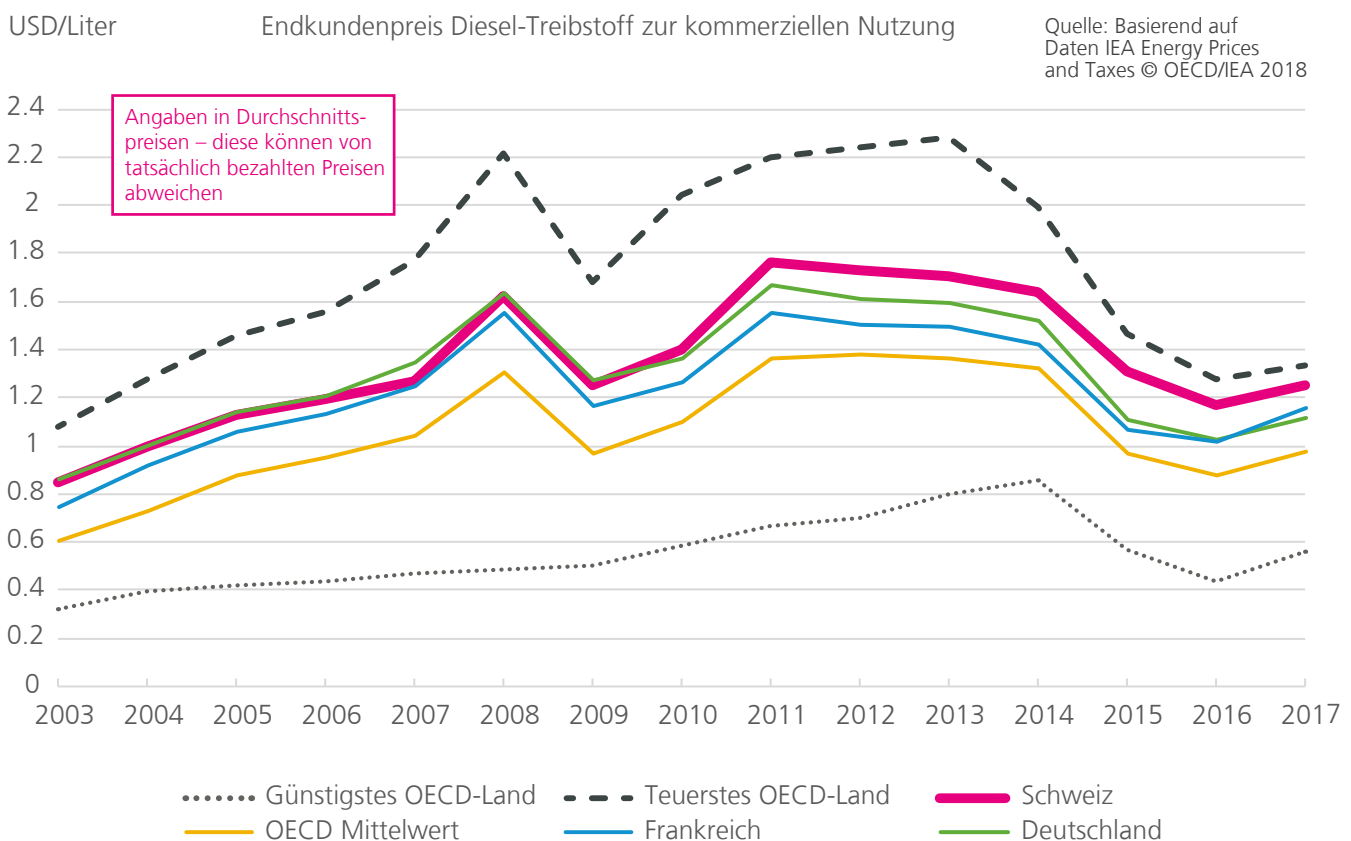
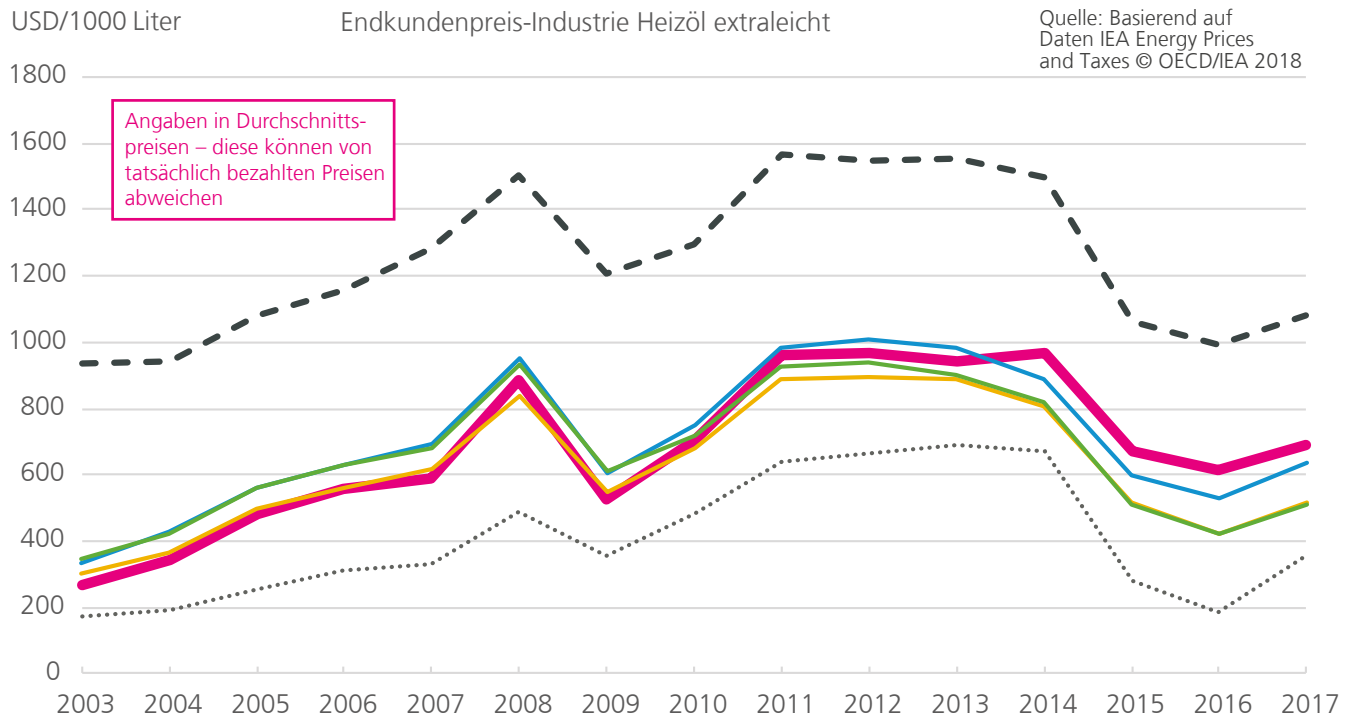


Abbildung 11: Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechselkurse umgerechnet)

Der Rohstoff Öl und die aus dessen Raffination entstehenden Energieträger **Heizöl** und **Diesel** werden global gehandelt. Dies erklärt teilweise die ähnliche Entwicklung der Preise in den meisten der dargestellten Länder (**vgl. Abbildung 11**). Der Preis für Schweizer Heizöl befindet sich 2017 über dem OECD-Mittelwert. Die Preise sind in der OECD und der Schweiz leicht 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 CO₂-Abgabe seit deren Einführung im Jahr 2008 von 12 auf 84 Franken pro Tonne CO₂ in den Jahren 2016 und 2017 liegen⁹; die Erhöhung erfolgte, weil die vom Bundesrat festgelegten zweijährlichen Zwischenziele für die Emissionsvermindierungen bei den fossilen Brennstoffen nicht erreicht wurden. Das Preisniveau für Diesel ist in der Schweiz höher als in Frankreich, Deutschland oder durchschnittlich in der OECD. 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 näher am teuersten als am günstigsten OECD-Land (Quelle: OECD/IEA, 2018a).

⁹ Per 1. Januar 2018 Erhöhung von 84 auf 96 Franken pro Tonne CO₂.

ENERGIEPREISE FÜR INDUSTRIESEKTOREN IM INTERNATIONALEN VERGLEICH

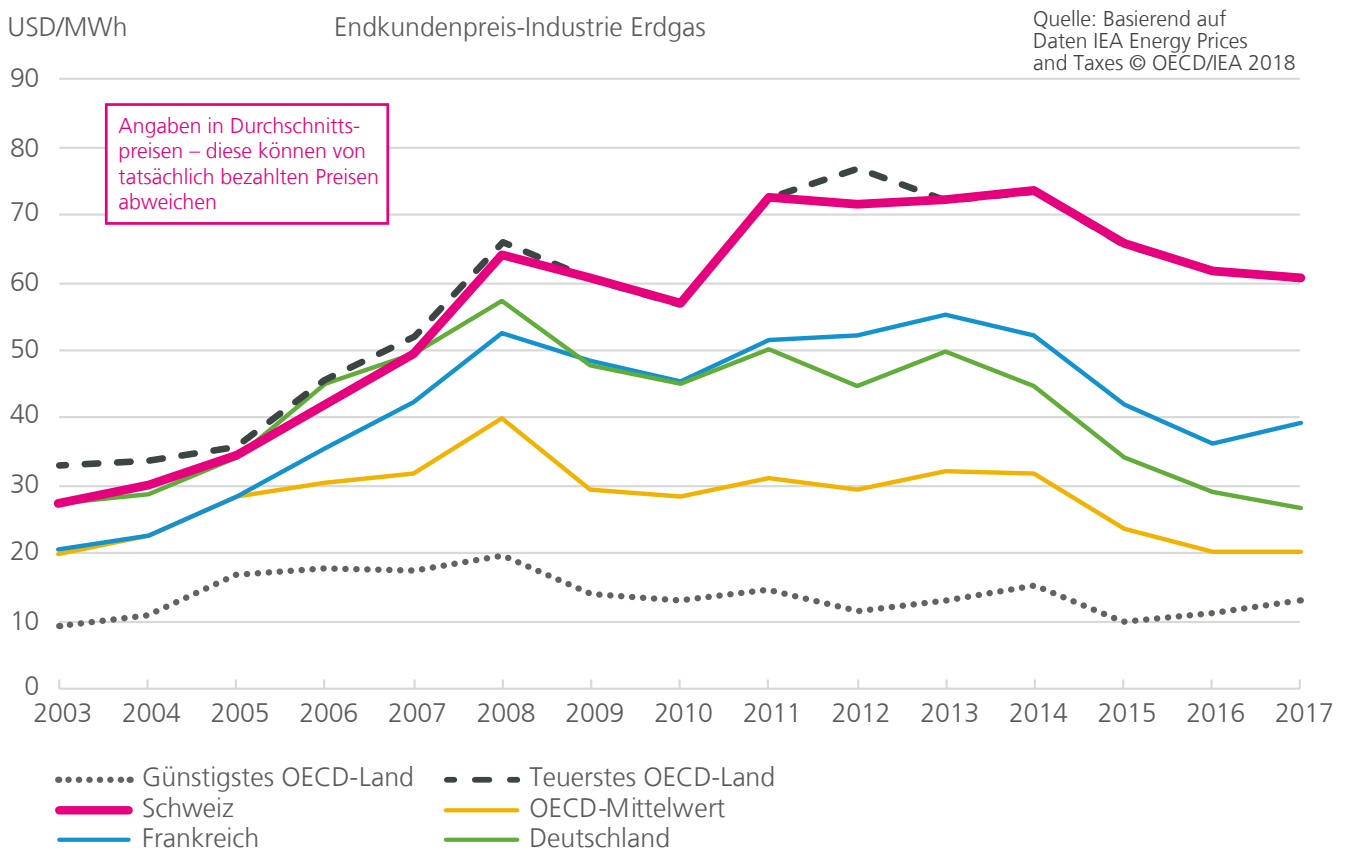
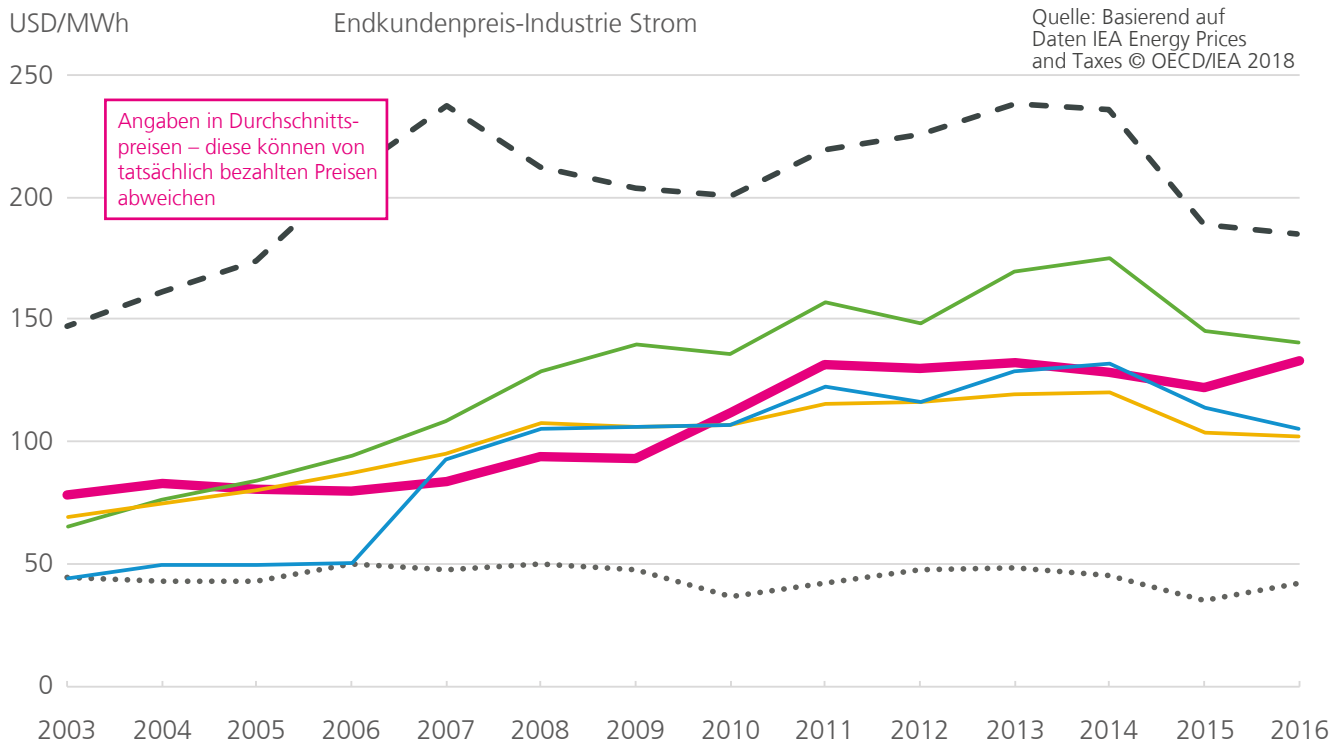


Abbildung 12: Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwechsellkurse umgerechnet)

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, 2016 nimmt der Preis in der Schweiz jedoch leicht zu (**vgl. Abbildung 12**). Trotzdem lässt sich sagen, dass das Preisniveau in der Schweiz nahe am OECD-Durchschnitt liegt und tiefer ist als in Deutschland oder vor allem in Italien (Italien hat über die gesamte Zeitspanne den höchsten Strompreis). Die Niveauunterschiede sind aber mit Vorsicht zu interpretieren, weil stromintensive Unternehmen von den im Preis enthaltenen Abgaben befreit werden können und weil die Datenbasis unvollständig ist. Tatsächlich werden in der Schweiz die Preise für jene Industriekunden, die sich über den freien Markt eindecken, nicht erhoben. Der Anteil dieser Industriekunden ist seit der Teilmarktöffnung stetig gestiegen. Beim **Erdgas** liegen die hiesigen Preise deutlich höher als in Deutschland, Frankreich und im Mittel der OECD-Länder. 2005, 2010, 2011 und seit 2013 ist die Schweiz diesbezüglich das teuerste Land der OECD. Die Differenz zu andern OECD-Ländern ist beträchtlich, insbe-

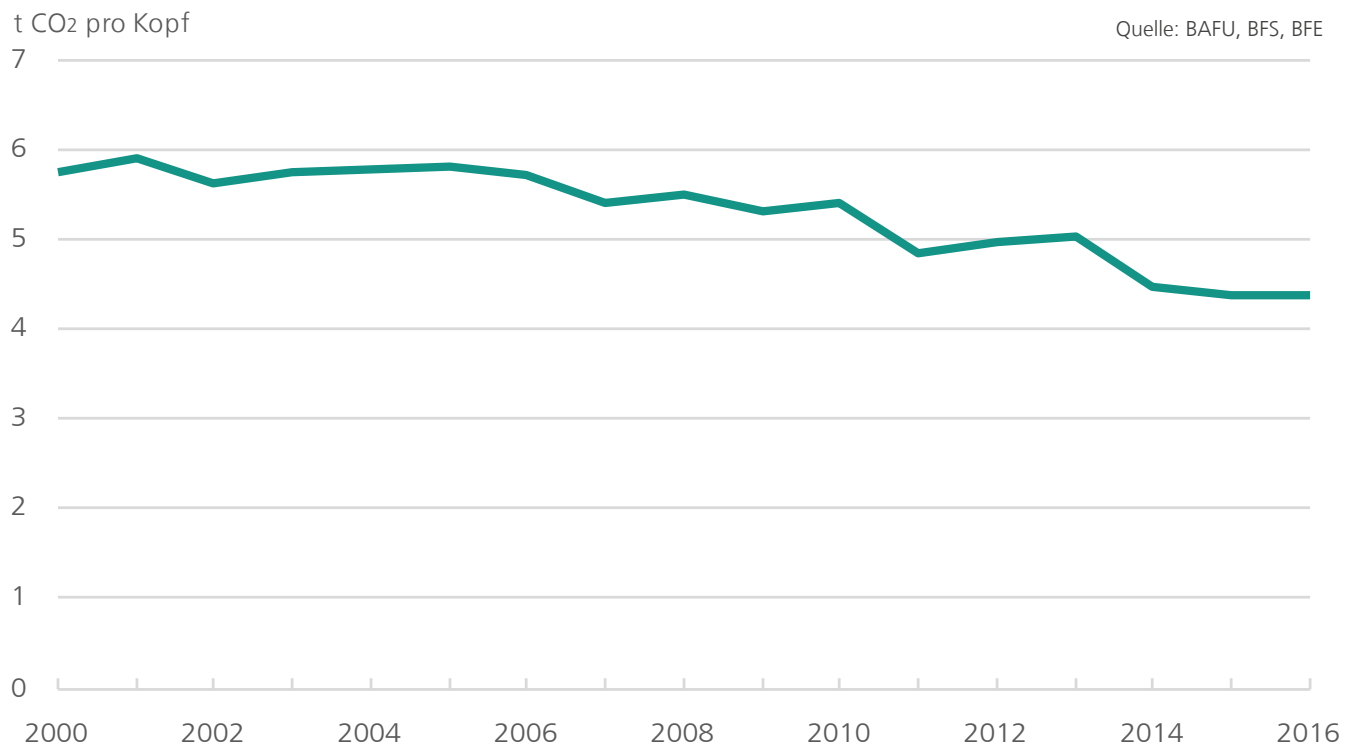
sondere gegenüber Kanada, dem günstigsten Land seit 2009. Es gibt verschiedene mögliche Erklärungen für die Preisdifferenz: So wurde wie oben erwähnt die CO₂-Abgabe auf Brennstoffen erhöht, was sich in den Zahlen niederschlägt. Dabei ist zu beachten, dass sich gewisse Unternehmen von der Abgabe befreien 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 CO₂-Abgabe erklärt derweil den relativ hohen Preis nur teilweise und für die Jahre vor 2008 gar nicht. Weitere mögliche Erklärungen sind die höheren Netzkosten (bedingt etwa durch verhältnismässig wenige Anschlüsse pro Kilometer) sowie die Wettbewerbsintensität. So sind die Gasmärkte in den zum Vergleich herangezogenen Ländern geöffnet. In der Schweiz wurden 2012 mit einer Verbändevereinbarung die Konditionen für den Erdgasbezug von industriellen Grosskunden geregelt (Quelle: OECD/IEA, 2018a).





► CO₂-EMISSIONEN

Zwischen Energie- und Klimapolitik besteht ein enger Zusammenhang, da rund drei Viertel der Treibhausgasemissionen in der Schweiz durch die Nutzung fossiler Energieträger verursacht werden. Die Energiestrategie 2050 soll einen Beitrag zur Reduktion des Verbrauchs fossiler Energien und damit der energiebedingten Treibhausgasemissionen leisten. Das anteilmässig bedeutendste Treibhausgas ist Kohlendioxid (CO₂), welches vor allem bei der Verbrennung von fossilen Brenn- und Treibstoffen (Heizöl, Erdgas, Benzin, Diesel) entsteht. Das jährliche Monitoring verfolgt daher, wie sich die energiebedingten CO₂-Emissionen entwickeln. Wichtigste Quelle für die Indikatoren ist das Treibhausgasinventar der Schweiz, welches das Bundesamt für Umwelt (BAFU) jährlich nach den Vorgaben der UNO-Klimakonvention erstellt.

ENERGIEBEDINGTE CO₂-EMISSIONEN PRO KOPFAbbildung 13: Energiebedingte CO₂-Emissionen pro Kopf (in t CO₂ pro Kopf)

Die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf nehmen in der Schweiz seit dem Jahr 2000 stetig ab, wie **Abbildung 13** zeigt. Da die energiebedingten CO₂-Emissionen insgesamt seit 2000 leicht gesunken sind (**vgl. Abbildung 14**) und die Bevölkerung im gleichen Zeitraum stetig zugenommen hat, findet eine zunehmende Entkopplung von Bevölkerungswachstum und CO₂-Emissionen statt. 2016 lagen die inländischen Pro-Kopf-Emissionen bei rund 4,4 Tonnen. Im internationalen Vergleich sind die energiebedingten CO₂-Emissionen pro Kopf in der Schweiz eher tief, da sie über eine weitgehend CO₂-freie Stromproduktion verfügt und der Dienstleistungssektor einen hohen Anteil an der Wertschöpfung hat. Damit das langfristige strategische Oberziel gemäss Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 (Reduktion der CO₂-Emissionen auf 1 bis 1,5 Tonnen bis 2050) erreicht werden kann, müssen die Emissionen auf Pro-Kopf-Ebene weiter kontinuierlich reduziert werden (Quellen: BAFU, 2018a/BFS, 2018a/BFE, 2018a).

Die energiebedingten CO₂-Emissionen (**vgl. Abbildung 14**) betrugen 2016 knapp 37 Mio. Tonnen und lagen damit gut 10 Prozent tiefer als im Jahr 2000. Der grösste Anteil entfällt auf den Verkehr (ohne internationalen Flugverkehr; 2016: 41%), wo die Emissionen zu einem grossen Teil durch den motorisierten Strassenverkehr verursacht werden¹⁰. Zwischen 2000 und 2016 sind die CO₂-Emissionen im Verkehrssektor um rund 0,7 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. In der Industrie (Anteil 2016: 23%) entstehen die CO₂-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 Massnahmen, Effizienzsteigerungen sowie auf eine gewisse Entkopplung von industrieller Produktion und CO₂-Ausstoss hinweist. 2015 führte zudem der Betriebsunterbruch

ENERGIEBEDINGTE CO₂-EMISSIONEN INSGESAMT UND NACH SEKTOREN



Abbildung 14: Energiebedingte CO₂-Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO₂, ohne int. Flugverkehr)

einer Raffinerie zu einem sichtbaren Rückgang. Die Schwankungen im zeitlichen Verlauf sind konjunktur- und witterungsbedingt. Bei den Haushalten (Anteil 2016: 24%) 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 CO₂-ärmerer Technologien hin. Die jährliche Emissionsentwicklung ist jedoch stark von der Witterung beeinflusst; die Abhängigkeit von fossilen Heizsystemen ist nach wie vor gross. Ähnliches gilt für den Sektor Dienstleistungen (Anteil 2016: 12%); auch hier sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 leicht rückläufig. In der Landwirtschaft schliesslich sind die energiebedingten CO₂-Emissionen seit 2000 in etwa konstant. Ihr Anteil an den gesamten CO₂-Emissionen ist indes sehr gering (2016: 1%). Bedeutend sind in diesem Sektor in erster Linie nicht energiebedingte Treib-

hausgasemissionen, 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 leicht erhöht (von 38 auf 41%), während Haushalte und Dienstleistungen nun einen weniger hohen Anteil beisteuern (Quellen: BAFU, 2018 a+b/BFE, 2018a/Ecoplan, 2017/Ecoplan/EPFL/FHNW, 2015).

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

➤ Vertiefende Indikatoren zum Themenfeld **CO₂-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

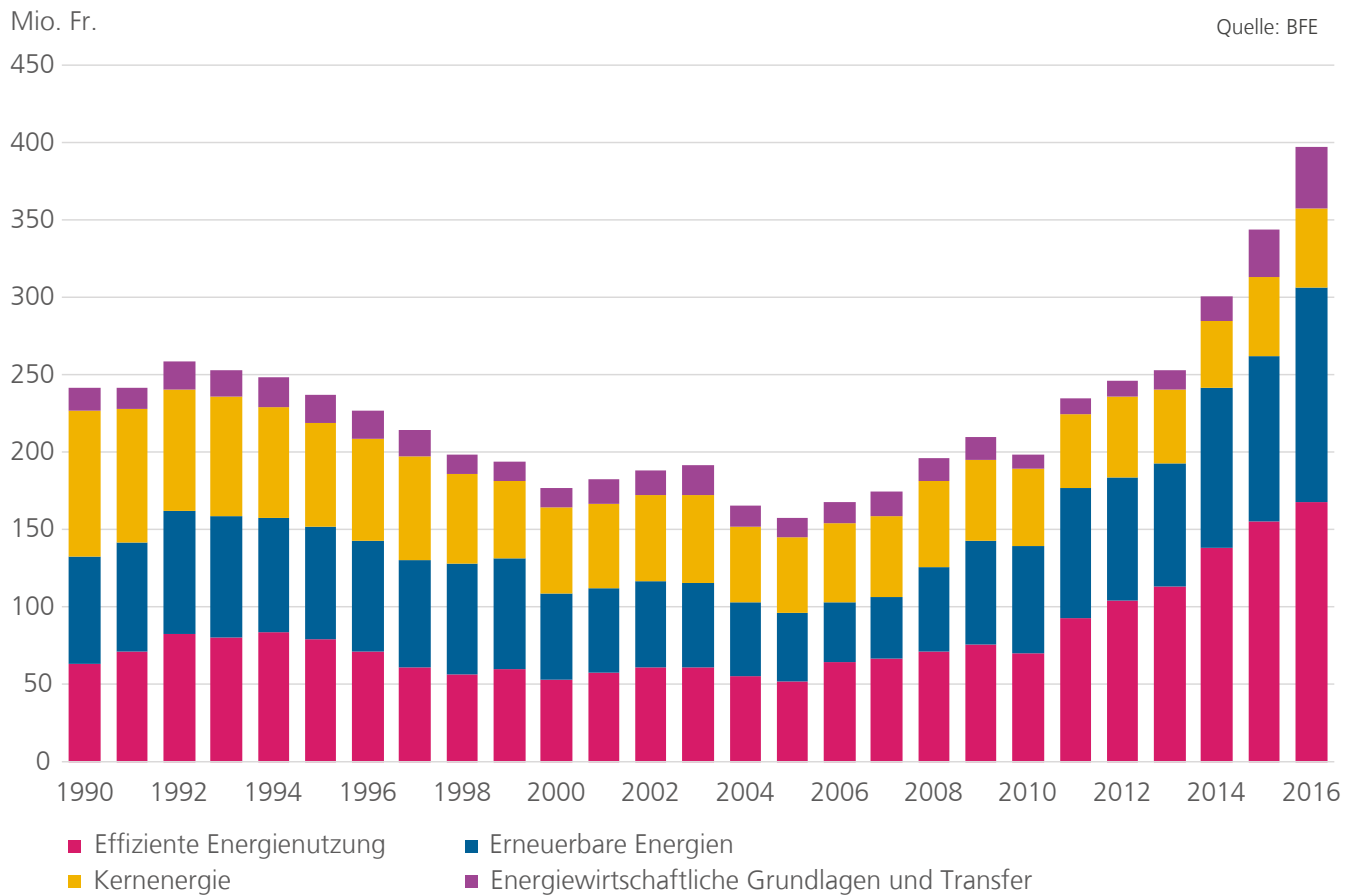


Abbildung 15: Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)¹¹

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 Bundesamts für Energie (BFE). 2016 stiegen die Aufwendungen der öffentlichen Hand gegenüber dem Vorjahr insgesamt auf real 396,9 Mio. Franken (2015: 343,7 Mio. Fr.). Den Schwerpunkten der Energiestrategie 2050 entsprechend fließt

der grösste Teil in die Forschungsgebiete Effiziente Energienutzung (Anteil 2016: 42,5%) und Erneuerbare Energien (Anteil 2016: 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 2016 noch 12,9 Prozent. Der Anteil des Forschungsgebiets Energiewirtschaftliche Grundlagen und Transfer lag 2016 bei 9,9 Prozent (Quelle: BFE, 2018d).

¹¹ 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 aufgrund ihrer zentralen Lage in Europa eng in die internationalen Energiemärkte eingebunden und andererseits stark von Energieimporten abhängig ist. Auf der regulatorischen Ebene sind insbesondere die Weiterentwicklungen in Europa zentral. 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 2023 rund 104,7 Mio. Fass pro Tag erreichen wird. Im Jahr 2017 erhöhte sich das Erdöl-Angebot gegenüber dem Vorjahr um 0,5 Mio. auf 97,4 Mio. Fass pro Tag. Die Nachfrage stieg um 1,4 Mio. auf 97,8 Mio. Fass pro Tag. Nach dem Preissturz ab der zweiten Jahreshälfte 2014 sowie im Jahr 2015 auf rund 30 US-Dollar pro Fass hat sich der Preis dank der robusten Nachfrage im 2017 und der bis Juni 2018 verlängerten Fördereinschränkung der Organisation Erdöl exportierender Länder (OPEC) und weiterer Länder wie Russland wieder erholt und erreichte bis Mitte 2018 für die Referenzsorte Brent einen Preis von 79,44 und für jene von WTI von 74,15 Dollar pro Fass. Im Juni 2018 einigten sich die OPEC und weitere Länder darauf, das Ende 2016 gesetzte Förderlimit voll auszuschöpfen. Ende September sprachen sie sich derweil gegen eine Ausweitung der Fördermengen aus, woraufhin die Notierung für die Erdölsorte Brent Anfang Oktober zeitweise auf über 85 Dollar pro Fass stieg und so teuer war wie seit vier Jahren nicht mehr; im Verlauf des Monats sank der Preis indes wieder (Quellen: OECD/IEA, 2018b+g).

Erdgas: Die IEA erwartet in ihrer Mittelfristprognose, dass die globale Erdgas-Nachfrage jährlich um durchschnittlich 1,6 Prozent wächst und 2023 rund 4100 Mrd. Kubikmeter erreichen wird. 2017 stieg die globale Erdgas-Produktion nach provisorischen Angaben der IEA gegenüber dem Vorjahr um 3,6 Prozent auf 3768 Mrd. Kubikmeter. Die Nachfrage erhöhte sich um 3,2 Prozent auf 3757 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 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)¹². Im ersten Quartal 2018 stiegen die Spotpreise auf dem europäischen Markt gegenüber der Vorjahresperiode um rund 10 Prozent auf 20,5 Euro/MWh (Quellen: OECD/IEA, 2017/OECD/IEA, 2018c+d/EU, 2018a).

Kohle: Die IEA geht in ihrer Mittelfristprognose davon aus, dass die jährliche Kohlenachfrage bis 2022 nahezu stagniert bei einem Stand von 5530 Mio. Tonnen. Die globale Kohleproduktion stieg 2017 nach provisorischen Angaben der IEA um 3,1 Prozent, nachdem sie in den vergangenen drei Jahren gesunken war. Der Kohleverbrauch stieg global um ein Prozent, 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 2012¹³ (Quellen: OECD/IEA, 2017/OECD/IEA, 2018e).

CO₂: Nachdem der Preis für CO₂-Emissionsrechte im europäischen Emissionshandelssystem seit 2013 bei rund 5 Euro pro Tonne CO₂-Äquivalente (tCO₂e) lag, stieg er zwischen Mitte 2017 und September 2018 an und erreichte zwischenzeitlich über 25 Euro/tCO₂e. Seither ist er indes wieder gesunken¹⁴.

Strom: Global stieg die Stromproduktion zwischen 1974 und 2016 von 6298 auf 25'082 TWh, was nach Angaben der IEA einer durchschnittlichen jährlichen Wachstumsrate von 3,3 Prozent entspricht. 2016 lag die Produktion 2,9 Prozent über dem Vorjahr. Der European Power Benchmark (Index für den durchschnittlichen Grosshandelsstrompreis auf dem europäischen Markt) fiel im Februar 2016 auf 30 Euro/MWh, was dem tiefsten Monatsmittel seit März 2007 entspricht. Im Winter 2016/2017 erholten sich die Preise wieder, so dass der Index wieder auf gut 50 Euro/MWh anstieg. Im Sommer 2017 fiel er dann wieder auf rund 30 Euro/MWh und stieg im Winter 2017/2018 wieder auf knapp 50 Euro/MWh an. Zwischen Mai und August 2018 stieg der Preis für Baseload Phelix (Preiszone Deutschland/Österreich) von rund 40 Euro/MWh auf 60 Euro/MWh. Auch der Preis für Baseload für die Schweiz (Swissix) folgte diesem Trend (Quellen: OECD/IEA, 2018f/EU, 2018).

¹² Platts im Quarterly Report on European gas markets, first quarter 2018

¹³ Argus Gas Connection

¹⁴ EEX

ENTWICKLUNGEN IN DER EU: DAS «CLEAN ENERGY PACKAGE»

Zur Umsetzung der so genannten Energieunion hat die Europäische Kommission am 30. November 2016 ein Paket mit acht Gesetzesvorschlägen sowie Berichten zu Strommarktdesign, Erneuerbare Energien (RES), Versorgungssicherheit, Energieeffizienz und Gouvernanz vorgelegt. Das Paket («Clean Energy for All Europeans») soll den Strombinnenmarkt und die Erneuerbaren für die Zukunft ausrichten und die Erreichung der EU-Klima- und Energieziele sicherstellen. **Kernelemente sind:**

Strommarktdesign: Die Neufassung der Strombinnenmarkt-Richtlinie, die aus dem 2009 beschlossenen dritten Energiebinnenmarktpaket stammt, soll einen marktbasierten, verbraucherzentrierten und flexiblen Strommarkt schaffen. Mit der Neufassung der Strombinnenmarkt-Verordnung, die ebenfalls aus dem dritten Energiebinnenmarktpaket stammt, sollen neue Regeln für den europäischen Strombinnenmarkt gelten, der an die zunehmend dezentrale und fluktuierende Stromerzeugung angepasst wird. Die Vorlagen zum Strommarktdesign befinden sich voraussichtlich bis Ende 2018 in der Abstimmung zwischen den politischen Institutionen der EU (sog. Trilog zwischen Rat, Parlament und Kommission). Die künftige Funktionsweise des EU-Strombinnenmarkts ist für die Schweiz von Bedeutung.

Agentur für die Zusammenarbeit der Energie-regulierungsbehörden (ACER): Mit der Neufassung der ACER-Verordnung soll die Rolle der Agentur an den neuen Rechtsrahmen für das Strommarktdesign und die Strom-Versorgungssicherheit angepasst werden. Ziel ist insgesamt eine Stärkung der Rolle von ACER. Die Vorlage befindet sich voraussichtlich bis Ende 2018 im Trilog zwischen Rat, Parlament und Kommission. Da die Schweiz umgeben ist vom EU-Strombinnenmarkt, hat die Arbeit von ACER Auswirkungen auf den Strommarkt der Schweiz und ist insbesondere für die ElCom von Relevanz.

Energieeffizienz: Im Bereich Energieeffizienz hat die Kommission Vorschläge für die Revisionen der Richtlinien für Energieeffizienz und Gebäudeeffizienz vorgelegt. Mit dem Übereinkommen von Pa-

ris werden die Ziele der Energieeffizienz-Richtlinie an den klima- und energiepolitischen Rahmen für 2030 angepasst. Im Juni 2018 einigten sich Kommission, Rat und Parlament auf ein unverbindliches Effizienzziel von 32,5 Prozent auf Unionsebene. Die aktualisierte Gebäudeeffizienz-Richtlinie soll Gebäude «intelligenter» machen und Gebäudesanierungen noch stärker unterstützen. Die definitive Version der Richtlinie wurde im Juni 2018 publiziert und trat am 9. Juli 2018 in Kraft. 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. Nach intensiven Verhandlungen wird ein verbindliches Erneuerbaren-Ziel von 32 Prozent auf Unions-ebene gelten. Der Rat und das Parlament müssen den Kompromiss noch formell annehmen, bevor er voraussichtlich 2019 in Kraft treten kann.

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 Vorlage befindet sich voraussichtlich bis Ende 2018 im Trilog zwischen Rat, Parlament und Kommission. 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 vorgeschlagenen Gouvernanz-Verordnung ist die Schaffung eines Mechanismus zur Planung, Berichterstattung und Überwachung der Ziele der Energieunion. Im Juni 2018 verständigten sich Rat und Parlament auf die neue Verordnung. Der Rat und das Parlament müssen den Kompromiss noch formell annehmen, bevor er voraussichtlich 2019 in Kraft treten kann.

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

INTERNATIONALE KLIMAPOLITIK

Als Meilenstein für die internationale Klimapolitik trat am 4. November 2016 das **Übereinkommen von Paris** in Kraft, welches die internationale Gemeinschaft im Dezember 2015 nach jahrelangen Verhandlungen verabschiedet hatte. Es knüpft an die zweite Verpflichtungsperiode des Kyoto-Protokolls an. Das Übereinkommen von Paris verpflichtet alle Staaten dazu, Massnahmen zur Verminderung der Treibhausgasemissionen zu ergreifen mit dem gemeinsamen Ziel, den globalen Temperaturanstieg gegenüber dem vorindustriellen Niveau auf deutlich unter 2 Grad Celsius zu begrenzen, wobei eine Begrenzung auf 1,5 Grad Celsius angestrebt wird. 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 181 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 Prozent bis 2030 gegenüber 1990 zu. Dies mit der Ergänzung, dass die Aufteilung zwischen Inland- und Auslandanteil erst mit der nationalen Umsetzung bestimmt wird. Seit der Ratifikation ist die Schweiz zudem rechtlich verpflichtet, Massnahmen zur Eindämmung und zur Anpassung an den Klimawandel zu ergreifen. Sie muss zudem wie bis anhin alle zwei Jahre gegenüber dem Sekretariat der UNO-Klimakonvention 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 im nationalen Recht umgesetzt werden. Der Bundesrat hat dafür am 1. Dezember 2017 die Vorlage zur Totalrevision des CO₂-Gesetzes vorgelegt, welche sich derzeit in der parlamentarischen Beratung befindet (Quelle: Bundesrat, 2017).

INTERNATIONALE ZUSAMMENARBEIT DER SCHWEIZ IM ENERGIEBEREICH

Die **Verhandlungen mit der EU über ein bilaterales Stromabkommen** wurden im Berichtszeitraum vorangebracht. Es handelt sich im Wesentlichen um ein Abkommen zur Gewährung des gegenseitigen Strommarktzugangs. Inhalt und Umfang sind weitgehend bestimmt. Diverse Fragen in verschiedenen Bereichen des Abkommens sind aber noch Gegenstand der Verhandlungen. Die EU macht den Abschluss der Verhandlungen abhängig von Fortschritten beim Rahmenabkommen zwischen der Schweiz und der EU.

Die Schweiz nimmt im Hinblick auf die **regionale Zusammenarbeit** seit Februar 2011 als Beobachterin am erweiterten Pentalateralen Energieforum teil, in dem die Themen Marktintegration, Versorgungssicherheit und Flexibilität im Stromsektor behandelt werden. Im Juni 2017 unterzeichneten die Penta-Länder (Deutschland, Frankreich, Österreich, Benelux-Staaten, Schweiz als Beobachterin) ein Memorandum of Understanding, mit dem die regionale Zusammenarbeit im Bereich Notfallplanung und Krisenmanagement verbessert werden soll.

Die zahlreichen Interdependenzen mit den Nachbarländern im Energiebereich erfordern eine Vertiefung der **bilateralen Beziehungen**. Im Berichtszeitraum wurden die Kontakte zu mehreren Ländern ausgebaut. Mit Deutschland soll eine gemeinsame Energie- und Klimaagenda erarbeitet werden, wie im September 2018 im Rahmen eines Treffens von Bundesrätin Doris Leuthard und dem

deutschen Wirtschaftsminister Peter Altmaier vereinbart wurde. 2018 reiste Bundesrätin Leuthard mit einer Delegation nach Vietnam und Thailand sowie 2017 nach Argentinien und Peru. Im Weiteren wurden 2017 und 2018 Absichtserklärungen mit China und Marokko unterzeichnet, um die Zusammenarbeit im Energiebereich zu verstärken.

Bei der **multilateralen Zusammenarbeit** engagierte sich die Schweiz im Rahmen der multilateralen Energieinstitutionen, darunter bei der Internationalen Energieagentur und der Energiecharta. Des Weiteren wirkt sie bei der Internationalen Atomenergie-Organisation der UNO und der Internationalen Agentur für erneuerbare Energien mit.

(Quellen: Bundesrat, 2018a+b/UVEK, 2017+2018)

LITERATUR- UND QUELLENVERZEICHNIS

BAFU (2018a):	Bundesamt für Umwelt, Treibhausgasinventar 2016.
BAFU (2018b):	Bundesamt für Umwelt, Switzerland's seventh national communication and third biennial report under the UNFCCC.
BAZL (2018):	Datenvorabzug zum internationalen Flugverkehr 2017 im Rahmen des Treibhausgasinventars.
BFE (2018a):	Bundesamt für Energie, Schweizerische Gesamtenergiestatistik 2017.
BFE (2018b):	Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz (WASTA) 2017.
BFE (2018c):	Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2017.
BFE (2018d):	Bundesamt für Energie, Energieforschungsstatistik 2016.
BFE/Swissgrid (2018):	Informationen zum Status von Netzprojekten.
BFS (2018a):	Bundesamt für Statistik, Statistik der Bevölkerung und der Haushalte (STATPOP) 2017.
BFS (2018b):	Bundesamt für Statistik, Volkswirtschaftliche Gesamtrechnung der Schweiz 2017.
BFS (2018c):	Bundesamt für Statistik, Landesindex der Konsumentenpreise, Durchschnittspreise für Energie und Treibstoffe 2017.
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 (2015):	Botschaft zum Verfassungsartikel über ein Klima- und Energielenkungssystem, BBI 2015 7877.
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 ₂ -Gesetzes nach 2020, BBI 2018 247.
Bundesrat (2018a):	Aussenpolitischer Bericht 2017, BBI 2018 1791.
Bundesrat (2018b):	Medienmitteilungen zum Europadossier vom 5. März und 28. September 2018.
Bundesrat (2018c):	Vernehmlassungsvorlage zur Revision des Stromversorgungsgesetzes (volle Strommarktöffnung, Speicherreserve und Modernisierung der Netzregulierung), BBI 2018 6391.
COM(2016) 860 final:	Mitteilung der Europäischen Kommission, Saubere Energie für alle Europäer.
Ecoplan/EPFL/FHNW (2015):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe. I.A. des BAFU.
Ecoplan (2017):	Wirkungsabschätzung CO ₂ -Abgabe, Aktualisierung bis 2015. I.A. des BAFU.
ElCom (2018a):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Tätigkeitsbericht 2017.
ElCom (2018b):	Eidgenössische Elektrizitätskommission, Schlussbericht System Adequacy 2025. Studie zur Versorgungssicherheit der Schweiz im Jahr 2025.

ENTSO-E (2018):	Mid-term Adequacy Forecast 2018.
EU (2018a):	European Commission, Directorate-General for Energy: Market Observation for Energy 2017.
OECD/IEA (2017):	International Energy Agency, Coal 2017: Analysis and Forecasts to 2022.
OECD/IEA (2018a):	International Energy Agency IEA, Energy Prices and Taxes 2017.
OECD/IEA (2018b):	International Energy Agency, Oil Market Reports, Annual Statistical Supplement 2017.
OECD/IEA (2018c):	International Energy Agency, Gas 2018: Analysis and Forecast to 2023.
OECD/IEA (2018d):	International Energy Agency, Natural Gas Information: Overview 2018.
OECD/IEA (2018e):	International Energy Agency, Natural Coal Information: Overview 2018.
OECD/IEA (2018f):	International Energy Agency, Electricity Information: Overview 2018.
OECD/IEA (2018g):	Oil 2018: Analysis and Forecasts to 2023.
PLEF SG2 (2018):	Pentalateral Energy Forum Support Group 2, Generation Adequacy Assessment.
Prognos (2012):	Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. I. A. des BFE.
Prognos (2015):	Witterungsbereinigung auf Basis von Gradtagen und Solarstrahlung. I. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2018a):	Ex-Post-Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000 bis 2017 nach Bestimmungsfaktoren. I. A. des BFE.
Prognos/TEP/Infras (2018b):	Analyse des schweizerischen Energieverbrauchs 2000–2017 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.
UVEK (2017):	Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation, diverse Medienmitteilungen.
UVEK (2018):	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 Netzevorhaben, Status und geplante Inbetriebnahme (Stand: 17.10.2018)
20	Abbildung 6:	Kumulierte Dauer der Projektphasen ausgewählter Netzevorhaben auf Netzebene 1 per 17. Oktober 2018 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 %)
34	Abbildung 10:	Endverbraucherausgaben für Energie (in Mio. Fr.) und wichtige Einflussfaktoren (indexiert)
36	Abbildung 11:	Durchschnittliche Endkundenpreise Heizöl und Diesel inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwchselkurse umgerechnet)
38	Abbildung 12:	Durchschnittliche Endkundenpreise für Strom und Erdgas inklusive Steuern für den Industriesektor, nominal, in USD (anhand Marktwchselkurse umgerechnet)
42	Abbildung 13:	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen pro Kopf (in t CO ₂ pro Kopf)
43	Abbildung 14:	Energiebedingte CO ₂ -Emissionen total und nach Sektoren (in Mio. t CO ₂ , ohne int. Flugverkehr)
47	Abbildung 15:	Ausgaben der öffentlichen Hand für die Energieforschung nach Forschungsgebieten (in Mio. Fr., real)

IMPRESSUM

NOVEMBER 2018

**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

➤ www.energiemonitoring.ch